

Energieverbrauch in Deutschland fällt auf niedrigsten Stand seit 1990

Inhalt

Primärenergieverbrauch insgesamt	2
Rahmenbedingungen der Verbrauchsentwicklung im Jahr 2022	4
Abhängigkeit von Energieimporten	11
Primärenergiegewinnung in Deutschland	12
Mineralöl	13
Erdgas	19
Steinkohle	25
Braunkohle	30
Elektrizitätswirtschaft	33
Erneuerbare Energien	42
Energieeffizienz in Deutschland	46
CO ₂ -Emissionen	52
Zusammenfassende Entwicklung	55

Stand: 6. März 2023

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

(Der Beitrag zu den erneuerbaren Energien beruht auf Arbeiten der AGEE-Stat, Stand 21. Februar 2023)

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Reinhardtstraße 32, 10117 Berlin
h.g.buttermann@ag-energiebilanzen.de

m.nickel@ag-energiebilanzen.de

u.maassen@ag-energiebilanzen.de

www.ag-energiebilanzen.de

Primärenergieverbrauch insgesamt

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2022 insgesamt 11.769 PJ oder 401,6 Mio. t SKE; gegenüber dem Vorjahr nahm er damit um 5,4 % ab (vgl. Tabelle 1).

Das Niveau des Energieverbrauchs sowie seine Zusammensetzung (Energiemix) wurden im Jahr 2022 in hohem Maße durch die Folgen der Invasion Russlands in die Ukraine, den Stopp russischer Gaslieferungen nach Deutschland und damit verbundene zeitweise drastischen Steigerungen der Energiepreise sowie umfassende Vorbereitungen zur Bekämpfung einer drohenden Energiekrise bzw. Gasmangellage infolge der bis dahin erheblichen Abhängigkeit der deutschen Volkswirtschaft von Energieimporten aus Russland geprägt. Gleichzeitig beeinflusste die um rund 1 Mio. Menschen höhere Bevölkerungszahl infolge der kriegsbedingten Fluchtbewegungen aus der Ukraine den Energieverbrauch in Deutschland. Darüber hinaus wird der Energieverbrauch auch weiterhin durch politische und regulatorische Vorgaben beeinflusst.

Für die mittel- bis längerfristige Entwicklung sind u. a. der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie bis zum 15. April 2023, der geplante Ausstieg aus der Kohleverstromung (bis Ende 2038) 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-Bereich ¹⁾, 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) sowie der Vorschlag für eine Richtlinie zur Änderung der EU-Richtlinie 2018/2001 (Dokument COM/2021/557) von Relevanz.

Tabelle 1

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2021 und 2022 ¹⁾

Energieträger	2021		2022		Veränderungen 2022 geg. 2021			Anteile in %	
	Petajoule (PJ)	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	%	2021	2022
Mineralöl	4.039	137,8	4.156	141,8	117	4,0	2,9	32,5	35,3
Erdgas	3.303	112,7	2.783	95,0	-520	-17,7	-15,7	26,6	23,6
Steinkohle	1.112	37,9	1.156	39,4	44	1,5	4,0	8,9	9,8
Braunkohle	1.127	38,5	1.174	40,1	47	1,6	4,2	9,1	10,0
Kernenergie	754	25,7	379	12,9	-375	-12,8	-49,7	6,1	3,2
Erneuerbare Energien	1.949	66,5	2.023	69,0	74	2,5	3,8	15,7	17,2
Stromaustauschsaldo	-67	-2,3	-101	-3,4	-34	-1,2	...	-0,5	-0,9
Sonstige	222	7,6	200	6,8	-22	-0,8	-9,9	1,8	1,7
Insgesamt	12.440	424,4	11.769	401,6	-670	-22,9	-5,4	100,0	100,0

1) Alle Angaben vorläufig, Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

1) Im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 wurde in Deutschland in diesem Zusammenhang seit 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 wurde inzwischen um ein Jahr auf den 1. Januar 2024 verschoben, um die privaten Haushalte und die gewerbliche Wirtschaft vor dem Hintergrund der stark gestiegenen Energiepreise nicht zusätzlich zu belasten. Auch in den kommenden Jahren 2024 und 2025 soll der Festpreis im Vergleich zu dem bisher vorgesehenen Festpreis um jeweils 10 €/t Euro reduziert werden.

Wichtigster Energieträger blieb auch 2022 das Mineralöl mit einem Anteil von 35,3 %. Es folgte das Erdgas mit einem auf 23,6 % gesunkenen Anteil (2021: 26,6 %). Die Position an dritter Stelle belegten die erneuerbaren Energien mit einem Anteil von 17,2 %, 2021 waren es noch 15,7 % gewesen. Der Primärenergieverbrauch von Stein- und Braunkohle ist 2022 mit jeweils 4 % bzw. 4,2 % angestiegen, so dass Braunkohle 10 % und Steinkohle 9,8 % des Primärenergiebedarfs hierzulande deckten. Der Primärenergieverbrauch der Kernenergie verringerte sich 2022 gegenüber dem Vorjahr um rund die Hälfte (die Kernkraftwerke Grohnde, Gundremmingen C und Brokdorf wurden Ende Dezember 2021 abgeschaltet). Durch die Änderung des Atomgesetzes wurde die 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. Damit deckte die Kernenergie 2022 noch ca. 3,2 % des Primärenergiebedarfs. Der Überschuss bei den Stromflüssen in das Ausland hat sich 2022 erhöht (per Saldo flossen rund 101 Petajoule bzw. 9,5 TWh mehr Strom ins Ausland als 2021). Infolgedessen wirkte sich der Stromaustauschsaldo auch im Jahr 2022 verbrauchsmindernd (um 0,9 Prozentpunkte) auf den Primärenergieverbrauch aus.

Rahmenbedingungen der Verbrauchsentwicklung im Jahr 2022

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 oder Temperaturschwankungen. Im Folgenden werden die Fundamentalfaktoren, die für den Anstieg des Primärenergieverbrauchs in den Jahren 2021/2022 eine besondere Rolle gespielt haben, im Einzelnen kurz skizziert.

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 kumulierte Anzahl der Tage wider, an denen die Durchschnittstemperatur unter ein bestimmtes Niveau (Heizgrenztemperatur, hier 15 °C) fällt.²⁾

Im Jahr 2022 lag die Zahl der Gradtage spürbar unter dem Niveau des langjährigen Durchschnitts (arithmetisches Mittel von 1990 bis 2021 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 mildereren Witterung hin.³⁾

Auch gegenüber dem (relativ kühlen) Vorjahr hat sich die Zahl der Gradtage um 429 auf 3.141 verringert, weil es 2022 spürbar wärmer war als 2021. Die Gradtagzahlen lagen 2022 um rund 12 % unter dem Wert des Vorjahres (höhere Temperaturen), so dass der Energieverbrauch im Jahr 2022 verglichen mit dem Jahr 2021 allein aufgrund des Witterungseinflusses gesunken ist.

Mit Blick auf die Entwicklung der Gradtagzahlen in den einzelnen Monaten fällt auf, dass das Jahr 2022 insbesondere in den Monaten von Januar bis Mai deutlich milder verlief als das Vorjahr. Im September 2022 hingegen lagen die Temperaturen gemessen an den Gradtagzahlen deutlich niedriger als 2021. Die für die Heizperiode wichtigen Monate von Oktober bis Dezember verliefen 2022, mit Ausnahme des Dezembers, ebenfalls wieder milder als dies in den entsprechenden Vorjahresmonaten der Fall gewesen ist. Verglichen mit dem langjährigen Mittel war das Jahr 2022, mit Ausnahme des Monats April, in den ersten fünf Monaten durchgängig wärmer, auch die zweite Hälfte der Heizperiode (von September bis Dezember) verlief mit Ausnahme des Septembers milder als die Witterung im langjährigen Mittel (vgl. Abbildung 1).

Der Einfluss kurzfristiger Temperatureffekte auf die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs wird typischerweise ausgeschaltet, indem Temperaturen wie im langjährigen Mittel⁴⁾ unterstellt und

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

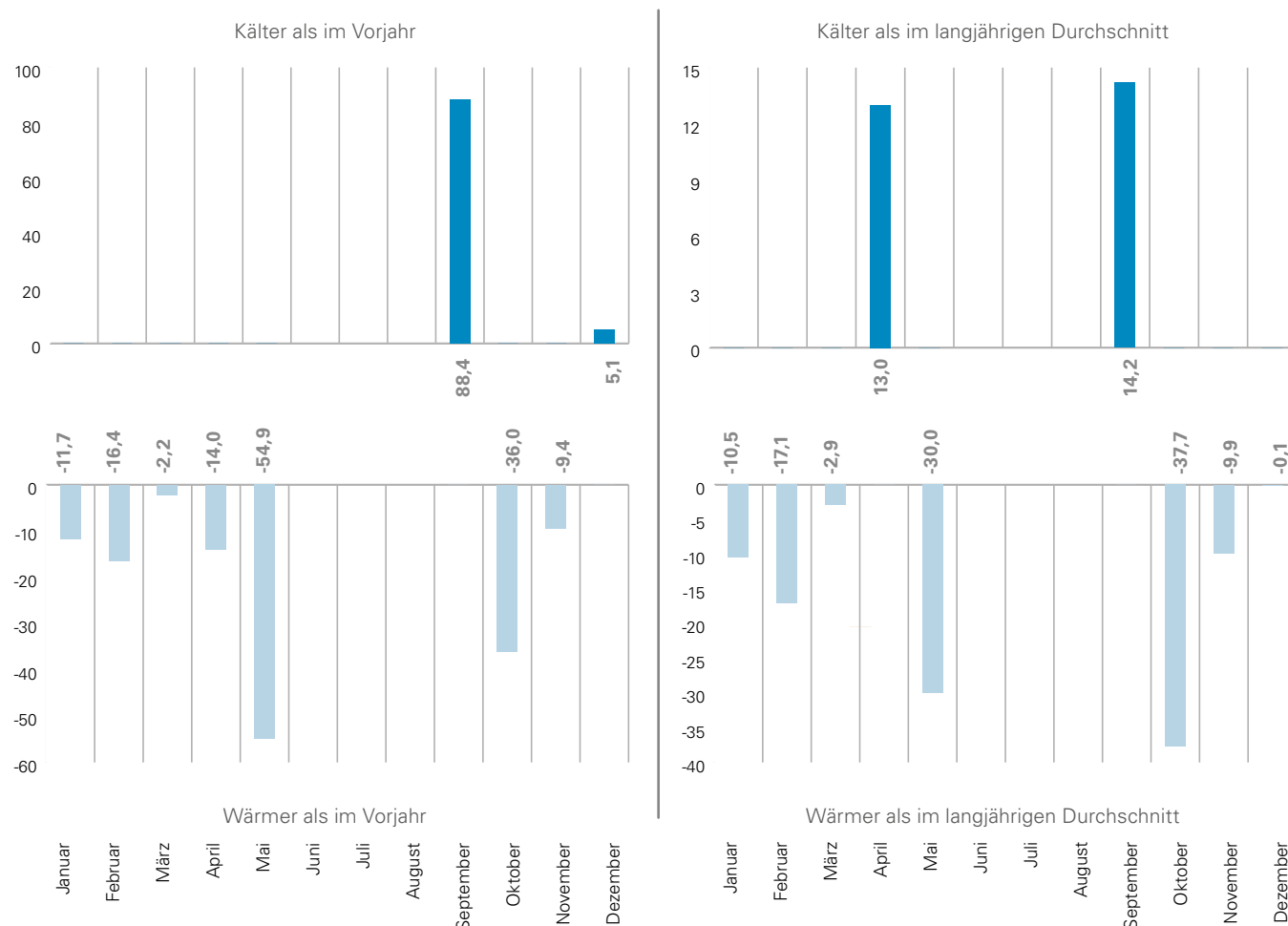
3) Im Vergleich zum langjährigen Mittel (Durchschnitt der Gradtagzahlen von 1990 bis 2021) war das Jahr 2022 wärmer, die Heizperiode infolge des mildereren Winters folglich weniger ausgeprägt. Die Temperaturen lagen im Durchschnitt des Jahres (gemessen an den Gradtagen) um 11 % über den Werten des langjährigen Mittels. Konzentriert man die Betrachtung ausschließlich auf diese längerfristige Perspektive, hätte der Primärenergieverbrauch 2022 spürbar über dem beobachteten Niveau liegen müssen, sofern die Witterungsbedingungen in diesem Jahr, denen des langfristigen Mittels entsprochen hätten.

4) Zur Bewertung längerfristiger Entwicklungen des Energieverbrauchs (ab 1990) werden Temperaturbereinigungen in diesem Bericht grundsätzlich mit Hilfe des langjährigen Mittels 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 2022 (16 Messstationen)

Veränderungen 2022 gegenüber dem Vorjahr und dem langjährigen Mittel (1990-2021) in % wobei die Monate Juni bis August wegen begrenzter Aussagefähigkeit entfallen



Quelle: Deutscher Wetterdienst

lagerbestandsbereinigte Daten für den Mineralölverbrauch⁵⁾ berücksichtigt werden. Unter Zugrundelegung dieser Prämissen wäre der Primärenergieverbrauch im Jahr 2022 nicht um 5,4 %, sondern lediglich um 4,0 % gesunken. Der Bereinigungseffekt hat bei den einzelnen Energieträgern, abhängig von ihrer Anwendung für Raumwärmezwecke, unterschiedliche Auswirkungen (vgl. Abbildung 2).

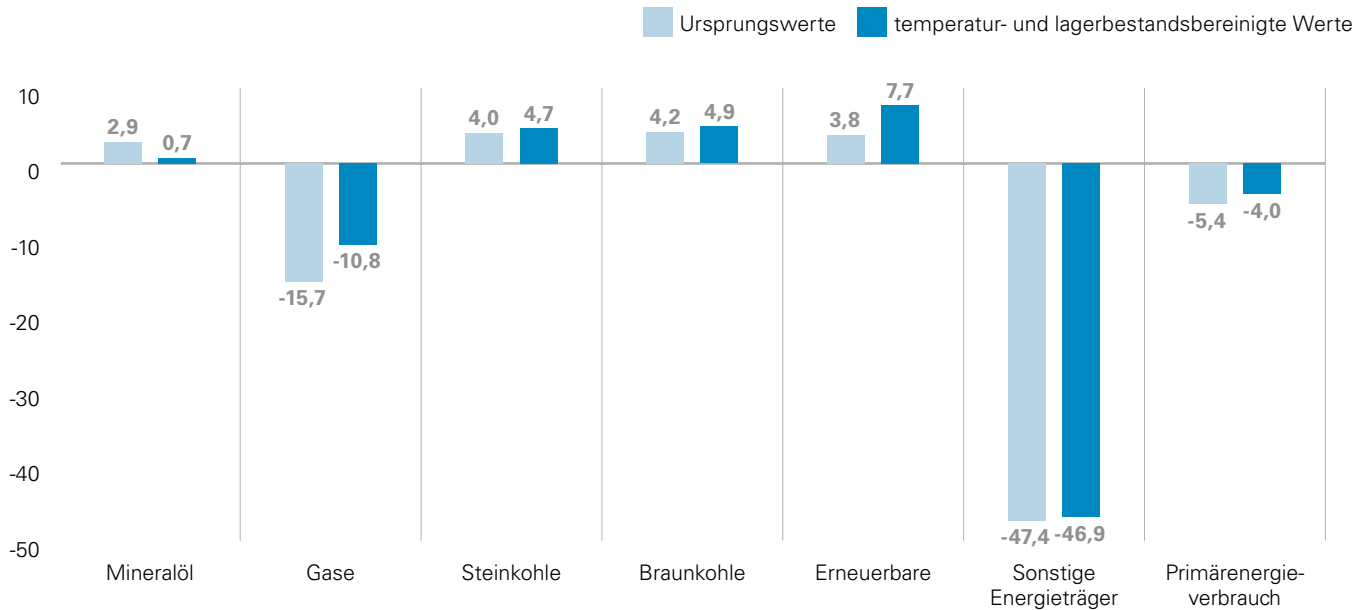
Für den Witterungseinfluss gilt im Allgemeinen, dass die temperaturbereinigten Veränderungen des Energieverbrauchs in vergleichsweise warmen Jahren kräftiger ausfallen als die Veränderungen der Ursprungswerte; entsprechend gilt, dass in kälteren Jahren der Anstieg der temperaturbereinigten Werte niedriger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

5) 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 2022 gegenüber 2021 in %



Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Deutscher Wetterdienst

Beim Mineralöl wirkte sich auf die (lagerbestandsbereinigte) Entwicklung zusätzlich aus, dass sich viele Verbraucher ungeachtet der gestiegenen Energiepreise aus Angst vor Versorgungsstörungen zusätzlich mit Heizöl bevorrateten und ihre Tanks füllten. Es kam also 2022 zu einem Bestandsaufbau der bereits in den Tanks vorhandenen Heizölmengen (der zusätzlich durch die mildere Witterung begünstigt wurde). Aus den gegenläufigen Effekten (Bestandsaufbau reduziert den tatsächlichen Heizölverbrauch, die Ausschaltung des Witterungseinflusses erhöht ihn) folgt für die Mineralöle als Ganzes, dass der um Lagerbestands- und Temperatureinflüsse bereinigte Primärenergieverbrauch nicht um 2,9 %, sondern nur um 0,7 % zugenommen hat. (Die Lagerbestandseffekte haben den für sich genommen verbrauchserhöhenden Einfluss der Witterungsbereinigung auf die Verbrauchsentwicklung im Jahr 2022 also überkompensiert.)

Bei den Gasen hingegen spielt im Rahmen der Bereinigung ausschließlich der Witterungseffekt eine Rolle. Der Erdgasverbrauch ist vor diesem Hintergrund, nach Ausschaltung des Temperatureinflusses,

erwartungsgemäß weniger stark gesunken, als es die beobachtete Entwicklung zunächst nahelegt hätte (nämlich um rund 11 % anstatt des beobachteten Rückgangs um 15,7 %).

Der unter Ausschaltung des Temperatureinflusses und der Lagerbestandsbewegungen bei leichtem Heizöl (private Haushalte und GHD-Sektor) resultierende Primärenergieverbrauch hat sich 2022 verglichen mit dem Vorjahr rein rechnerisch um rund 4 % verringert (wenn die Witterungsbereinigung, wie hier geschehen, auf der Grundlage des langjährigen Mittels der Gradtagzahlen von 1990 bis 2021 durchgeführt wird).

Makroökonomische und sektorale Faktoren

Eine exportorientierte Volkswirtschaft, die einen erheblichen Teil ihres Bedarfs an Energieträgern und Rohstoffen importiert, wie dies charakteristisch für Deutschland ist, hängt selbstverständlich in vielfältiger Weise von weltwirtschaftlichen Entwicklungen ab. Die Weltwirtschaft dürfte nach Schätzung des IWF im Jahr 2022 nur noch um 3,5 % gewachsen sein.⁶⁾

6) Vgl. International Monetary Fund (2023), World Economic Outlook Update, January 2023

Zum Vergleich: Im Jahr 2021 ist die Weltwirtschaft noch um 6,2 % gewachsen. Von den höheren Energiepreisen im Gefolge des russischen Krieges gegen die Ukraine und der skizzierten Eintrübung der globalen Wachstumsperspektiven ist die deutsche Wirtschaft in besonderem Maße betroffen.

Das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt (BIP) ist in Deutschland im Jahr 2022 um rund 1,9 % gewachsen, die konjunkturelle Abschwächung fiel damit spürbar geringer aus als zuletzt vorhergesagt. Im vorausgegangenen Jahr legte das Bruttoinlandsprodukt noch um 2,9 % zu.

Wachstumsimpulse gingen 2022 vor allem von Konsumausgaben aus. Sie nahmen insgesamt gegenüber dem Vorjahr um 3,6 % zu (2021: + 1,4 %), wobei vor allem von den privaten Konsumausgaben (plus 4,6 %) positive Wachstumsimpulse ausgingen. Die Bruttoanlageinvestitionen⁷⁾, nahmen im Jahr 2022 nur noch um 0,2 % zu (nachdem sie im Vorjahr noch um 1,2 % gewachsen sind). Insgesamt ging von der gesamten inländischen Verwendung ein Wachstumsbeitrag in Höhe von 3,4 % aus (2020/2021: + 1,9 %).

Das Wachstum der Ausfuhren von Waren und Dienstleistungen hat sich 2022 mit einem Plus von 3,2 % (Vorjahr: + 9,7 %) ebenfalls stark verlangsamt. Zugleich verringerte sich der Wert der Importe gegenüber 2021 um 6,7 % (Vorjahr: + 9,0 %), so dass vom Außenhandelssaldo (Außenbeitrag) insgesamt ein negativer Wachstumsbeitrag (- 1,3 %) ausging. Der deutsche Exportüberschuss ist infolge dieser Entwicklungen vor allem aber auch aufgrund der drastisch gestiegenen Preise für die Einfuhr von Energie gegenüber dem Vorjahr erheblich verringert.

Entsprechend den makroökonomischen Rahmenbedingungen verlief die wirtschaftliche Entwicklung in den einzelnen Wirtschaftszweigen sehr heterogen. Während einige Sektoren, wie der Verkehr oder das Gastgewerbe, von der Aufhebung der Corona-Schutzmaßnahmen bzw. damit verbundenen Nachholeffekten profitieren konnten, nahm die Wirtschaftsleistung (gemessen an der preisbereinigten Bruttowertschöpfung) in anderen Branchen, wie z. B. dem Baugewerbe

infolge von Material-/Lieferengpässen, dem Mangel an Fachkräften sowie hohen Baukosten (Zinsen, Inflation) ab.

Die differenzierte Entwicklung der einzelnen makroökonomischen Aggregate trägt auch innerhalb des Produzierenden Gewerbes mit dazu bei, dass die Entwicklung der Sektoren auch im Jahr 2022 sehr 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 Nichtwohnbauten) gegenüber dem Vorjahr 2021 um 1,6 % abnahmen. Stabilisierend auf die gesamte inländische Nachfrage wirkten sich 2022 zudem staatlichen Konsumausgaben aus, die um 1,1 % gegenüber dem Vorjahr zulegten.

Insgesamt ist die Produktion im Produzierenden Gewerbe im Jahr 2022 um rund 0,8 % geschrumpft (2021: + 3,5 %), im verarbeitenden Gewerbe nahm die Produktion (ebenfalls gemessen am Produktionsindex) vor allem aufgrund der hohen Energiepreise und Lieferproblemen bei wichtigen Vorleistungen bzw. Vorprodukten 2022 um 0,5 % ab (nachdem sie im Jahr zuvor noch um 4,5 % zugenommen hatte). Die energieintensiven Wirtschaftszweige waren naturgemäß von den Energiepreisstärkerungen besonders betroffen; deren Produktion nahm als Ganzes gegenüber dem Jahr 2021 um rund 7 % ab.

Abbildung 3 gibt vor diesem Hintergrund einen Überblick über die jährlichen Veränderungsdaten der Produktionsindizes von 2021 bis 2022 für 11 wichtige Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes (aggregiert auf der Ebene von WZ-Zweistellern):

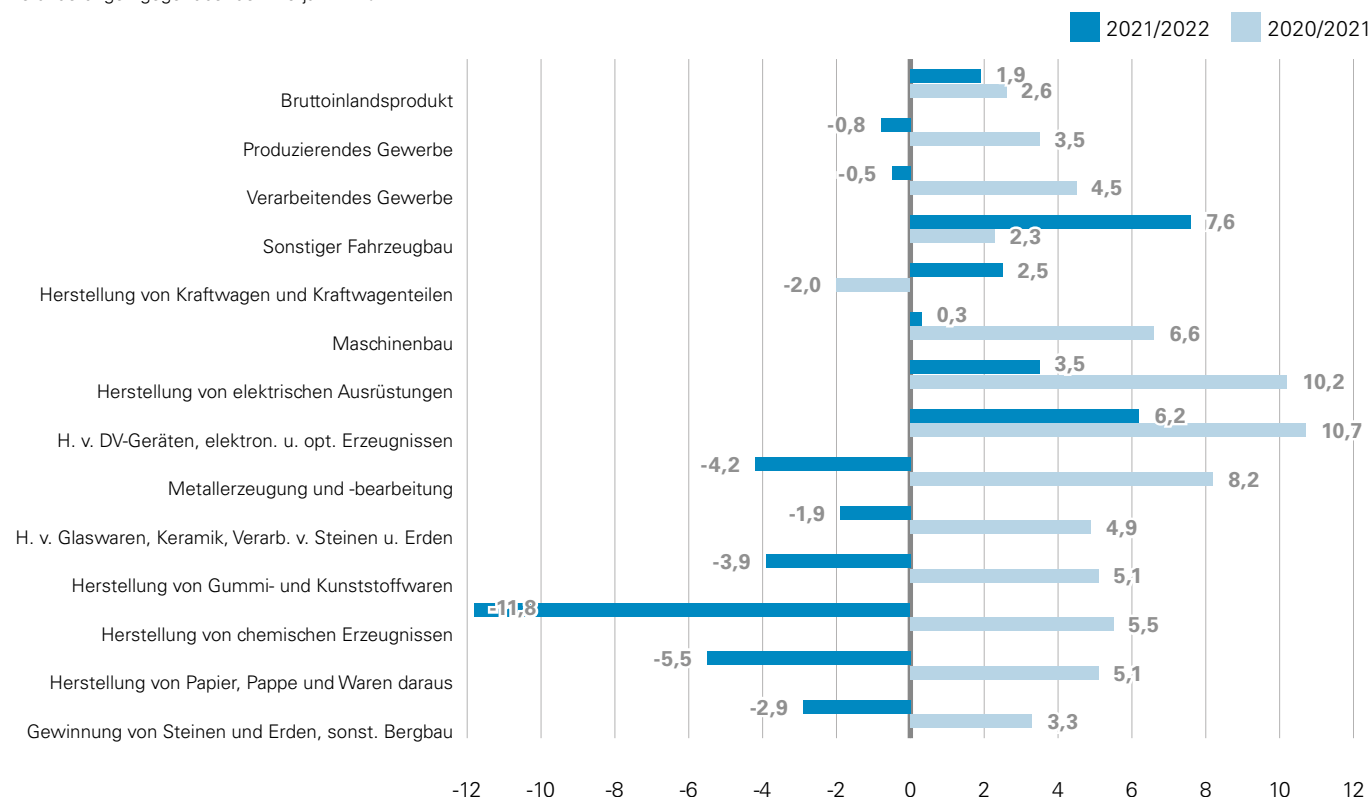
- Im Jahr 2022 konnten von den 11 Wirtschaftszweigen 5 Sektoren gegenüber dem Vorjahr Produktionszuwächse erzielen, insbesondere

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

Abbildung 3

Produktionsindex im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland von 2021 bis 2022

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %



Quelle: Statistisches Bundesamt

energieintensive Wirtschaftszweige wie „Herstellung von chemischen Erzeugnissen“ (- 11,8 %), die „Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus“ (- 5,5 %) oder die „Metallerzeugung und -bearbeitung“ (- 4,2 %) u. a. verzeichneten Produktionsrückgänge, nachdem sie im vergangenen Jahr ihre Produktion noch ausweiten konnten.

- Gegenüber dem verarbeitenden Gewerbe eine deutlich überdurchschnittliche Zunahme der Produktion war lediglich in den Wirtschaftszweigen „Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen“ (+ 6,2 %), „Sonstiger Fahrzeugbau“ (+ 7,6 %) zu beobachten.
- Unterdurchschnittliche (jedoch positive) Wachstumsraten waren (mit Ausnahme der bereits angesprochenen kräftig schrumpfenden energieintensiven Sektoren) im Jahr 2022 verglichen zum Vorjahr im Sektor „Maschinenbau“ (+ 0,3 %), bei

der „Herstellung von Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeugteilen“ (+ 2,5 %) sowie schließlich bei der „Herstellung von elektrischen Ausrüstungen“ (+ 3,5 %) zu beobachten.

Als Folge der skizzierten Produktionsabnahme im verarbeitenden Gewerbe insgesamt ist für das Berichtsjahr 2022 grundsätzlich ein verbrauchssenkender Impuls auf den Energieverbrauch zu erwarten. Tendenziell verstärkt wird dieser Impuls durch die überproportional kräftige Abnahme der Produktion in allen energieintensiven Sektoren des verarbeitenden Gewerbes.

Bereits an dieser Stelle ist auch daran zu erinnern, dass die stark gestiegenen Energiepreise sowie die Sorge vor einer Unterbrechung der Energieversorgung („Gasmangellage“) in allen Wirtschaftszweigen zusätzliche Anreize zur Einsparung bislang ungenutzter Effizienzpotenziale gefördert haben dürfte.

Die hohen Energiepreise in Kombination mit der Erwartung, dass eine rasche bzw. eine vollständige Rückkehr zum alten (niedrigen) Preisniveau nahezu ausgeschlossen ist, dürfte die Wettbewerbsfähigkeit von Investitionen in Energiespartechnologien (und Verfahren zur Substitution von Energie z. B. durch Sekundärrohstoffe usw.) gesteigert haben. Trotz der zum Teil angespannten wirtschaftlichen Lage sind deshalb auch über den Strukturwandel in der Industrie hinausgehende Verbesserungen der Energieproduktivität zu erwarten.

Demografische Faktoren

In der Zeit zwischen 2021 und 2022 nahm die Bevölkerung (Einwohner) in Deutschland von 83,196 Mio. auf rund 83,839 Mio. Menschen zu, dies entspricht einem Bevölkerungswachstum von 0,8 % (+ 643.000 Menschen).⁸⁾ Zum Vergleich: Im Vorjahr nahm die Bevölkerung hierzulande nur um 35.000 Menschen zu (was einer Stagnation der Bevölkerungsentwicklung gleichkommt). Das Bevölkerungswachstum ist allein auf die hohe Zuwanderung (vor allem Kriegsflüchtlinge aus der Ukraine) zurückzuführen. Ohne die Nettozuwanderung wäre die Bevölkerung geschrumpft, weil mehr Menschen gestorben waren als geboren wurden.

Die Zahl der Haushalte dürfte unter diesen Prämissen (aktuelle statistische Zahlen liegen noch nicht vor) ebenfalls geringfügig weiter zunehmen. 2021 existierten in Deutschland knapp 41 Mio. Privathaushalte, davon rund 41,7 % Einpersonenhaushalte (entspricht ca. 17,1 Mio.).

Ursächlich für die Zunahme der Zahl der Haushalte ist nicht allein die demografische Entwicklung, sondern zugleich der bestehende Trend zu kleineren Haushalten. Gegenwärtig (2021) leben im Durchschnitt etwa 2,03 Personen in einem Haushalt.

Die demografische Entwicklung dürfte 2022 für sich genommen also einen spürbaren verbrauchssteigernden Einfluss auf die Entwicklung des Energieverbrauchs gehabt haben.

Energiepreise

Darüber hinaus spielen die Energiepreise für das Verbrauchsverhalten, für 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.

Die Covid-19-Pandemie bzw. die damit verbundenen Auswirkungen auf das Wirtschaftswachstum und die globale Energienachfrage hatte die Verfassung der Weltenergiemärkte in den Jahren 2020/2021 erheblich beeinflusst. Die Einfuhrpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle sind im Durchschnitt des Jahres 2022 um 58 bis 179 % deutlich angestiegen (wobei die Preisspitze für die Einfuhr von Steinkohle und Rohöl im ersten Quartal 2022, beim Erdgaseinfuhrpreis hingegen im zweiten Quartal 2022 lag). Bereits im Vorjahr waren die Einfuhrpreise für Energie im Zuge der Überwindung des pandemiebedingten Einbruchs der Weltwirtschaft 2019/2020 wieder deutlich angestiegen (vgl. Tabelle 2).

Die Wechselkursentwicklung hat den skizzierten Anstieg der Energiepreise auf dem Weltmarkt für Verbraucher in Deutschland zum Teil verstärkt. Der Wechselkurs des Euro gegenüber dem US-Dollar (in der Mengennotierung) verringerte sich 2022 um fast 11 %, d.h. der Euro hat gegenüber dem Dollar abgewertet und importierte Waren- und Dienstleistungen aus dem Dollar-Raum zusätzlich verteuert.

Unabhängig davon weichen die Preise für inländische Verbraucher von der Entwicklung der Importpreise zum Teil spürbar ab, da diese neben staatlichen Steuern und Abgaben⁹⁾ 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 i.d.R. nicht unmittelbar auf die Endverbraucherpreise durchschlagen. 2022 erhöhten sich die Verbraucherpreise für leichtes Heizöl gegenüber dem

8) Durchschnittliche Bevölkerung auf Basis des Zensus 2011 und der Ergebnisse der Bevölkerungsfortschreibung, wie sie auch im Rahmen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung Anwendung findet. Bis zum Jahresende 2022 nahm die Bevölkerung in Deutschland nach Angaben des Statistischen Bundesamtes um rund 1,1 Mio. Menschen auf 84,3 Mio. Einwohner zu. Einzelheiten dazu vgl. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/01/PD23_026_124.html (Abrufdatum 15.3.2023)

9) Beispielsweise hat die Einführung der nationalen CO₂-Bepreisung (2021: 25 €/t CO₂) im Verkehrs- und Wärmemarkt (nationaler Emissionshandel) dazu geführt, dass die Verbraucherpreise für Kraftstoffe und Heizöl sich zum 1. Januar 2021 um ca. 10 ct/Liter erhöht haben.

Vorjahr um 87 %, für Erdgas um 65 % und elektrischer Strom um mehr als 20 %.

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

Tabelle 2

Preise ausgewählter Energieträger

2021 und 2022, Veränderungen in %

	2021	2022				
		1 Vj.	2. Vj	3.Vj	4.Vj	Durchschnitt
		Einfuhrpreise				
Erdöl	66,6	73,3	81,2	58,7	26,8	57,8
Erdgas	138,7	370,9	579,3	888,3	498,8	178,6
Steinkohle	76,0	221,2	307,3	187,6	51,1	161,9
		Verbraucherpreise				
Heizöl, leicht	41,8	84,7	100,7	107,5	61,1	87,0
Erdgas	4,7	36,6	54,4	84,7	82,1	64,8
Strom	1,4	13,9	20,9	18,6	26,7	20,1

Quelle: Statistisches Bundesamt

Abhängigkeit von Energieimporten

Für die Verletzbarkeit der deutschen Volkswirtschaft gegenüber Energiekrisen spielt die Verfügbarkeit und die damit verbundene Möglichkeit einer heimischen Gewinnung und Nutzung von Energierohstoffen eine herausragende Rolle. Grundsätzlich senkt eine höhere Inlandsgewinnung die Einfuhrabhängigkeit und reduziert damit die Gefahr von Angebotsstörungen oder -unterbrechungen sowie das Preisrisiko für die heimische Wirtschaft.

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 Maße Nettoimporteur. Der Primärenergieverbrauch hierzulande wurde 2021 bei den Mineralölen zu rund 97 % und Erdgas zu rund 95 % durch Einfuhren gedeckt. Die Steinkohle stammte zu 100 % aus Einfuhrquellen. Braunkohle wird hingegen zu 100 % aus heimischen Ressourcen bereitgestellt und auch die erneuerbaren Energien stammen nahezu vollständig aus der inländischen Gewinnung. Insgesamt war die deutsche Energieversorgung 2021 zu etwa 70 % auf Importe angewiesen.

Diese Situation hat sich auch 2022 nicht grundlegend geändert, die Importabhängigkeit verharrt auf ähnlich

hohem Niveau wie im Vorjahr, wenngleich sich die Bezugs- bzw. Lieferstrukturen der Energieimporte (Erdgas, Steinkohle, Erdöl) vor dem Hintergrund der russischen Invasion in die Ukraine im Februar 2022 schlagartig verändert hat.

Wesentlich geändert haben sich (neben den Lieferregionen für Energieimporte nach Deutschland) – wie eingangs bereits gezeigt – die Importpreise für die fossilen Energieträger (auch dies eine unmittelbare Folge des Ukraine-Konfliktes). Im Ergebnis führte die kräftige Erhöhung der Einfuhrpreise trotz einer Abnahme der importierten Energiemengen¹⁰⁾ um 4,7 % dazu, dass sich die Importrechnung für Kohle, Öl und Gas von rund 69,6 Mrd. Euro im Jahr 2021 um 67,1 Mrd. Euro auf 136,7 Mrd. Euro im Jahr 2022 fast verdoppelt hat.

Mit Blick auf einzelne Energieträger zeigt sich folgendes Bild: Der Wert der Ölimporte erhöhte sich um 66 %, der der Erdgasimporte sogar um 123 %. Der wertmäßige Importsaldo bei den Kohlen nahm um mehr als 172 % zu. Bei elektrischem Strom erhöhte sich der (wertmäßige) Exportüberschuss um rund 127 %, wobei sich der physische Stromaußenhandelsüberschuss im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr lediglich um 9,5 TWh bzw. rund 51 % erhöht hat (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3

Saldo des Außenhandels mit Energieträgern in Deutschland von 2017 bis 2022

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Veränderung 2022 gegenüber 2021	
							Mrd. €	%
Kohle, Koks und Briketts	5,2	5,0	4,1	2,3	4,7	12,6	8,0	171,6
Erdöl, Erdölzeugnisse und verwandte Waren	36,1	43,8	42,8	26,9	36,6	60,7	24,1	66,0
Gas ¹⁾	15,0	18,0	15,9	12,3	28,4	63,3	34,9	123,0
Summe fossile Energien	56,3	66,8	62,9	41,4	69,6	136,7	67,1	96,3
Elektrischer Strom	-1,8	-1,9	-1,6	-0,9	-2,3	-5,2	-2,9	127,4
Insgesamt	54,5	64,9	61,3	40,6	67,4	131,5	64,2	95,3

1) Einschließlich Transitmengen

Quelle: Statistisches Bundesamt

10) Nettoimporte: Summe aus Einfuhr minus Ausfuhr minus Hochseebunkerungen.

Primärenergiegewinnung in Deutschland

Die inländische Energiegewinnung ist 2022 mit der Ausnahme von Erdöl, Erdgas und sonstigen Energieträgern bei allen anderen Energieträgern angestiegen, so dass es insgesamt zu einer Steigerung um etwa 2,2 % auf 3.647 PJ oder 124,4 Mio. t SKE gekommen ist (vgl. Tabelle 4).

Die inländische Gewinnung fossiler Energieträger (ohne erneuerbare) erreicht im Jahr 2022 nach ersten vorläufigen Berechnungen der AG Energiebilanzen ein Niveau von 1.620 PJ, was in etwa dem Wert des Vorjahres (1.617 PJ) entspricht. Diese Stagnation ist das Resultat gegenläufiger Entwicklungen. Die Förderung von Erdgas und Erdöl nahm 2022 gegenüber 2021 um 6,6 % bzw. 5,1 % und damit insgesamt um ca. 15 PJ ab¹¹⁾, weiterhin verringerte sich die Gewinnung sonstiger Energieträger im Inland um 23 PJ (entspricht einem Minus von ca. 10 % gegenüber dem Vorjahr). Den Rückgang bei den genannten Energieträgern (in der Summe minus 38 PJ) konnte die erhöhte Förderung der Braunkohle überkompensieren, die ihren Beitrag zur heimischen Energiegewinnung um 3,5 % und damit in um ca. 40 PJ steigern konnte.

Einen wesentlichen Beitrag zur Erhöhung der Energiegewinnung im Inland insgesamt leisteten (neben der Braunkohle) vor allem die erneuerbaren Energien, die ihre Erzeugung u. a. durch den Zubau neuer Anlagen aber auch aufgrund des erhöhten Winddargebotes im Jahr 2022 um 74 PJ bzw. 3,8 % steigern konnten.

Im Gesamtergebnis stellen die erneuerbaren Energien mit einem Anteil von knapp 56 % im Jahr 2022 die wichtigste heimische Energiequelle dar. Rund ein Drittel der inländischen Energiegewinnung wurde 2022 von der Braunkohle bereitgestellt; sie konnte damit ihren Beitrag gegenüber dem Vorjahr noch einmal um 0,5 %-Punkte steigern. Beide Energieträger (Erneuerbare Energien und Braunkohle) rangieren weiter mit großem Abstand vor dem Erdgas und dem Erdöl.

Bezogen auf den Primärenergieverbrauch im Jahr 2022 hat sich der Anteil der inländischen Gewinnung insgesamt erhöht, und zwar von 28,7 % im Jahr 2021 auf nunmehr rund 31 % (vgl. Tabelle 4).

Tabelle 4



Primärenergiegewinnung in Deutschland 2021 und 2022

	Gewinnung				Veränderungen 2022 gegenüber 2021		Anteile	
	2021	2022	2021	2022			2021	2022
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	%	%	
Mineralöl	77	73	2,6	2,5	-4	-5,1	2,1	2,0
Erdgas, Erdölgas	165	154	5,6	5,2	-11	-6,6	4,6	4,2
Steinkohle	0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	1.153	1.194	39,3	40,7	40	3,5	32,3	32,7
Erneuerbare Energien	1.953	2.027	66,6	69,2	74	3,8	54,7	55,6
Übrige Energieträger	223	200	7,6	6,8	-23	-10,1	6,2	5,5
Insgesamt	3.570	3.647	121,7	124,4	77	2,2	100,0	100,0
Nachrichtl.: Anteil am Primärenergieverbrauch							28,7	31,0

Angaben teilweise geschätzt, Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: AG Energiebilanzen e.V.; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Deutscher Braunkohlen-Industrie Verein e.V., Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Wirtschaftsverband en2x und Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat).

11) 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 2022 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 2022 nach vorläufigen Berechnungen der AG Energiebilanzen mit 4.156 PJ (141,8 Mio. t SKE) um 2,9 % über dem Niveau des Vorjahres.

Die Entwicklung des Inlandsabsatzes an Mineralölprodukten lag 2022 mit einem Zuwachs von etwa 3 % im Plus. Insgesamt entwickelte sich der Verbrauch der wichtigsten Mineralölprodukte sehr unterschiedlich (vgl. Tabelle 5): Der Verbrauch von Dieselmotorkraftstoff nahm gegenüber dem Vorjahr um 0,5 % auf 34,8 Mio. t ab. Gleichwohl blieb der Absatz immer noch mehr als doppelt so hoch wie der der Ottomotorkraftstoffe (17 Mio. t), deren Nachfrage sich im Jahr 2022 um 3,8 % gegenüber dem Vorjahr erhöhte. Der Verbrauch von Flugkraftstoffen nahm im Berichtsjahr 2022 erneut kräftig, nämlich um 43,8 % zu, nachdem er 2020 durch die Folgen der Covid-19-Pandemie zunächst um fast 54 % eingebrochen war. Damit liegt der Absatz in diesem Segment im Jahr 2022 (rund 8,8 Mio. t) immer noch um etwa 14 % (1,4 Mio. t) unterhalb der „Normalmengen“, die vor den Ausbruch der Corona-Krise zu beobachten waren. Insgesamt war die Nachfrage nach Kraftstoffen (2021 rund 57,5 Mio. t), die einen Anteil von rund 63 % am gesamten deutschen Ölverbrauch haben, im Jahr 2022 um fast 5,4 % (entspricht 3,1 Mio. t) höher als 2021.

Mit einer Zunahme von mehr als 9 % (bzw. + 1 Mio. t) entwickelte sich der Absatz von leichtem Heizöl deutlich positiv. Diese Entwicklung dürfte angesichts der 2022 verglichen mit dem Vorjahr milderen Witterung (vgl. dazu im Einzelnen den Abschnitt „Witterungs- und Temperatureinflüsse“), fortschreitenden Heizöleinsparungen aufgrund der Substitution ölbefeuerteter Heizungsanlagen durch Elektro-Wärmepumpen oder Erdgas-Brennwertgeräte, laufende Effizienzverbesserungen (u. a. durch den Einsatz moderner Öl-Brennwertheizungen oder Investitionen in die verbesserte Wärmedämmung der Gebäudehülle) sowie schließlich verhaltensbedingter Einsparungen der Verbraucher, vor dem Hintergrund der im Jahr 2022 zeitweise auf Rekordniveau angestiegenen Heizölpreise, kaum auf eine „echte“ Zunahme des

Energieverbrauchs ölbeheizter Gebäude zurückzuführen gewesen sein. Vielmehr kann davon ausgegangen werden, dass private aber auch gewerbliche Verbraucher aus Sorge vor einer weiteren Verschärfung der Energiekrise in der Folge des Ukraine-Krieges ihre Heizölbestände aus Gründen der Krisenvorsorge aufgestockt haben.

Nach unserer Einschätzung dürfte es 2022 trotz der Vervielfachung des Heizölpreises¹²⁾, allein bei den privaten Haushalten, zu einem Aufbau der Tankbestände in der Größenordnung von 67 PJ (entspricht ca. 1,5 Mio. t bzw. 1,3 Mio. Liter) gekommen sein. Der Erhöhung der HEL-Lagerbestände kann (insbesondere bei den privaten Verbrauchern) neben den skizzierten Sonder- bzw. Kriseneffekten zusätzlich durch die vergleichsweise hohen Außentemperaturen in der Heizperiode begünstigt worden sein. Soweit dies der Fall war, wäre der tatsächliche Verbrauch entsprechend niedriger als die 2022 statistisch erfasste bzw. abgesetzte Heizölmenge.

Die Raffinerieerzeugung stieg mit einem Plus von 5,9 % im Jahr 2022 auf ein Niveau von 103 Mio. t. Dabei nahm die Raffinerieerzeugung aus Rohöl mit ihrem Anteil von rund 89,8 % um 8 % zu, während sich die Produktenverarbeitung sogar um 7 % verringerte. Die (gegenüber dem Vorjahr) erneut unveränderte Raffineriekapazität von 105,7 Mio. t wurde angesichts der höheren Erzeugung im Jahr 2022 mit 85 % ausgelastet; 2021 betrug die Auslastung noch rund 79 %.

Der Außenhandel mit Mineralölprodukten veränderte sich 2022 deutlich. Per Saldo überwog die Einfuhr, die 2022 mit 35,7 Mio. t die Ausfuhr von 27,4 Mio. t (allerdings nur noch um etwa 8,3 Mio. t) übertraf. Der mengenmäßige Export von Mineralölprodukten erhöhte sich gegenüber 2021 um mehr als 7 %, wohingegen die Importe um gut 3 % sanken.

Deutschland ist wegen der sehr begrenzten heimischen Erdölressourcen weitgehend abhängig von Rohölimporten, die 2022 mit 88,2 Mio. t um 8,5 % bzw. 6,9 Mio. t über dem Niveau des Vorjahres lagen.

12) Die Preise für leichtes Heizöl nahmen im Jahresdurchschnitt von 2021 auf 2022 von rund 71 ct/Liter auf 1,33 €/Liter zu und sind damit um rund 87 % angestiegen. In der Spitze erreichte der Preis für leichtes Heizöl im Oktober 2022 einen Wert von 1,56 €/Liter. Unter normalen Marktprämissen bestellen Heizölkunden in Abhängigkeit von der erwarteten Preisentwicklung. Gut gefüllte Heizöltanks in Kombination mit der Erwartung mittelfristig sinkender Heizölpreise würde die Verbraucher also eigentlich dazu veranlassen, in Zeiten sehr hoher Heizölpreise (wie z. B. von Juni bis Oktober 2022), die Entscheidung zum Nachtanken aufzuschieben bzw. Tankbestände abzubauen.

Die Bezugsregionen für Lieferungen von Rohöl nach Deutschland haben sich 2022 im Vergleich zu den Vorjahren deutlich verschoben. Die wesentliche Ursache für diese Strukturverschiebungen sind die Beschlüsse der EU zur Verhängung eines Embargos

gegen russisches Öl, als unmittelbare Folge des Kriegsausbruchs in der Ukraine. Die erste Stufe der EU-Sanktionen sah einen Stopp der Rohöleinfuhren über den Seeweg (Tankeröl) vor, der ab dem 5. Dezember 2022 in Kraft trat.^{13) 14)}

Tabelle 5

Verbrauch und Aufkommen von Mineralöl in Deutschland 2021 und 2022

	2021	2022 ¹⁾	Veränderung
	in Mio. t	in Mio. t	in %
Verbrauch insgesamt	94,1	97,1	3,2
Eigenverbrauch und Verluste ²⁾	5,5	5,8	5,6
Inlandsverbrauch	88,6	91,3	3,0
davon: Ottokraftstoff	16,4	17,0	3,8
Dieselkraftstoff	35,0	34,8	-0,5
Flugkraftstoffe	6,1	8,8	43,4
Heizöl, leicht	11,2	12,2	9,1
Heizöl, schwer ³⁾	1,3	0,9	-32,5
Rohbenzin	13,7	13,1	-4,3
Flüssiggas	3,7	3,4	-8,7
Schmierstoffe	0,9	0,8	-3,0
Sonstige Produkte	10,0	10,2	1,8
Recycling (abzüglich)	-6,1	-6,4	4,6
Bio-Kraftstoffe ⁴⁾ (abzüglich)	-3,7	-3,7	-0,3
Aufkommen insgesamt	88,6	91,3	3,0
Inländische Gewinnung	1,9	1,8	-4,5
Raffinerieerzeugung	97,2	103,0	5,9
aus: Rohöleinsatz	83,1	89,8	8,1
Produkteneinsatz	14,1	13,1	-7,0
Außenhandel Produkte (Saldo)	11,2	8,3	
Einfuhr	36,8	35,7	-3,1
Ausfuhr	25,6	27,4	7,1
Ausgleich (Saldo (Bunker, Differenzen))	-14,2	-14,1	
Raffineriekapazität	105,7	105,7	0,0
Auslastung der Raffineriekapazität in %	78,6	85,0	
Primärenergieverbrauch von Mineralöl (PJ)	4.039	4.156	2,9

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Einschließlich Bestandsveränderungen

3) Einschließlich anderer schwerer Rückstände

4) Nur beigemischte Biokraftstoffe

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: AG Energiebilanzen, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, en2x-Wirtschaftsverband Fuel&Energie

13) 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.

14) 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).

Vor diesem Hintergrund verringerten sich die Einfuhren von Rohöl aus den Ländern der russischen Föderation im wachsenden deutschen Importmarkt, schon vor Inkrafttreten der ersten Stufe des schrittweisen EU-Embargos, spürbar. Im Jahr 2022 sanken die Rohöleinfuhren aus Russland um gut 4 Mio. t auf 22 Mio. t, was noch einem Lieferanteil am Rohölimportmarkt von 28 % entspricht. Zum Vergleich: 2021 importierte Deutschland noch 27,7 Mio. t bzw. 34,4 % seiner Gesamteinfuhrmenge aus russischen Quellen.

Der Rückgang russischer Öllieferungen (sowie der Anstieg der gesamten Importmenge) wurde mit Ausnahme von Großbritannien, über erhöhte Bezugsmengen aus anderen Lieferregionen allen voran USA, Kasachstan und Norwegen kompensiert.

Die wichtigste Lieferregion von Rohöl war 2022 mit erstmals gesunkenem Anteil Russland (knapp 28 %). Auf den Plätzen zwei und drei folgten Kasachstan (15,9 %) und die USA (15 %), die ihre Marktanteile gegenüber dem Vorjahr deutlich erhöhten. Den vierten Platz der

bedeutendsten Einfuhrregionen nahm 2022 Norwegen ein, dessen Anteil an den Rohöleinfuhren um 0,2 % auf 10 % gegenüber dem Vorjahr gestiegen ist (vgl. Tabelle 6). Nach Fördergebieten untergliedert reduzierte sich der Anteil der Rohölimporte aus den Ländern der ehemaligen Sowjetunion (GUS-Staaten) im insgesamt wachsenden Markt; er verringerte sich von knapp 41 % (2021) auf 36,4 % im Jahr 2022. Dagegen verzeichneten die OPEC-Staaten (2022: 17,4 %) im wachsenden Markt keine Anteilsgewinne (obwohl die Lieferungen aus dieser Region um über eine Million Tonnen zunahmen), während die Nordsee-Anrainerländer ihren Lieferanteil um 2,6-Prozentpunkte auf fast 29 % (2022) steigerten.

Die den deutschen Rohölimportpreis bestimmenden internationalen Ölpreise und der Euro-US-Dollar-Devisenkurs entwickelten sich auch 2022, nicht zuletzt als Folge des Krieges in der Ukraine, sehr volatil, d.h. mit erheblichen kurzfristigen Schwankungen (vgl. Abbildung 4).

Tabelle 6

Rohölimporte Deutschlands 2021 und 2022 nach Ursprungsländern

Wichtige Lieferländer / Förderregionen	2021	2022	Veränderungen 2021/2022	2021	2022
	in Mio. t			Anteile in %	
Russische Föderation	27,7	24,6	-11,2	34,1	27,9
Großbritannien	7,6	7,6	-0,4	9,3	8,6
USA	7,8	13,2	69,3	9,6	15,0
Norwegen	8,0	8,8	9,8	9,8	10,0
Kasachstan	10,2	14,1	38,2	12,5	15,9
Nigeria	1,7	2,2	30,8	2,1	2,5
übrige Länder	18,4	17,7	-3,8	22,6	20,0
Insgesamt	81,4	88,2	8,3	100,0	100,0
OPEC	14,2	15,3	8,3	17,4	17,4
Nordsee ¹⁾ (o. BRD)	21,4	25,4	18,7	26,3	28,9
Ehemalige GUS	33,2	32,1	-3,3	40,8	36,4
Sonstige	12,6	15,3	21,2	15,5	17,3
Insgesamt	81,4	88,2	8,3	100,0	100,0

1) Einschließlich übrige EU-Staaten.

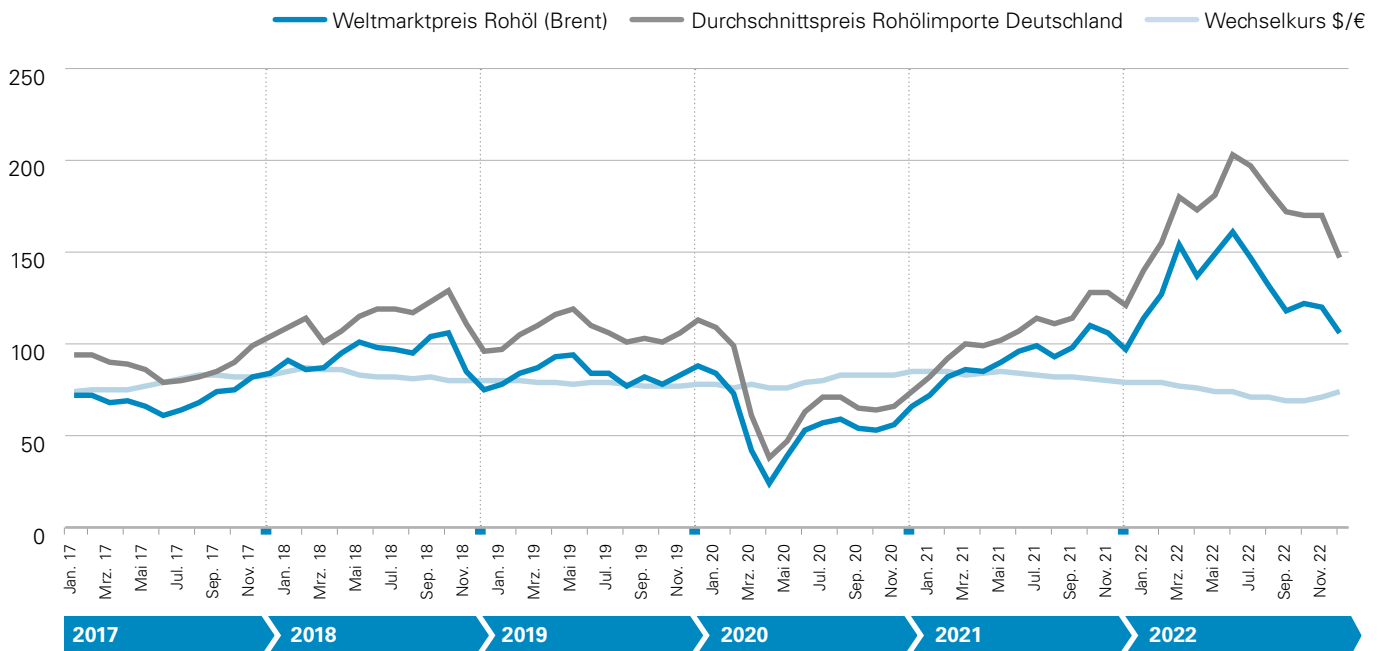
Abweichungen in den Summen rundungsbedingt, Angaben für 2022 vorläufig, teilweise geschätzt.

Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Statistisches Bundesamt

Abbildung 4

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent)¹⁾, Grenzübergangspreise für deutsche Rohölimporte²⁾ und Wechselkurse von 2017 bis 2022

Januar 2010 = 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 2021 mit rund 71 US-Dollar je Barrel (US-\$/bbl; 1 barrel = 159 Liter) bereits um ca. 29 US-Dollar über den Werten des Vorjahres lag, erhöhte sich 2022 weiter auf über 102 US-Dollar. Im unterjährigem Verlauf des Jahres 2022 zeigt sich der skizzierte Preisanstieg deutlich ausgeprägter. Der Rohölpreis nahm ausgehend von seinem Wert im Januar (mit rund 86 US-Dollar/bbl) bis Juni auf einen Jahreshöchststand von fast 123 Dollar/bbl zu. Er lag damit nur um rund 2,7 Dollar/bbl unter dem bisherigen Rekordwert vom März 2012. Bis Dezember 2022 war anschließend wieder ein kontinuierlicher Rückgang des Preises auf knapp 81 US-Dollar/bbl zu beobachten.

Verglichen mit dem corona-bedingten Tiefstand im Mai 2020 (rund 18 US-\$/bbl) lag der Ölpreis auf Dollar-Basis in allen Monaten des Jahres 2022 um fünf- bis siebenmal höher.

Die deutschen Rohölimportpreise entwickelten sich weitgehend parallel zu den internationalen Preisen. Unterschiede werden wesentlich von den Veränderungen der Wechselkurse des Euro (gegen US-\$) beeinflusst. Seit

Januar 2022 ist der Wechselkurs von 1,13 US-\$/€ (Mengennotierung) bis zum Jahresende auf rund 1,06 US-\$/€ (Dezember 2022) gesunken. In den letzten beiden Monaten des Jahres 2022 (November und Dezember) war im Vergleich zu den Vormonaten wieder eine leichte Aufwertung des Euro zu beobachten.

Im direkten Monatsvergleich zum Vorjahr ergeben sich gleichgerichtete Entwicklungen: Von Januar bis Dezember 2022 lag der Wechselkurs (Mengennotierung) in der Größenordnung zwischen gut 6 % und knapp 16 % unter dem Niveau der jeweiligen Vorjahresmonate. Im Durchschnitt des Jahres 2022 verringerte sich der Wechselkurs gegenüber dem Jahr 2021 um knapp 11 % auf 1,05 US-\$/€ (Abwertung des Euro gegenüber dem US-\$).

Die skizzierte Abwertung des Euro hat demzufolge den Preisanstieg bzw. die Preisausschläge für Rohöl auf dem Weltmarkt für deutsche Verbraucher im Jahresverlauf tendenziell verschärft. Im November 2022 führte die Aufwertung des Euro hingegen zu einer leichten Abschwächung des wechselkursbedingten Preisanstieges für Verbraucher im Inland.

Im Gesamtergebnis erhöhten sich die deutschen Rohölimportpreise (auf Jahresbasis und in Euro/bbl gerechnet) von 2021 auf 2022 spürbar kräftiger (+ 58,3 %) als die Weltmarktpreise (in US-\$/bbl) für Rohöl (+ 41,0 %).

In Euro und auf Tonne umgerechnet sind die deutschen Rohölimportpreise von 436 €/t im Jahresdurchschnitt 2021 auf rund 690 €/t im Jahr 2022 gestiegen. Aufgrund der im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr um knapp 8,5 % (6,9 Mio. t) gesteigerten Einfuhrmengen, bei im gleichen Zeitraum um mehr als 58 % erhöhten Rohölpreisen für deutsche Verbraucher, nahmen die Gesamtkosten für die Rohölimporte um fast 72 %, nämlich von rund 35,4 Mrd. € auf 60,9 Mrd. € kräftig zu.

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 Superbenzin, Dieselmotortreibstoff und leichtes Heizöl waren bereits im Jahresdurchschnitt 2021 im Zusammenhang mit der wiederbelebten Nachfrage nach der weitgehenden Überwindung der Corona-Einschränkungen spürbar angezogen.

2022 setzte sich der Preisanstieg bis März 2022 beschleunigt fort. So erhöhten sich die Tankstellenpreise für Superbenzin allein zwischen Januar und März 2022 um mehr als 25 % (+ 43 ct/Liter), für Dieselmotortreibstoff um mehr als 36 % (+ 58 ct/Liter) und für leichtes Heizöl sogar um etwa 81 % (+ 78 ct/Liter).

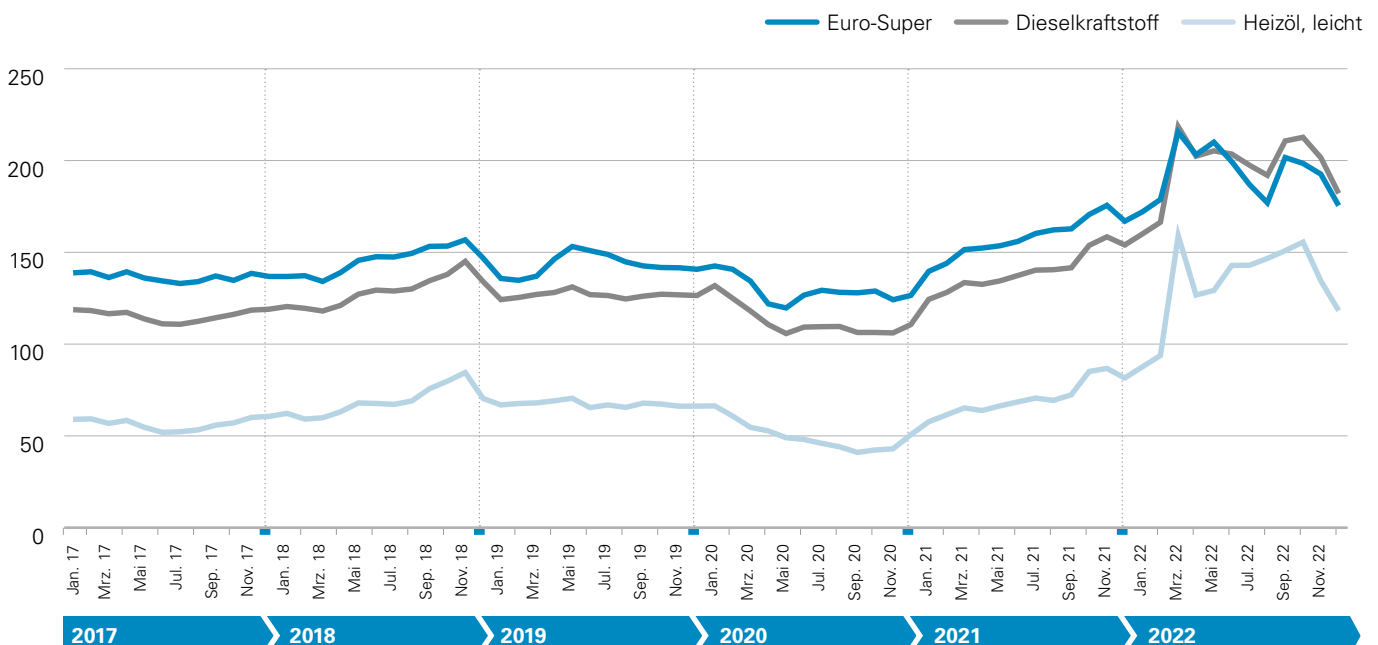
Nach Erreichen der Preisspitze im März 2022 gaben insbesondere die Tankstellenpreise für Ottomotortreibstoffe und Diesel bis August wieder nach. Beeinflusst wurde die Entwicklung der Kraftstoffpreise zusätzlich durch die seit 1. Juni 2022 bis 31. August 2022 geltende, befristete Absenkung der Energiesteuer für Benzin und Diesel („Spritpreisbremse“, „Tankrabatt“). Nach Auslaufen des Tankrabatts stiegen die Kraftstoffpreise zunächst an, um dann bis zum Jahresende wieder deutlich nachzugeben.

Trotz des Rückgangs lagen die Preise bei allen drei Produkten im Dezember 2022 noch spürbar über dem Niveau, das am Jahresanfang (Januar 2022) zu beobachten war. So lag der Preis für leichtes Heizöl im Dezember 2021 um ca. 31 ct/Liter über dem Preis vom Januar 2022 (entspricht einem Preisanstieg von fast 35 %). Die Preise für Benzin lagen am Jahresende um 3,3 ct/Liter, die von Diesel um 22 ct/Liter

Abbildung 5

Preise für Kraftstoffe und leichtes Heizöl in Deutschland 2017 bis 2022

Cent je Liter



Quellen: en2x-Wirtschaftsverband Fuels&Energie, Statistisches Bundesamt

(entspricht einem Plus von 1,9 % für Benzin und von 13,8 % für Dieselkraftstoff) über den Preisnotierungen vom Januar des Jahres.

Im Jahresdurchschnitt legten die Preise für Benzin gegenüber 2021 um knapp 22 %, für Diesel um gut 40 % und für leichtes Heizöl um etwa 87 % zu. Gemessen am Erzeugerpreis-Index waren Mineralölzeugnisse insgesamt in Deutschland im Jahresdurchschnitt 2022 um 40 % teurer als 2021.

Erdgas

Der Erdgasverbrauch in Deutschland nahm 2022 nach vorläufigen Daten um 15,7 % auf rund 773 Mrd. kWh (H_i) ab.¹⁵⁾ Er ist damit in etwa auf ein Verbrauchsniveau zurückgefallen, das zuletzt in den Jahren 2014/2015 zu beobachten war.

Die inländische Förderung von Erdgas nahm 2022 ab und wird voraussichtlich bei knapp 42,7 Mrd. kWh und damit um rund 6,6 % unter dem Niveau des Vorjahres liegen (2021: 45,8 Mrd. kWh). Die heimische Förderung von Erdgas deckte 2022 rund 5,5 % des Erdgasverbrauchs in Deutschland ab. Etwa 95 % des in Deutschland verbrauchten 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 die Nachbarstaaten durchgeleitet werden. Aus diesem Grund wird hier nur der Saldo des Außenhandels (Netto-Importe)

näher betrachtet. Die in Deutschland verbleibende Erdgaseinfuhrmenge (Einfuhr minus Ausfuhr), betrug im Jahr 2022 rund 822 Mrd. kWh. Die Nettoeinfuhrmenge nahm damit gegenüber dem Vorjahr leicht, nämlich um 0,7 %, zu.

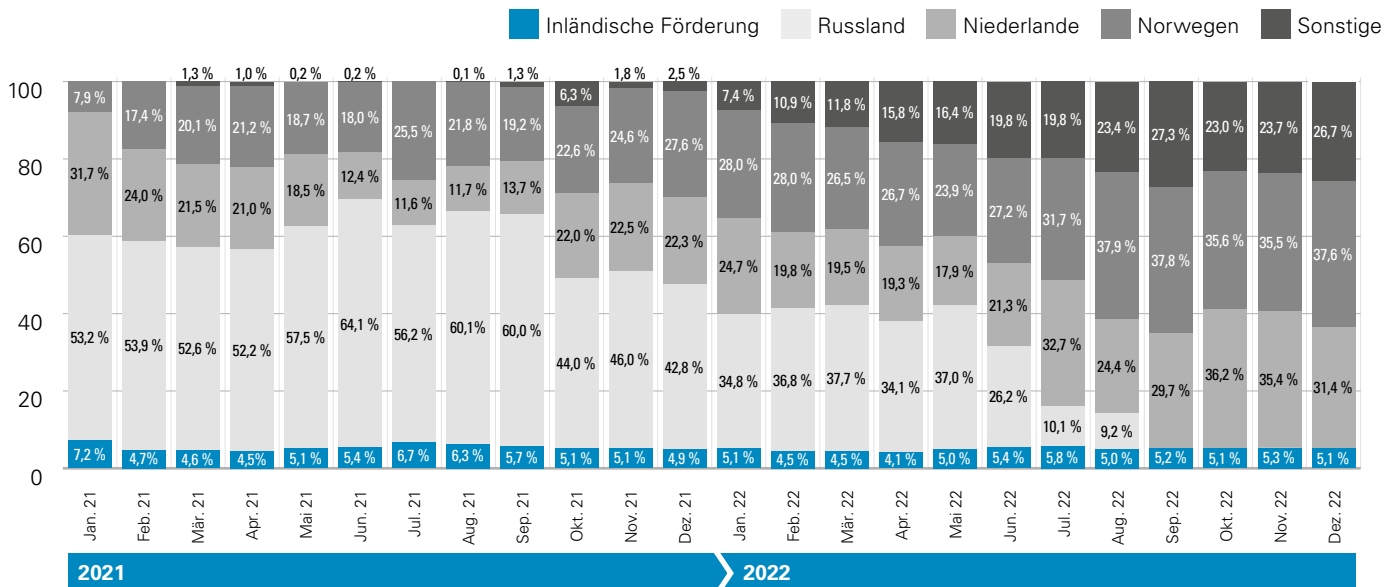
Die Folgen des Krieges in der Ukraine zeigen sich in deutlich veränderten Importstrukturen. Stammte 2021 noch rund 55 % des in Deutschland verbrauchten Erdgases aus Russland, so waren es 2022 nur noch rund 20 %. Seit September 2022 fließt kein Pipelinegas aus Russland mehr nach Deutschland. Aufgefangen wurde der Wegfall dieser Lieferungen durch stärkere Importe aus den Niederlanden sowie über Leitungen aus Belgien und Frankreich (vgl. Abbildung 6).

Am 21. Dezember 2022 wurde zum ersten Mal Gas über das Wilhelmshafer LNG-Terminal in das deutsche Erdgasnetz eingespeist, nachdem einige Tage zuvor die „Höegh Esperanza“ als erstes Tankschiff zur

Abbildung 6

Herkunft des in Deutschland verbrauchten Gases

Januar 2021 bis Dezember 2022, Anteile am Gesamtverbrauch in %



Quellen: ENTSOG, FNB, BDEW, eigene Berechnungen.

15) 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.

Rückvergasung des flüssig angelieferten Erdgases am Ausleger des neuen Terminals festgemacht hatte.¹⁶⁾ Bis zum 31. Dezember 2022 wurden rund 0,9 Mrd. kWh (H₅) in das deutsche Gasnetz eingespeist, gemessen an den Nettoimporten in Höhe von 911 Mrd. (kWh, H₅) also ein Anteil von 0,1 %. Nach gegenwärtigem Planungsstand sollen weitere LNG-Terminals (8 schwimmende FSRU und 3 feste LNG-Terminals an Land, mit einer projektierten Gesamtkapazität von 73 Mrd. Kubikmetern, entspricht 846 Mrd. kWh, H₅) in Betrieb gehen, so dass der Beitrag von LNG zur Erdgasversorgung rasch zunehmen dürfte. Bei der Interpretation dieser Zahlen ist zu beachten, dass ein Teil der FSRU wieder abgebaut wird, sobald die landseitigen Terminals ihren Betrieb aufgenommen haben.

Zum Jahresbeginn 2022 waren die an das deutsche Erdgasnetz angeschlossenen Untergrundspeicher durchschnittlich zu 50 % befüllt. Mitte März 2022 wurde mit knapp 25 % der niedrigste Füllstand erreicht. Danach wurden die Speicher kontinuierlich befüllt. Mit der gesetzlichen Vorgabe von Füllständen für Gasspeicheranlagen sind die Speicherbetreiber in Deutschland verpflichtet, jeweils zu Monatsbeginn September, Oktober und November Mindestfüllstände von 75 %, 85 % und 95 % zu gewährleisten. Diese Vorgaben wurden zu den betreffenden Zeitpunkten jeweils erreicht. Mitte November erreichten die Speicher eine Befüllung zu 100 %. Aufgrund der zum Teil sehr niedrigen Temperaturen begann in der ersten Dezemberhälfte die Phase der Ausspeicherung, der Speicherfüllstand sank bis zum 31. Dezember 2022 auf einen Füllstand von 90,1 %.

Per Saldo wurden 2022 rund 92 Mrd. kWh Erdgas eingespeichert. Zum Vergleich: 2021 wurden per Saldo noch mehr als 55 Mrd. kWh aus den Speichern entnommen.

Die Verwendung von Erdgas in den einzelnen Verbrauchssektoren war 2022 durch die Folgen der russischen Invasion in die Ukraine, die sich u. a. in den stark gestiegenen Energie- bzw. Erdgaspreisen und damit verbunden rückläufigen Verbräuchen niederschlug, geprägt. Insgesamt zeichnen sich für 2022 folgende Entwicklungen ab (vgl. Tabelle 7):

- Die Nachfrage der Industrie, die im Jahr 2021 im Zuge der konjunkturellen Erholung nach der Überwindung des Pandemie-Jahres 2020 noch kräftig zulegen, ver-

ringerte sich im Jahr 2022 um 17,1 % auf 274,2 Mrd. kWh. Der skizzierte Rückgang des industriellen Erdgasverbrauchs ist zu einem auf preisinduzierte Substitutionen und Einsparmaßnahmen, zum anderen aber auch auf Produktionseinschränkungen infolge der hohen Energiepreise, die die energieintensiven Wirtschaftszweige besonders getroffen haben, zurückzuführen. In einigen Branchen führten darüber hinaus Probleme bei der Lieferung dringend erforderlicher Vorleistungsgüter zur Aufrechterhaltung der Produktion zu einem geringeren Erdgasverbrauch. Bei der Interpretation der hier gewählten Abgrenzung des industriellen Erdgaseinsatzes ist zu beachten, dass die Darstellung den Verbrauch für die von Unternehmen selbst betriebenen Erdgaskraftwerke zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie den nicht-energetischen Verbrauch einschließt. Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass der Verbrauch im Industriesektor naturgemäß weniger temperatur- und mehr konjunkturabhängig ist (der Raumwärmeanteil des Erdgaseinsatzes in der Industrie liegt bei etwa 9 %, auf eine Interpretation des Witterungseinflusses wird deshalb an dieser Stelle verzichtet).

- Der Erdgasverbrauch der Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsunternehmen nahm ebenfalls spürbar ab. Im Gegensatz zur Industrie wird Erdgas in diesem Verbrauchssegment zu gut neun Zehnteln (etwa 90,6 %) für Raumwärmezwecke eingesetzt. Die mildereren Witterungsverhältnisse des Jahre 2022 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 vergleichsweise günstige konjunkturelle Entwicklung in diesem Segment überkompensiert (die preisbereinigte Bruttowertschöpfung erhöhte im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr um 2,5 %). Insgesamt kann für das Jahr 2022 im GHD-Sektor mit einem Verbrauchsminus von fast 7,4 % gerechnet werden.
- Bei den privaten Haushalten (einschließlich der sie mit Raumwärme und Warmwasser versorgenden Wohnungsgesellschaften) ist aufgrund der mildereren Außentemperaturen im Jahr 2022 ebenfalls ein kräftiger Verbrauchsrückgang zu erwarten.

¹⁶⁾ LNG-Speicher- und Rückverdampfungsschiffe wie die „Höegh Esperanza“ werden auch als „Floating Storage and Regasification Unit“, kurz FSRU bezeichnet.

Tabelle 7

Erdgasaufkommen und -verwendung in Deutschland 2021 und 2022

	Einheit	2021	2022 ¹⁾	Veränderung in %
Inländische Förderung	Mrd. kWh (H _i)	45,8	42,7	-6,6
Einfuhr ²⁾	Mrd. kWh (H _i)	1.510,0	1.306,4	-13,5
Summe Erdgasaufkommen	Mrd. kWh (H _i)	1.555,8	1.349,1	-13,3
Ausfuhr ²⁾	Mrd. kWh (H _i)	693,8	484,1	-30,2
Speichersaldo ³⁾	Mrd. kWh (H _i)	55,4	-92,0	-
Erdgasabsatz im Inland	Mrd. kWh (H_i)	917,4	773,0	-15,7
Primärenergieverbrauch	Mrd. kWh (H_i)	917,4	773,0	-15,7
	Petajoule (H_i)	3.303,0	2.783,0	-15,7
	Mio. t SKE (H_i)	112,7	95,0	-15,7
Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunft				
Inländische Förderung ⁴⁾	%	5,0	5,5	
Importquote	%	97,1	96,8	
Struktur des Erdgasverbrauchs nach Verbrauchsbereichen				
Industrie (einschl. Industriekraftwerke)	Mrd. kWh (H _i)	331,5	274,2	-17,3
Stromversorgung (einschl. BHKW)	Mrd. kWh (H _i)	111,6	92,9	-16,7
Fernwärme-/Kälteversorgung (einschl. BHKW)	Mrd. kWh (H _i)	57,8	47,8	-17,3
Private Haushalte	Mrd. kWh (H _i)	288,0	249,2	-13,5
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mrd. kWh (H _i)	111,1	102,8	-7,4
Verkehr	Mrd. kWh (H _i)	1,8	1,9	4,3
Erdgasabsatz im Inland	Mrd. kWh (H_i)	901,8	768,9	-14,7
Eigenverbrauch	Mrd. kWh (H _i)	9,5	14,2	50,0
statistische Differenzen	Mrd. kWh (H _i)	-6,0	10,2	
Primärenergieverbrauch	Mrd. kWh (H_i)	917,3	772,9	-15,7

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Import- und Exportmengen einschließlich sämtlicher Transitmengen

3) Minus = Einspeisung, Plus = Ausspeisung

4) Anteil am inländischen Erdgasaufkommen

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Statistisches Bundesamt, Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG), BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Aktuelle Daten zeigen für das Jahr 2022 eine Verringerung des Erdgasverbrauchs um 13,5 % auf 249,2 Mrd. kWh. Die Reduzierung des Verbrauchs wurde in erster Linie durch die stark gestiegenen Erdgaspreise, zweifellos aber auch durch die

intensive öffentliche Diskussion über notwendige Einsparungen beim Erdgasverbrauch zur Abwendung einer Versorgungskrise im Gefolge des Ukraine-Krieges zusätzlich forciert.

- Der Einsatz von Erdgas als Brennstoff in den Kraft- und Heizkraftwerken der Strom- und Wärmeversorger ging vor allem preisbedingt zurück (zudem dürfte der politische Wunsch, Erdgas in der Strom- und Wärmeerzeugung kurzfristig durch Stein- und Braunkohle zu substituieren, um sich aus der Abhängigkeit von russischen Gasimporten zu befreien, eine zusätzliche Rolle gespielt haben). In der allgemeinen Stromversorgung ist mit einem Rückgang des Erdgasverbrauchs in der Größenordnung von 16,7 % zu rechnen. In Summe wurden in den Gaskraftwerken der Stromversorger, der Industriebetriebe und in Blockheizkraftwerken der sonstigen Stromerzeuger 2022 rund 79,8 Mrd. kWh Strom und damit rund 12 % weniger als im Jahr zuvor verbraucht.
- Die höheren Temperaturen sorgten zudem für einen geringeren Bedarf an Fernwärme bzw. Wärmeauskopplung. Der Erdgaseinsatz zur gekoppelten und ungekoppelten Bereitstellung von Fernwärme verringerte sich um 17,3 % auf 47,8 Mrd. kWh im Jahr 2022.
- Der Absatz von Erdgas (entweder in komprimierter, CNG oder in verflüssigter Form, LNG) an den Verkehrssektor legt 2022 ebenfalls voraussichtlich um 4,3 % zu, so dass hier ein Verbrauchsniveau von 1,9 Mrd. kWh erreicht wird.

Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen, nahm der Anteil von Erdgas am gesamten Primärenergieverbrauch verglichen mit dem Jahr 2021 um 2,4 Prozentpunkte auf 24,2 % im Jahr 2022 ab.

Ersten Zahlen zufolge wurden 2022 in Deutschland rund 10,4 Mrd. kWh (Hs) auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas (Biomethan) in das deutsche Erdgasnetz eingespeist – auch 2021 waren es bereits 10,4 Mrd. kWh. Etwa 8,4 Mrd. kWh Biomethan wurden in der gekoppelten Stromerzeugung eingesetzt, rund 1,3 Mrd. kWh als Kraftstoff verwendet und weitere rund 0,7 Mrd. kWh fanden im Wärmemarkt (Raumwärme, Warmwasser) Absatz. 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.

Die Anzahl der Unternehmen, die in der Gaswirtschaft aktiv sind, nimmt stetig zu. Im Detail waren 2022 sieben Unternehmen als Erdgasfördergesellschaften, 31 als Speicherbetreiber, 16 als Transportnetzbetreiber, 715 als Gasverteilnetzbetreiber und 1.038 als Vertriebsgesellschaften im Endkundengeschäft tätig. Hinzu kommen 15 Gasgroßhändler, die auch als Bilanzkreisverantwortliche tätig sind.¹⁷⁾

In den Unternehmen der Gaswirtschaft waren Ende 2022 rund 41.400 Menschen beschäftigt und damit in etwa so viele Personen wie im Jahr zuvor.

Mit der Liberalisierung der Energiemärkte haben sich Spot- und Terminmärkte für Erdgas zügig entwickelt. Der Gashandel an den europäischen Hubs zeigt insgesamt ein deutliches Wachstum. An diesen virtuellen Handelspunkten entstehen heute wesentliche angebots- und nachfragebasierte Preissignale für den europäischen und somit auch deutschen Markt. Mit zunehmender Bedeutung des kurzfristigen Handels an den Spotmärkten und anderen Handelsplätzen gibt es seit 2010 zwischenzeitlich einen immer größer werdenden Preis-Spread zwischen den Grenzübergangspreisen für Rohöl und Erdgas. Die Entwicklung der Ölpreise spielt inzwischen für die Entwicklung der Gasbeschaffungskosten keine entscheidende Rolle mehr.

Die Entwicklung des Einfuhrpreises für Erdgas war im Berichtsjahr 2022 deutlich von den Folgen des Krieges in der Ukraine geprägt. Im Verlauf des Jahres 2022 zogen die Einfuhrpreise für Erdgas (in Euro je Gigajoule) teilweise sprunghaft an, nachdem sie bereits in der zweiten Jahreshälfte 2021 kräftig zugelegt haben. Der Grenzübergangspreis (auf Jahresbasis) erhöhte sich in der Zeit zwischen 2021 und 2022 von 7,07 €/GJ (entspricht 2,54 ct/kWh) auf rund 21 €/GJ (7,56 ct/kWh) und hat sich demzufolge gegenüber dem Vorjahr verdreifacht (+ 197 %). Der Jahresdurchschnittswert für 2022 liegt damit sogar deutlich über dem Niveau des bisherigen Höchststandes, der 2012 zu beobachten war (8,08 €/GJ bzw. 2,90 ct/kWh).

Mit Blick auf die monatliche Entwicklung ergibt sich ein noch ausgeprägteres Bild: Allein von Januar bis

¹⁷⁾ Eine Addition der Unternehmenszahlen ist nicht möglich, da viele der Unternehmen auf mehreren Wertschöpfungsstufen tätig sind und somit mehrfach erfasst wurden.

August 2022 stieg der Durchschnittspreis der Erdgas-einfuhren von 14,09 €/GJ (5,07 ct/kWh) auf 41,26 €/GJ (14,85 ct/kWh). Dies entspricht einer Preissteigerung von 193 % (vgl. Abbildung 7). Gleichzeitig markiert der Einfuhrpreis für August 2022 ein neues Allzeithoch. Bis Oktober brach der Einfuhrpreis wieder auf einen Wert von 18,74 €/GJ (6,75 ct/kWh) ein, liegt damit aber immer noch deutlich über dem durchschnittlichen Preisniveau des Vorjahres oder von April 2022. Bis Ende 2022 ist ausgehend von diesem hohen Preisniveau wieder eine Verteuerung der Erdgaseinfuhren erkennbar. Im Dezember 2022 erreichte Grenzübergangspreis für Erdgasimporte wieder ein Niveau von rund 26,1 €/GJ (9,38 ct/kWh), was einer Preissteigerung von rund 85 % gegenüber Januar 2022 entspricht.

Abbildung 11 lässt darüber hinaus erkennen, dass sich der Einfuhrpreis von Erdgas im Krisenjahr 2022 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.

Parallel zu den Erdgasimportpreisen stieg das Preisniveau für Erdgas an der Börse (Spotmarkt) deutlich an, und zwar von 47,09 €/MWh auf 126,60 €/MWh (+ 169 %).¹⁸⁾

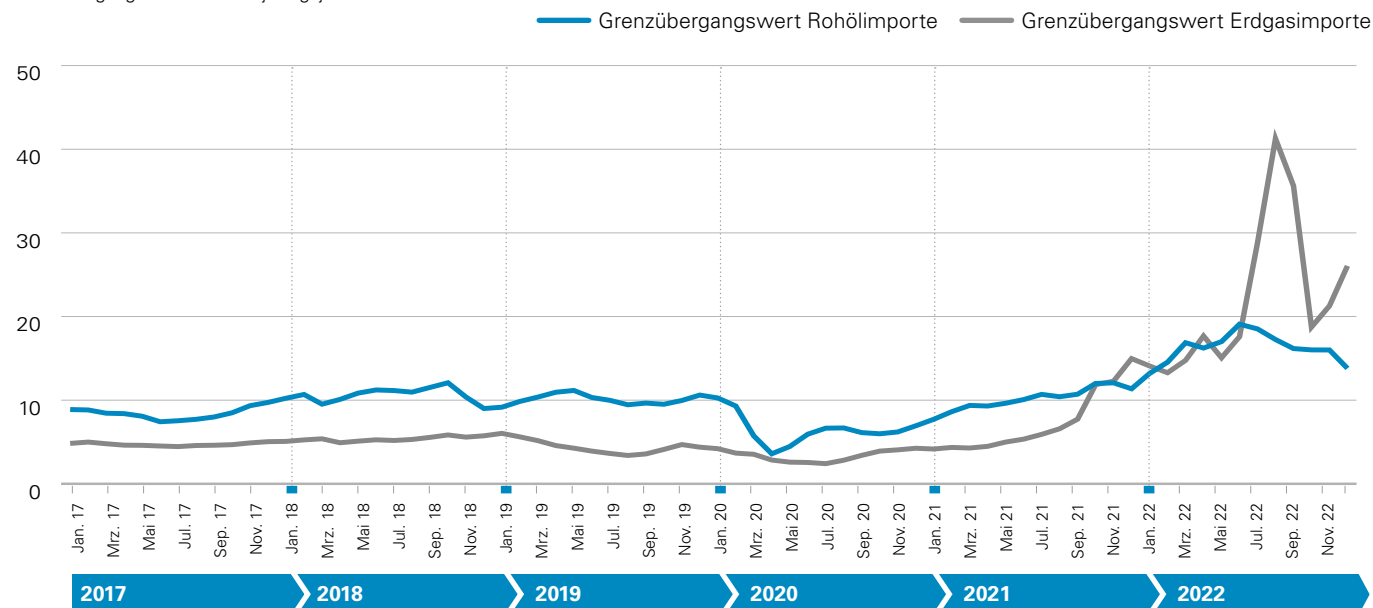
Die Entwicklung der Import- und Großhandelspreise, also die Kosten für die Beschaffung des Erdgases wirken sich unterschiedlich auf die inländischen Abgabepreise aus. Infolge variierender Beschaffungszeiträume für verschiedene Kundengruppen kommt es auf dem Endverbrauchermarkt typischerweise zu differenzierten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

Vor dem Hintergrund der im Jahresverlauf 2022 (mit Preisspitzen im Frühjahr und Spätsommer) stark gestiegenen Erdgasimport- und Großhandelspreise, legten auch die Endkundenpreise bzw. die Abgabepreise an Verbraucher im Jahresverlauf kräftig zu, wengleich in unterschiedlichem Ausmaß. So erreichten insbesondere die Abgabepreise an Kraftwerke und Industriekunden bis September 2022 neue Höchststände. Während beim Preis für Kraftwerksgas

Abbildung 7

Monatliche Grenzübergangswerte für Rohöl und Erdgas von 2017 bis 2022

Grenzübergangswerte in Euro je Gigajoule



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

18) Mittelwert aus den Daily Reference Prices der Marktgebiete von Gaspool, NCG und TTF; Einzelheiten vgl. BDEW Gaspreisanalyse (Stand: Dezember 2022).

zwischen Januar und September 2022 eine Verdoppelung zu beobachten ist (+ 113 %), stiegen die Preise für Industriekunden im gleichen Zeitraum um rund 88 %.¹⁹⁾ Wie beim Einfuhrpreis für Erdgas traten die Preisspitzen für Großabnehmer wie Kraftwerke und Industrie im Jahresverlauf 2022 im September auf.

Bei der Interpretation der Preisentwicklung für Industriekunden ist zu beachten, dass sich die Preise für große industrielle Abnehmer (Jahresabgabe größer 500 GWh) aufgrund der kurzfristigeren Beschaffung um rund 176 % gegenüber dem Vorjahr erhöht haben, für kleine

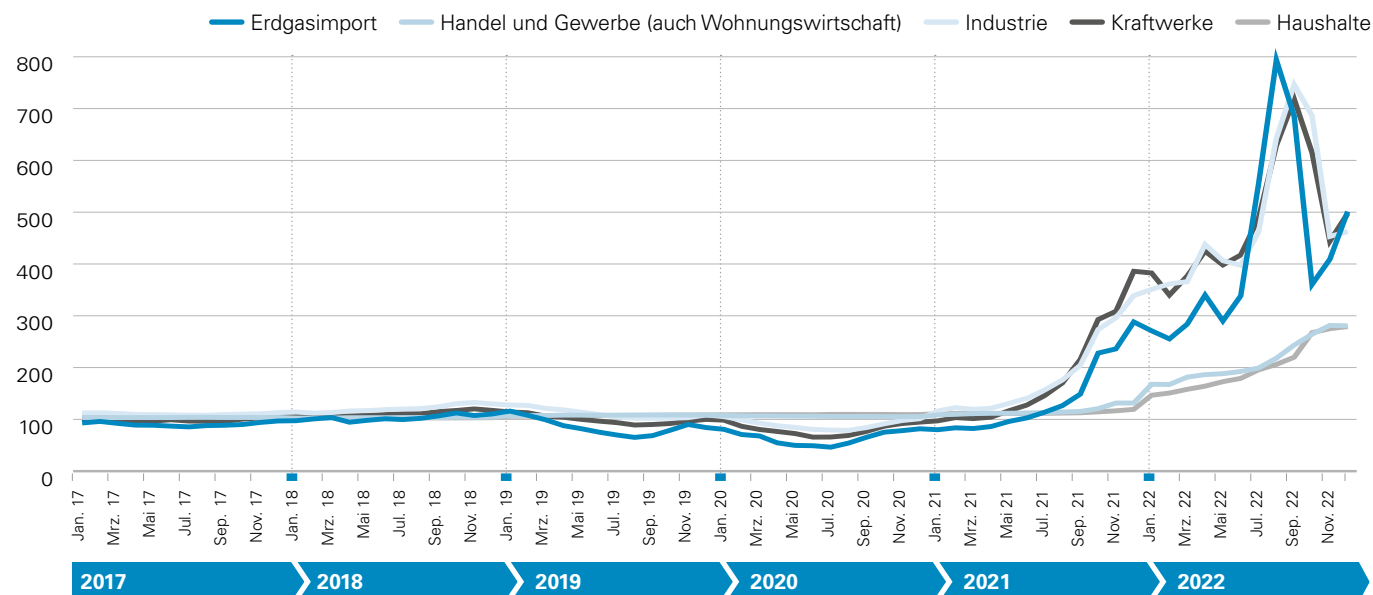
industrielle Gasverbraucher (Abgabe 11,63 GWh/a) verdoppelten sich die Preise (Preissteigerung 2021/2022: + 106 %).

Aufgrund frühzeitiger Beschaffung stiegen die Gaspreise für die Bereiche Gewerbe, Handel, Dienstleistungen verglichen mit den bisher betrachteten Großabnehmern (Industrie, Kraftwerke) unterproportional, und zwar um knapp 85 %. Für die privaten Haushalte war 2022 im Vergleich zum Vorjahr im Durchschnitt eine Preiserhöhung von etwa 78 % zu beobachten (vgl. Abbildung 8).

Abbildung 8

Preise für Erdgasimporte und Erdgasabsatz in Deutschland von 2017 bis 2022

Januar 2010 = 100 (Basis der Erzeugerpreisindizes 2015 = 100)



Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Statistisches Bundesamt

¹⁹⁾ Auch auf der Grundlage von Jahresdurchschnittswerten haben sich die Abgabepreise für Erdgas an Kraftwerke sowie industrielle Kunden von 2021 auf 2022 sprunghaft erhöht. Für Industriekunden ergibt sich auf dieser Basis eine Preissteigerung von 163 %, für Kraftwerke ein Anstieg rund 164 %.

Steinkohle

Nach vorläufigen Schätzungen ist der Primärenergieverbrauch aus Steinkohle in Deutschland im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr erneut gestiegen – um 4,0 % auf 1.156 PJ (39,4 Mio. t SKE) (vgl. Tabelle 8). Die Unterbrechung des zuvor jahrelang stetig verlaufenden Abwärtstrends wurde damit nach dem Zuwachs im Jahr 2021 auch im Jahr 2022 fortgesetzt. Jedoch anders als noch im Jahr 2021 (bedingt durch Preisanstiege anderer Energieträger und witterungsbedingt niedrigere Einspeisung regenerativer Energieträger) war der Zuwachs im vergangenen Jahr vor allem auf die unmittelbaren Folgen des Ukrainekrieges zurückzuführen, zum Teil jedoch auch auf die zunehmende Erholung nach der Pandemie. Die Steinkohle profitierte dabei insbesondere in der Kraftwirtschaft von einer rückläufigen Stromdarbietung auf Basis Erdgas. Hinzu kam noch der strukturbedingte Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie, der im vergangenen Jahr insbesondere die Steinkohleverstromung begünstigte.

Dementsprechend nahm der Steinkohleeinsatz in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung und der Industrie zur Strom- und Wärmeerzeugung um mehr als 16 % auf 595 PJ (entsprechend 20,3 Mio. t SKE) zu.

Nach Daten der BDEW-Schnellstatistik gewann Steinkohle in der Verstromung im (normalarbeitstäglichen) Vergleich zum jeweiligen Vorjahresmonat fast im gesamten Jahresverlauf 2022 hinzu, zum Teil mit hohen zweistelligen Wachstumsraten, im August sogar dreistellig (+ 102,0 %). Einzig die Monate Oktober (- 19,9 %) und November (- 16,9 %) waren durch rückläufige Wachstumsraten gekennzeichnet. In diesem Zusammenhang besonders erwähnenswert ist, dass ab dem Sommer 2022 zur Abwendung eines Gasnotstands und als Prävention gegen eine Stromversorgungskrise bereits stillgelegte bzw. für eine Stilllegung vorgesehene Steinkohlekraftwerke aus der Reserve geholt wurden.

Der Einsatz von Steinkohle in der Stahlindustrie im Jahr 2022 war hingegen um 2,2 % leicht rückläufig und fiel auf 534 PJ (18,2 Mio. t SKE) zurück. Maßgeblich hierfür war die gesunkene Oxygen-Stahlerzeugung, die sich um 8,2 % auf knapp 25,9 Mio. t verringerte. Auch die Roheisenerzeugung ging zurück, und zwar um 7,6 % auf rd. 23,7 Mio. t. Dies geht aus Daten der Wirtschaftsvereinigung Stahl hervor.

Tabelle 8

Aufkommen und Verwendung von Steinkohle in Deutschland 2021 und 2022

	2021		2022 ¹⁾		Veränderung in %
	PJ	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	
Primärenergieverbrauch	1.112	37,9	1.156	39,4	4,0
Kraft- und Heizkraftwerke	512	17,5	595	20,3	16,2
Stahlindustrie ²⁾	545	18,6	534	18,2	-2,2
Übrige Sektoren ³⁾	52	1,8	47	1,6	-10,5
Stat. Differenzen	-2	-0,1	20	0,7	-
Steinkohleförderung	0	0,0	0	0,0	0,0

1) Vorläufige Angaben

2) Koks in Kohle umgerechnet, inkl. Kokerei

3) Übrige Industrie-sektoren inkl. nichtenergetischer Verbrauch sowie übriger Wärmemarkt (private Haushalte, GHD und Fernheizwerke), Stat. Differenzen

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V., Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., bsn – Branchenverband Steinkohle und Nachbergbau e.V.

Tabelle 9

**Deutsche Steinkohleeinfuhren¹⁾ nach Lieferländern 2021 und 2022
 (Januar bis Dezember)**

	2021	2022 ²⁾	Veränderung	2021	2022
	in Mio. t			Anteile in %	
	in %				
Polen	1,6	1,6	0,0	3,9	3,6
Tschechische Republik	0,3	0,2	-33,3	0,7	0,5
Russland	20,5	13	-36,6	49,9	29,3
Südafrika	1	3,9	290,0	2,4	8,8
Vereinigte Staaten	7,1	9,4	32,4	17,3	21,2
Kanada	1,3	0,9	-30,8	3,2	3,0
Kolumbien	2,3	7,2	213,0	5,6	16,2
Australien	5,5	6,3	14,5	13,4	14,2
Sonstige	1,5	1,9	28,6	3,6	4,1
Gesamteinfuhren	41,1	44,4	8,0	100,0	100,0

1) Einschließlich Koksimporte, Koks in Kohle umgerechnet.

2) vorläufig

Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V., Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., Statistisches Bundesamt

Der Steinkohleeinsatz in Gießereien, Fernheizwerken, Kleingewerbe und privaten Haushalten wird hier unter dem Label „Wärmemarkt“ zusammengefasst und spielte von der Größenordnung her eine eher untergeordnete Rolle. Der Steinkohleverbrauch des Wärmemarktes gab gegenüber dem Vorjahr um 10,5 % auf 47 PJ (1,6 Mio. t SKE) nach, zum Teil bedingt durch Versorgungsengpässe infolge des Wegfalls des russischen Angebots, die nicht anderweitig gedeckt werden konnten.

Die Aufkommenseite des deutschen Steinkohlemarktes wird nach der Beendigung des heimischen Steinkohlebergbaus Ende 2018 nur noch durch Importe und Lagerbestände gedeckt. Auf Basis vorläufiger Daten der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes sind die deutschen Steinkohleimporte im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr um 8 % auf 44,4 Mio. t gestiegen. Pauschal umgerechnet (ohne Berücksichtigung der tatsächlichen Heizwerte) entspricht dieser Wert einer Einfuhr in Höhe von gut 38 Mio. t SKE. Davon entfielen 67,0 % auf Kraftwerkskohle, 25,9 % auf Kokssteinkohle, 1,9 % auf Anthrazit und Briketts sowie 5,2 % 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 Kohlenlieferungsverträge 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 Steinkohlenimporte aus Russland in die EU waren nun strikt verboten. Jedoch verzeichnete das Statistische Bundesamt in seiner monatlichen Berichterstattung auch danach, also im Zeitraum September bis Dezember 2022, noch Einfuhren, die „mit Ursprungsland Russland“ deklariert waren. Diese Mengen wurden nach Deutschland aus benachbarten EU-Ländern (vor allem den Niederlanden und Belgien) eingeführt und stammten insbesondere von Lagerplätzen der nordwesteuropäischen Kohleterminals (in Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen = ARA-Häfen). Dort, innerhalb der EU, war diese russische Kohle noch vor dem 11. August 2022 eingelagert worden und fiel somit nicht unter das Embargo.

Mit dem EU-Embargo vor Augen führten Kohleimporteurte Mengen an russischer Steinkohle (und Steinkohlenkoks) in dem Umfang ein, wie die Verträge und Kohlelogistik es zuließen. Insgesamt gelangten 2022 so noch rd. 13 Mio. t Kohle (11,7 Mio. t Kraftwerkskohle, 0,8 Mio. t Kokskohle, 0,5 Mio. t Anthrazitkohle und Briketts sowie knapp 68 000 t Steinkohlenkoks) aus russischer Produktion nach Deutschland. Dies entsprach einem Anteil von rund 29 % an den gesamten deutschen Steinkohle-Importen (inkl. Steinkohlenkoks). Russland blieb somit auch im Jahr 2022, wie auch in den Jahren zuvor, die bedeutendste Provenienz für deutsche Steinkohle-Einfuhren. Gegenüber dem Vorjahr verringerten sich die Steinkohleimporte aus Russland um 36,6 % (vgl. Tabelle 9).

Starke Zuwächse hingegen waren bei den Importen aus den Vereinigten Staaten, Kolumbien, Australien und Südafrika zu verzeichnen. Diese Länder dürften daher bei den deutschen Steinkohle-Einfuhren am meisten von den Lieferausfällen der russischen Kohle profitiert haben. In der sektoralen Aufteilung nach Kohlesorten war Russland bei Kraftwerkskohle mit einem Anteil von 70 %, bei Anthrazitkohle mit 62 % und bei Steinkohle-Briketts mit 56 % das dominierende Lieferland. Rund die Hälfte der deutschen Kokskohleimporte kam aus Australien und nur knapp 7 % (rd. 0,8 Mio. t) aus Russland. Die Steinkohlekoksimporte kamen zum Großteil aus Polen, mit einem Anteil von 63 %. Auf Russland entfiel hierbei nur ein Anteil in Höhe von knapp 3 %. In den Märkten für Kraftwerkskohle, Kokskohle und Steinkohlenkoks konnten die russischen Lieferausfälle durch Mehrlieferungen anderer Provenienzen gut abgedeckt werden. Bei Anthrazitkohle und Briketts zeichneten sich jedoch deutliche Engpässe und Marktunterversorgungen ab, die zu einer Vervielfachung des jeweiligen Preisniveaus führten.

Die Entwicklung der globalen Steinkohleindustrie wurde 2022 darüber hinaus durch hohe asiatische Nachfrage und starke Verschiebungen bei den weltweiten Lieferströmen beeinflusst. Die globale Steinkohleförderung dürfte nach ersten Schätzungen des Vereins der Kohleimporteure (VDKi) gegenüber dem Vorjahr um 7,2 % auf knapp 7,9 Mrd. t zugenommen haben und wäre damit bislang die höchste jemals verzeichnete globale Steinkohleproduktion.

Den Spitzenplatz bei der weltweiten Produktion nahm im vergangenen Jahr weiterhin die Volksrepublik China ein, mit einer Zunahme der Förderung um 463 Mio. t auf fast 4,5 Mrd. t. Damit entfiel allein auf China ein Anteil von 57 % an der Weltproduktion. Im Jahr 2021 hatte China zeitweilig mit Versorgungsengpässen auf lokalen inländischen Kohlemärkten zu kämpfen. Die Zentralregierung reagierte und legte umfangreiche Produktionssteigerungsprogramme auf, die im Jahr 2022 bereits Früchte trugen. Auch Indien konnte seine Kohleförderung signifikant steigern (+ 84 Mio. t) und erreichte mit einer Produktion in Höhe von 850 Mio. t den zweiten Platz in der globalen Rangfolge. Weitere nennenswerte Produktionsländer waren Indonesien (539 Mio. t), die Vereinigten Staaten (482 Mio. t), Russland (431 Mio. t) und Australien (375 Mio. t).

Rund 14 % der Weltförderung gelangte in den Seehandel, der Großteil wurde in den Produzentenländern verbraucht. Ein geringerer Teil entfiel zudem auf den Binnenhandel insbesondere mit Nachbarländern und umfasst den grenzüberschreitenden Transport über Binnenschiffe und/oder via Schienenverkehr. Der Seehandel erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr um 1,8 % auf rd. 1,1 Mrd. t. Davon entfielen 892 Mio. t (80 %) auf Kraftwerkskohle und 227 Mio. t (20 %) auf Kokskohle. Bedeutendste Exportländer im Seehandel waren Indonesien mit 362 Mio. t, Australien mit 329 Mio. t und Russland mit 165 Mio. t. Zusammen kamen diese Länder auf einen Anteil von 76,5 % am gesamten globalen seewärtigen Steinkohlenhandel. Die höchsten Steigerungen im Seehandel 2022 gegenüber dem Vorjahr entfielen auf Indonesien (+ 18 Mio. t) und Südafrika (+ 7 Mio. t). Die höchsten Exportrückgänge hingegen hatten Australien (- 37 Mio. t) und Russland (- 11 Mio. t) zu verkraften.

Sowohl bei Kraftwerkskohle als auch bei Kokskohle und Steinkohlenkoks erreichten die Preisnotierungen im Jahresverlauf 2022 bis dahin nie erreichte Rekordwerte. Ausgehend von einem ohnehin schon relativ hohen Niveau von knapp 121 US-\$/t frei nordwesteuropäische Häfen (cif ARA) stieg die Wochenpreisnotierung für Kraftwerkskohle zum Ende Juli auf ein Allzeithoch von deutlich über 400 US-\$/t cif ARA an. Zudem erhöhte sich bereits Mitte März die Wochenpreisnotierung für australische Kokskohle ab Verladehafen (fob) auf ein Allzeithoch oberhalb von 650 US-\$/t fob. Im weiteren Jahresverlauf verringerte sich der Preis für Kraftwerkskohle immer weiter und notierte

zum Jahresende unterhalb von 190 US-\$/t. Auch der Preis für australische Kokskehle gab zwar im Laufe des Jahres nach und lag Anfang August bei knapp über 200 US-\$/t fob. Danach stieg der Preis für Kokskehle aber erneut an und schaukelte sich zum Jahresende wieder auf ein Niveau von fast 280 US-\$/t fob hoch. Steinkohlenkoks frei nordwesteuropäische Häfen wurde im April 2022 auf Monatsbasis zu 709 US-\$/t cif ARA gehandelt. Auch dies stellt ein Allzeithoch dar. Bis zum Jahresende 2022 hat die Monatsnotierung für Steinkohlenkoks cif ARA demgegenüber kräftig nachgegeben und fiel auf 332 US-\$/t cif ARA, ein immer noch relativ hohes Niveau, insbesondere im Vergleich zu den Vorjahren.

Auch die Seefrachtraten haben 2022 stark zugelegt, insbesondere im zweiten Quartal 2022, allerdings weit entfernt von ihren Allzeithochs. Beispielsweise kostete die Fracht im Panamax-Schiff von der US-Golfküste zu den ARA-Häfen im Mai 2022 knapp 31 US-\$/t und im Capesizer von Richards Bay in Südafrika zu den ARA-Häfen rd. 29 US-\$/t. Im Falle eines Capesizer-Transports vom Puerto Bolivar in Kolumbien in die ARA-Region wurde im Juli 2022 mit knapp 15 US-\$/t der Jahreshöchstwert auf Monatsbasis erreicht.

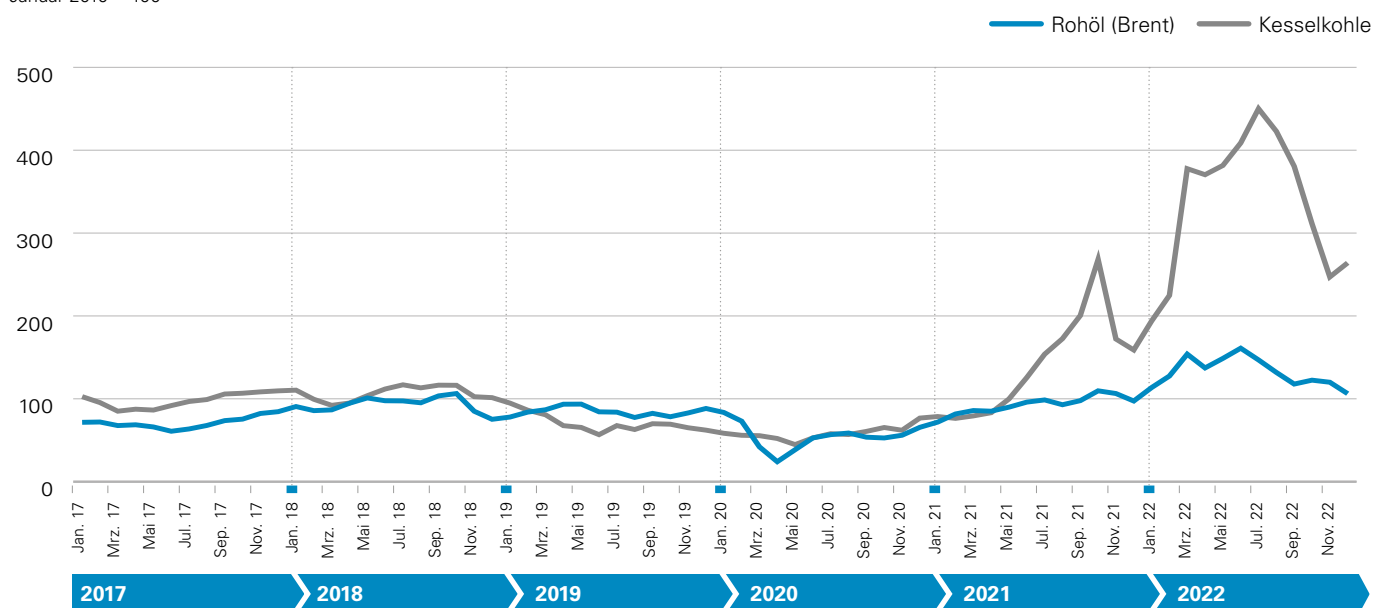
Einen Eindruck von der längerfristigen Entwicklung der Preise für Kraftwerkskohle auch im Vergleich zu den Veränderungen beim Rohöl vermittelt Abbildung 9. Der Importpreis für Kesselkohle²⁰⁾ erhöhte sich von rund knapp 140 US-\$/t SKE (Jahresdurchschnitt 2021) auf etwa 338 US-\$/t SKE im Jahr 2022. Seit Januar 2022 stieg der Kesselkohlepreis ausgehend von einem Niveau von 195 US-\$/t SKE auf knapp 453 US-\$/t SKE im Juli 2022. Ausgehend von diesem Allzeithoch gab der Preis für Kesselkohle im Verlauf der zweiten Jahreshälfte wieder nach und erreichte bis zum Jahresende ein Niveau von 265 US-\$/t SKE.

Abbildung 10 stellt die Importpreise für Steinkohlenkoks und Drittlandskohle (Kraftwerke und Stahlerzeuger) dar. Insgesamt zeigt sich, dass die Einfuhrpreise für Kessel- und Kraftwerkskohle bereits in der zweiten Hälfte des Jahres 2021 kräftig gestiegen sind. Nach der Invasion russischer Truppen in die Ukraine am 24. Februar 2022 stieg der Einfuhrpreis für Steinkohlenkoks sprunghaft an, er erreichte im Mai/Juni 2022 ein Niveau von fast 600 €/t, nachdem er im Januar 2022 noch bei knapp 443 €/t gelegen hatte. Auch der Einfuhrpreis für Steinkohle (Kesselkohle) erreichte im 3. Quartal 2022 mit mehr als 394 €/t SKE einen neuen

Abbildung 9

Weltmarktpreis für Rohöl (Brent) und Kesselkohle 2017 bis 2022

Januar 2010 = 100



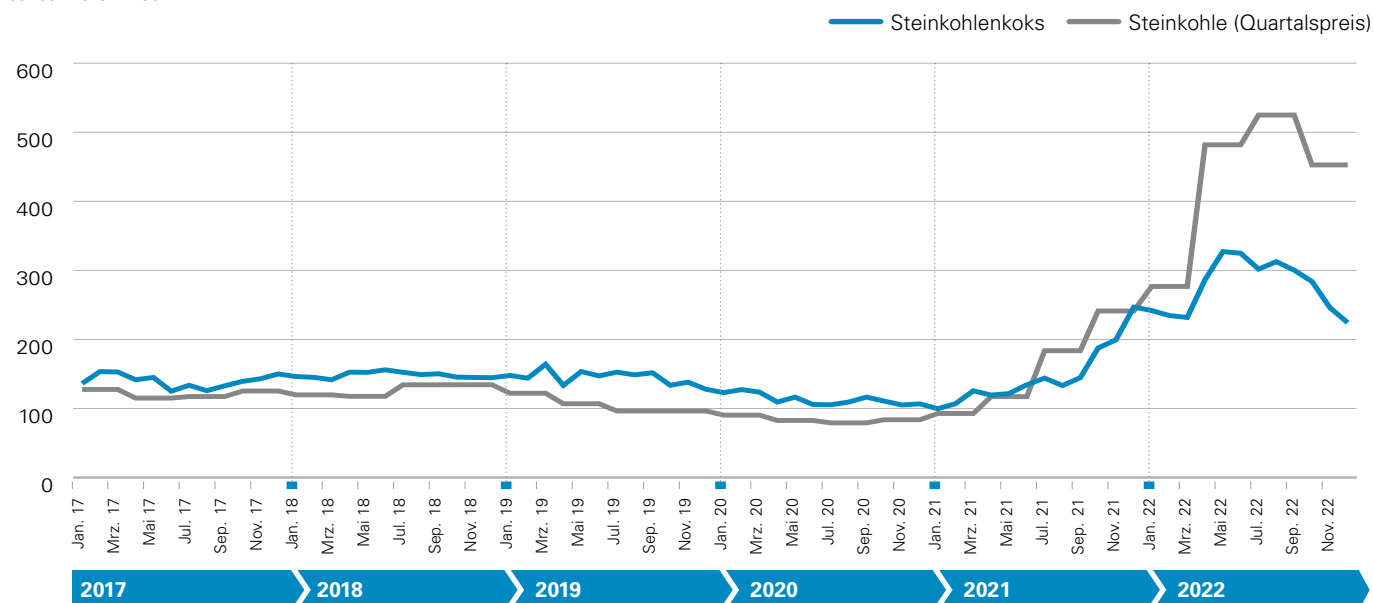
Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V., en2x-Wirtschaftsverband Fuels&Energie

20) Spotpreis Kraftwerkskohle NWE, Durchschnitt über die Wochennotierungen MCIS Steam Coal Marker, in US-\$/t SKE, cif ARA.

Abbildung 10

Entwicklung ausgewählter Steinkohleimportpreise von 2017 bis 2022

Januar 2010 = 100



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

Höchststand. Zum Vergleich: Im 3. Quartal 2021 lag der Einfuhrpreis für diesen Energieträger noch bei rund 138 €/t SKE und damit um rund 65 % unter dem Niveau des Rekordwertes im 3. Quartal 2022.

Braunkohle

Die Braunkohlenförderung lag im Jahr 2022 mit rund 130,8 Mio. t (40,7 Mio. t SKE) insgesamt um 3,5 % über dem Vorjahresergebnis. Verglichen mit dem Durchschnitt der letzten fünf Jahre zeigt sich jedoch der deutlich rückläufige Trend. In den einzelnen Revieren entwickelte sich die Förderung unterschiedlich stark: Im Rheinland und in der Lausitz wurden etwa 4 % mehr Braunkohle gefördert, während die Förderung in Mitteldeutschland (+ 1 %) relativ konstant blieb. Diese Veränderung entspricht weitgehend der Entwicklung der Lieferungen an die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (insgesamt 116,9 Mio. t, + 4,8 %), an die knapp 90 % der Förderung gehen. Die Stromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland stieg von 110 TWh im Vorjahreszeitraum auf etwa 116 TWh. Der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung betrug im Jahr 2022 rund 20 % ²¹⁾.

Durch die Stilllegung der Braunkohlekraftwerksblöcke Neurath B, Niederaußem C und Weisweiler E zum 31.12.2021 gemäß Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) im Rheinland standen zu Beginn des Jahres 2022 insgesamt 900 MW weniger Braunkohlekraftwerkskapazität zur Verfügung. Im April 2022 wurde dann ein weiterer Kraftwerksblock (Neurath A) mit einer Kapazität von 300 MW stillgelegt. Dennoch konnte die Braunkohle im Jahr 2022 einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland leisten. Infolge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine sind die Großhandelspreise für Gas und damit auch die Strompreise stark gestiegen. Mit dem Gesetz zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor wurde eine Gasersatz-Reserve eingerichtet. Kohlekraftwerke aus der Sicherheitsbereitschaft gehören seit dem 1. Oktober 2022 der neu geschaffenen Versorgungsreserve an. Für diese Kraftwerke gilt die befristete Möglichkeit zur Marktteilnahme, während die Alarmstufe oder Notfallstufe des Notfallplans Gas ausgerufen ist und

auf Basis der Versorgungsreserveabrufverordnung (VersResAbV) maximal bis zum 30. Juni 2023. Zudem musste die fehlende Stromerzeugung aus den Ende 2021 stillgelegten Kernenergiekraftwerken kompensiert werden.

Zugleich einigten sich das Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und der RWE AG auf Eckpunkte, um den Kohleausstieg in NRW um acht Jahre auf 2030 vorzuziehen. Gleichzeitig trägt die Vereinbarung der krisenbedingten Sicherstellung der Energieversorgung Rechnung, indem die o.g. zusätzliche Kraftwerksleistung zunächst im Markt verbleibt und ausreichende Fördermengen in den nächsten Monaten und Jahren sichergestellt werden.

Die Herstellung von Veredlungsprodukten aus Braunkohle ist insgesamt um knapp 4 % auf gut 5 Mio. t zurückgegangen. Nach Stilllegung der Brikettfabrik Frechen gem. KVBG ²²⁾ ging die Brikettproduktion um 20 % zurück. ²³⁾ Die Veränderung bei Staub betrug + 2 %, bei Wirbelschichtkohle + 6 % und bei Koks - 8 %.

Mit 40,7 Mio. t SKE (1.193 PJ) liegt der Anteil der Braunkohle an der heimischen Energiegewinnung bei rund 33 %. Sie bleibt damit ein wichtiger heimischer Energieträger.

Mit 39,8 Mio. t SKE (1.168 PJ) war der Primärenergieverbrauch Braunkohle um gut 3 % höher als im Vorjahr. Damit deckte sie etwa 10 % des gesamten inländischen Energiebedarfs (vgl. Tabelle 10) ²⁴⁾.

Die Endenergiesektoren verbrauchten 2022 mit rund 2,5 Mio. t SKE insgesamt ca. 1 % mehr Braunkohle und Braunkohleprodukte als im Jahr zuvor (vgl. Tabelle 11). In der Industrie nahm der Braunkohleinsatz

21) Weitere Daten zur Braunkohle unter <https://kohlenstatistik.de/>

22) KVBG - Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz).

23) RWE Power hat die Herstellung von Briketts im Zuge des Kohleausstiegs planmäßig eingestellt <https://www.rwe.com/presse/rwe-power/2022-12-22-rwe-power-stellt-briketttherstellung-ein/> (Abrufdatum: 10.3.2023).

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

Tabelle 10

Aufkommen und Verwendung von Braunkohle in Deutschland 2021 und 2022

		2021	2022 ¹⁾	Veränderung
	Einheit			in %
1. Rohbraunkohle Inland				
Braunkohleförderung insgesamt	Mio. t	126,3	130,8	3,5
	Mio. t SKE	39,3	40,7	3,5
	PJ	1.153,2	1.192,8	3,4
2. Außenhandel				
Einfuhren insgesamt	1.000 t SKE	25,5	30,5	19,8
Ausfuhren insgesamt	1.000 t SKE	896,8	898,5	0,2
Außenhandelssaldo insgesamt	1.000 t SKE	-871,4	-868,0	-
3. Primärenergieverbrauch				
	Mio. t SKE	38,5	39,8	3,4
	PJ	1.130	1.168	3,4
4. Absatz				
Absatz insgesamt	in Mio. t	112,2	117,7	4,9
an Kraftwerke der allg. Versorgung	in Mio. t	111,5	116,9	4,8
an sonstige Abnehmer	in Mio. t	0,7	0,8	13,2
Einsatz zur Veredlung	in Mio. t	11,9	11,5	-3,9
Einsatz in KW des Braunkohlebergbaus	in Mio. t	2,0	1,7	-14,9
Bestandsveränderung	in Mio. t	0,1	-0,1	-
5. Stromerzeugung aus Braunkohle				
Kraftwerke der allg. Versorgung	Mrd. kWh	106,8	113,4	6,2
Industriekraftwerke	Mrd. kWh	3,3	2,8	-14,0
Stromerzeugung aus Braunkohle insgesamt	Mrd. kWh	110,1	116,2	5,6

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

um gut 4 % zu, bei den privaten Haushalten ging der Absatz (nicht zuletzt auch witterungsbedingt) um rund 16 % zurück (vgl. Tabelle 11).

Die Zahl der Beschäftigten lag Ende 2022 in der deutschen Braunkohleindustrie bei 17.216. In dieser Zahl sind 1.046 Auszubildende und 3.822 Mitarbeiter enthalten, die in den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung der Braunkohleunternehmen arbeiten.

Die Beschäftigtenstatistik wies im Rheinland 7.676 Mitarbeiter aus. Für die Lausitz 7.675 und für Mitteldeutschland 1.827. Im Revier Helmstedt waren nach dem Ende der Kohlegewinnung und dem Ende der Sicherheitsbereitschaft des Kraftwerks Buschhaus noch 38 Mitarbeiter für die Braunkohleindustrie tätig.

Tabelle 11

Braunkohle-Bilanz für Deutschland 2021 und 2022

In 1.000 t SKE



 AG Energiebilanzen e.V.

	2021	2022 ¹⁾	Veränderung
			in %
Gewinnung Inland	39.349	40.701	3,4
+ Einfuhr	25	31	19,8
= Aufkommen	39.374	40.731	3,4
+/- Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: -)	-18	8	-
- Ausfuhr	897	898	0,1
= Primärenergieverbrauch	38.459	39.841	3,6
- Einsatz in Kraftwerken	35.265	36.812	4,4
- Sonst. Umwandlungseinsatz	4.180	3.948	-5,6
+ Umwandlungsausstoß	3.979	3.919	-1,5
- Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch	496	480	-3,3
= Endenergieverbrauch	2.496	2.521	1,0
Industrie	2.071	2.163	4,4
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Deputate	425	358	-15,8

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Elektrizitätswirtschaft

Die Stromwirtschaft war 2022 durch die sich insgesamt abschwächende Konjunktur und eine mildere Witterung geprägt, vor allem aber durch die Folgen des Ukrainekrieges, die sich in drastisch steigenden Energiepreisen an den Großhandelsmärkten und bei den Letztverbrauchern zeigten. Der Stromverbrauch (Bruttoinlandsstromverbrauch) nahm um 3,4 % auf 549,2 Mrd. kWh ab. Dementsprechend verzeichnete auch die Stromerzeugung (Bruttostromerzeugung) ein Minus von 1,7 % und der Stromaustausch-Überschuss Deutschlands stieg um 9,5 Mrd. kWh auf 28,1 Mrd. kWh.

Der Erzeugungsmix war 2022 vor allem beeinflusst durch die Witterung und Preiseffekte. Die günstige Witterung sorgte für eine sehr starke Windstromerzeugung vor allem in den beiden ersten Monaten des Jahres. Insgesamt ergab sich ein Zuwachs von 9,3 % auf 125,3 Mrd. kWh. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik konnte um knapp ein Fünftel gegenüber dem Vorjahr auf 60,8 Mrd. kWh zulegen. Insgesamt stieg die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien um 8,6 % auf 254,0 Mrd. kWh. Ihr Anteil an der Bruttostromerzeugung betrug 2022 damit 44,5 %. Der Anteil der Erneuerbaren Energien bezogen auf den Bruttostromverbrauch – die für die Zielerreichung der Erneuerbaren Energien maßgebliche Quote²⁵⁾ – belief sich auf 46,2 %. Die Windenergie blieb mit einer Stromerzeugung von insgesamt gut 125 Mrd. kWh der wichtigste Energieträger im deutschen Strommix, vor der Braunkohle mit 116 Mrd. kWh (vgl. Tabelle 12).

Die Braunkohlekraftwerke erzeugten 2022 insgesamt 116,2 Mrd. kWh Strom. Das entspricht einem Produktionsplus von 5,5 % im Vergleich zum Vorjahr. Zum Jahresende war eine Netto-Kraftwerksleistung von 18.502 MW installiert, wovon allerdings 176 MW zum 31.12.2022 stillgelegt wurden, sodass die installierte Leistung zum Jahresbeginn 2023 18.326 MW beträgt. Darunter sind 1.886 MW Kraftwerksleistung aus der Braunkohlen-Sicherheitsbereitschaft, die befristet in den Strommarkt zurückkehren.

Die Steinkohlekraftwerke lieferten 2022 mit 64,4 Mrd. kWh ebenfalls mehr Strom als im vorangegangenen Jahr: ihre Stromproduktion nahm um 18,0 % zu. Zum Jahresende betrug die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke 18.461 MW. Mit dem Ersatzkraftwerksbereithaltungsgesetz (EKBG), das im Juli 2022 in Kraft trat, schuf die Bundesregierung die Möglichkeit, dass Kohlekraftwerke in den Strommarkt zurückkehren bzw. im Strommarkt verbleiben können. Mehr als ein Drittel der installierten Leistung stellen daher Kraftwerke, die sich in der Netzreserve befinden oder aus der Netzreserve heraus befristet in den Strommarkt zurückkehren bzw. deren ursprünglich gemäß Kohleausstieg vereinbarte Stilllegung im Jahr 2022 befristet ausgesetzt wurde.

Aus Erdgas erzeugten die Kraftwerke der Stromversorger und der Industriebetriebe sowie die Blockheizkraftwerke sonstiger Stromerzeuger 2022 voraussichtlich 79,8 Mrd. kWh Strom. Die Stromerzeugung aus Erdgas ging somit um insgesamt 11,6 % zurück. Insbesondere deutlich gestiegene Spotmarkt-Preise sorgten dafür, dass Gaskraftwerke ihren Wettbewerbsvorteil gegenüber Kohlekraftwerken trotz ebenfalls deutlich gestiegener CO₂-Preise in der zweiten Jahreshälfte einbüßten, wodurch sie zunehmend aus dem Markt gedrängt wurden. Zudem besteht die Erwartung, dass Gas nur noch dann in Kraftwerken eingesetzt werden soll, wenn Strom oder ausgekoppelte Wärme nicht durch andere Energiearten bereitgestellt werden kann. 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).²⁶⁾ Abbildung 11 zeigt, wie sich die Ertragssituation der Kohlekraftwerke im Vergleich zu den Erdgaskraftwerken im Jahresverlauf 2022 verändert hat.

25) https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/03/et_2022_04_Kramer_Maassen.pdf

26) 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.

Tabelle 12

Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2022 nach Energieträgern

	1990	2017	2018	2019	2020	2021	2022 ¹⁾	2021/ 2022	1990/ 2022
	Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Mrd. kWh						jahresdurch. Veränderungsrate in %		
Braunkohle	170,9	148,4	145,6	114,0	91,7	110,1	116,2	5,5	-1,2
Steinkohle	140,8	92,9	82,6	57,5	42,8	54,6	64,4	18,0	-2,4
Kernenergie	152,5	76,3	76,0	75,1	64,4	69,1	34,7	-49,8	-4,5
Erdgas	35,9	86,0	81,6	89,9	94,7	90,3	79,8	-11,6	2,5
Mineralöl	10,8	5,5	5,1	4,8	4,7	4,6	4,4	-3,4	-2,8
Erneuerbare	19,7	215,7	223,3	241,6	251,5	233,9	254,0	8,6	8,3
Sonstige	19,3	27,5	27,3	25,4	24,8	24,5	23,8	-2,8	0,7
Bruttostromerzeugung einschl. Einspeisung insgesamt	549,9	652,3	641,4	608,2	574,7	587,1	577,3	-1,7	0,2
Stromflüsse aus dem Ausland	31,9	27,8	31,7	40,1	48,0	51,7	49,6	-4,2	1,4
Stromflüsse in das Ausland	31,1	80,3	80,5	72,8	66,9	70,3	77,7	10,5	2,9
Stromausgleichssaldo Ausland	0,8	-52,5	-48,7	-32,7	-18,9	-18,6	-28,1	-	-
Bruttostromverbrauch	550,7	599,8	592,7	575,5	555,8	568,5	549,2	-3,4	0,0
Veränderung gegenüber Vorjahr in %	X	0,2	-1,2	-2,9	-3,4	2,3	-3,4		
	Struktur der Bruttostromerzeugung in %								
Braunkohle	31,1	22,7	22,7	18,7	16,0	18,8	20,1		
Steinkohle	27,7	14,2	12,9	9,4	7,5	9,3	11,2		
Kernenergie	25,6	11,7	11,8	12,3	11,2	11,8	6,0		
Erdgas	6,5	13,2	12,7	14,8	16,5	15,4	13,8		
Mineralöl	2,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8		
Erneuerbare Energien	3,6	33,1	34,8	39,7	43,8	39,8	44,0		
Sonstige	3,5	4,2	4,2	4,2	4,3	4,2	4,1		
Bruttostromerzeugung	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	101,0	100,0		

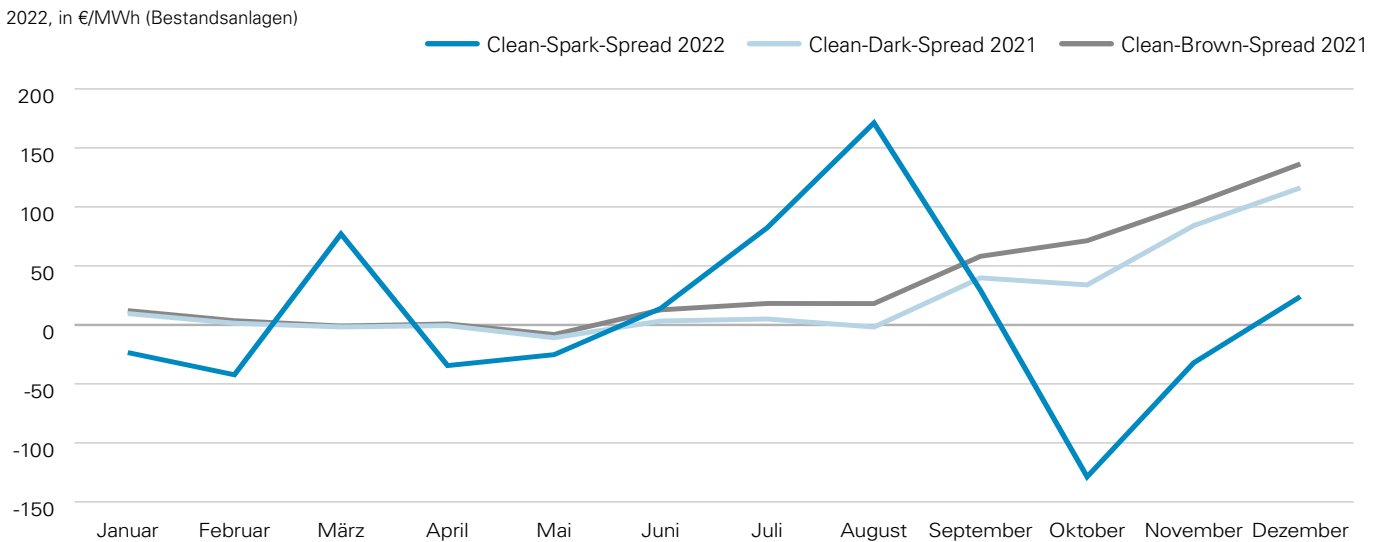
1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., AG Energiebilanzen e.V., AGEE-Stat (für erneuerbare Energien)

Abbildung 11

Deckungsbeiträge verschiedener Kraftwerkstypen



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

Die installierte Leistung von Gaskraftwerken stieg 2022 aufgrund von Neuerrichtungen im Vergleich zum Vorjahr um über 1.000 MW auf 31.187 MW an, allerdings befinden sich davon derzeit 1.382 MW in der Netzreserve. Weitere 1.056 MW befinden sich in der Kapazitätsreserve und sind daher nicht im Strommarkt aktiv.

Die Kernkraftwerke in Deutschland erzeugten im Berichtsjahr 34,7 Mrd. kWh Strom und damit rund 50 % weniger als im vergangenen Jahr. Ursächlich dafür sind die erfolgten Stilllegungen der Kernkraftwerksblöcke Grohnde, Brokdorf und Gundremmingen C mit einer Leistung von zusammen 4.058 MW. Die installierte Leistung der Kernenergie ging damit zum Jahresbeginn 2022 von 8.113 MW auf 4.055 MW zurück. Mit der Änderung des Atomgesetzes hat die Bundesregierung die Möglichkeit geschaffen, die verbliebenen drei Kernkraftwerksblöcke Neckarwestheim 2, Isar 2 und Emsland aus Gründen der Versorgungssicherheit dreieinhalb Monate länger zu betreiben als ursprünglich vorgesehen. Ein kleiner Teil der möglichen restlichen Erzeugungsmenge wird daher nicht im Jahr 2022 anfallen, sondern bis zum 15. April 2023 realisiert werden.

Die Windenergie blieb die bedeutendste erneuerbare Energiequelle in Deutschland. Windkraftanlagen an Land produzierten mit 100,2 Mrd. kWh 11,0 % mehr Strom als 2021. Die Anlagen auf See lieferten mit

25,1 Mrd. kWh etwas mehr Strom als noch im Vorjahr (+ 3,1 %). Die installierte Leistung der Windenergie an Land stieg 2022 nach vorläufigen Zahlen um gut 1.800 MW auf nunmehr rund 57.900 MW. Auf See wurde 2022 ein neuer Offshore-Windpark mit einer Leistung von knapp 342 MW angeschlossen. Die installierte Leistung beträgt damit 8.116 MW. In den Jahren 2023 bis 2025 folgt die nächste Ausbauphase der Windenergie auf See.

Photovoltaikanlagen lieferten mit 60,8 Mrd. kWh deutlich mehr Strom als noch im Jahr zuvor (+ 23,2 %). Diese Strommenge beinhaltet nicht nur die Einspeisungen in das Netz der allgemeinen Versorgung, sondern auch den Selbstverbrauch aus Eigenanlagen vor Ort. Im Jahr 2022 wurde nach vorläufigen Berechnungen knapp 7.100 MWp Photovoltaikleistung hinzugebaut, am Jahresende waren damit etwa 65.800 MWp installiert. Damit erreichte der Photovoltaik-Zubau den höchsten Wert seit 2012, als knapp 8.200 MWp Photovoltaik-Leistung installiert wurde.

Aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse (einschließlich Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm) wurden im Jahr 2022 nach vorläufigen Daten 44,6 Mrd. kWh Strom gewonnen, was einem leichten Anstieg von 0,7 % entspricht. Zuzüglich der anteiligen Erzeugung in Müllkraftwerken (aus biogenen Abfällen) wurden 2022 in Deutschland insgesamt 5,0 Mrd. kWh Strom aus biogenen Energieträgern produziert.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft nahm 2022 um 11,2 % auf 17,5 Mrd. kWh ab. Grund dafür war die im Vergleich zu 2021 im Berichtsjahr deutlich niedrigere Niederschlagsmenge. Die Wasserkrafterzeugung lag damit noch unter dem Niveau des ebenfalls niederschlagsarmen Jahres 2018.

Ans deutsche Stromnetz angeschlossene Stromspeicher (ab 1 MW Nettonennleistung bzw. 1 MWh Speicherkapazität) nahmen 2022 in Summe 8,1 Mrd. kWh Strom auf und gaben 6,0 Mrd. kWh wieder ab. Den größten Anteil daran hatten Pumpspeicher: Einer Pumparbeit von 7,9 Mrd. kWh stand eine Ausspeisung von 5,9 Mrd. kWh gegenüber.²⁷⁾

Der negative Stromaustauschsaldo Deutschlands, der sich nach 2018 zunächst halbierte, nahm 2022 wieder zu. Nach Angaben des BDEW, dessen Daten eine leicht abweichende Abgrenzung im Vergleich zu den Daten des Statistischen Bundesamtes haben²⁸⁾, lag der Saldo 2022 mit einem Ausfuhrüberschuss von 28,3 Mrd. kWh über dem Vorjahreswert (2021: 20,8 Mrd. kWh) (vgl. Abbildung 12). Auch die Struktur der Lastflüsse zwischen Deutschland und dem Ausland hat sich verändert: Die größten Stromexporte flossen Richtung Schweiz und Österreich, gefolgt von Frankreich und Polen (Schweiz: 18,2 Mrd. kWh, Österreich: 15,6 Mrd. kWh, Frankreich: 9,2 Mrd. kWh, Polen: 8,4 Mrd. kWh). Der meiste Strom floss 2022 aus Dänemark nach Deutschland, gefolgt von den Niederlanden, Tschechien und Österreich (Dänemark 9,7 Mrd. kWh, Niederlande 8,9 Mrd. kWh, Tschechien 7,1 Mrd. kWh und Österreich 6,0 Mrd. kWh).

Insgesamt flossen aus deutschen Stromnetzen 78,9 Mrd. kWh ins Ausland (2021: 73,2 Mrd. kWh), aus dem Ausland bezog Deutschland 50,6 Mrd. kWh (2021: 52,3 Mrd. kWh). Die Struktur der Lastflüsse zwischen Deutschland und dem Ausland veränderte sich 2022: Vor allem in Richtung Schweiz und

Frankreich legten die Exporte zu, mehr importiert wurde aus den Niederlanden, Norwegen und Dänemark. Im Stromaustausch mit Tschechien nahmen sowohl die Importe als auch die Exporte deutlich zu. Im Stromaustausch mit Frankreich zeigte sich 2022 erstmals ein Stromexportüberschuss, vor allem aufgrund der niedrigen Verfügbarkeiten der französischen Kernkraftwerke. Dabei ist jedoch stets zu berücksichtigen, dass es sich aufgrund der zentralen Lage Deutschlands bei einem gewissen Teil der grenzüberschreitenden Stromflüsse um Transitmengen und Ringflüsse handelt.

Der Stromverbrauch im Bergbau und verarbeitenden Gewerbe (ohne den Einsatz von Strommengen, die in der Energiebilanz dem Umwandlungssektor zugerechnet werden, wie z. B. Raffinerien oder Kokereien) sank nach ersten Abschätzungen 2022 um 12 %. Im Vorjahr war der Verbrauch im Gefolge der wirtschaftlichen Erholungsprozesse noch um 3,7 % auf 214,4 Mrd. kWh gestiegen.

Der Produktionsrückgang im verarbeitenden Gewerbe insgesamt sowie die stark angestiegenen Strompreise wirkten in unterschiedlicher Intensität auf die Verbrauchsentwicklung in den Sektoren. Der Verbrauch des stromintensiven Sektors Grundstoffchemie, zu dem u. a. auch die Chlor-Alkali-Elektrolyse zählt, weist mit - 25 % den höchsten Rückgang auf. Darüber hinaus werden hohe Verbrauchsminderungen für die Sektoren NE-Metallindustrie und NE-Metallgießereien (- 20 %), Maschinenbau (- 19,2 %), Gummi und Kunststoffwaren (- 17,8 %) und Fahrzeugbau (- 16,4 %) erwartet. Lediglich im Sektor Glas und Keramik wird vsl. ein leichtes Plus in Höhe von 1,3 % aufweisen.

Für den Sektor der privaten Haushalte ergeben Schätzungen einen im Vergleich zum Vorjahr leichten Verbrauchsanstieg von 0,6 % auf 139,3 Mrd. kWh (2022). Für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienst-

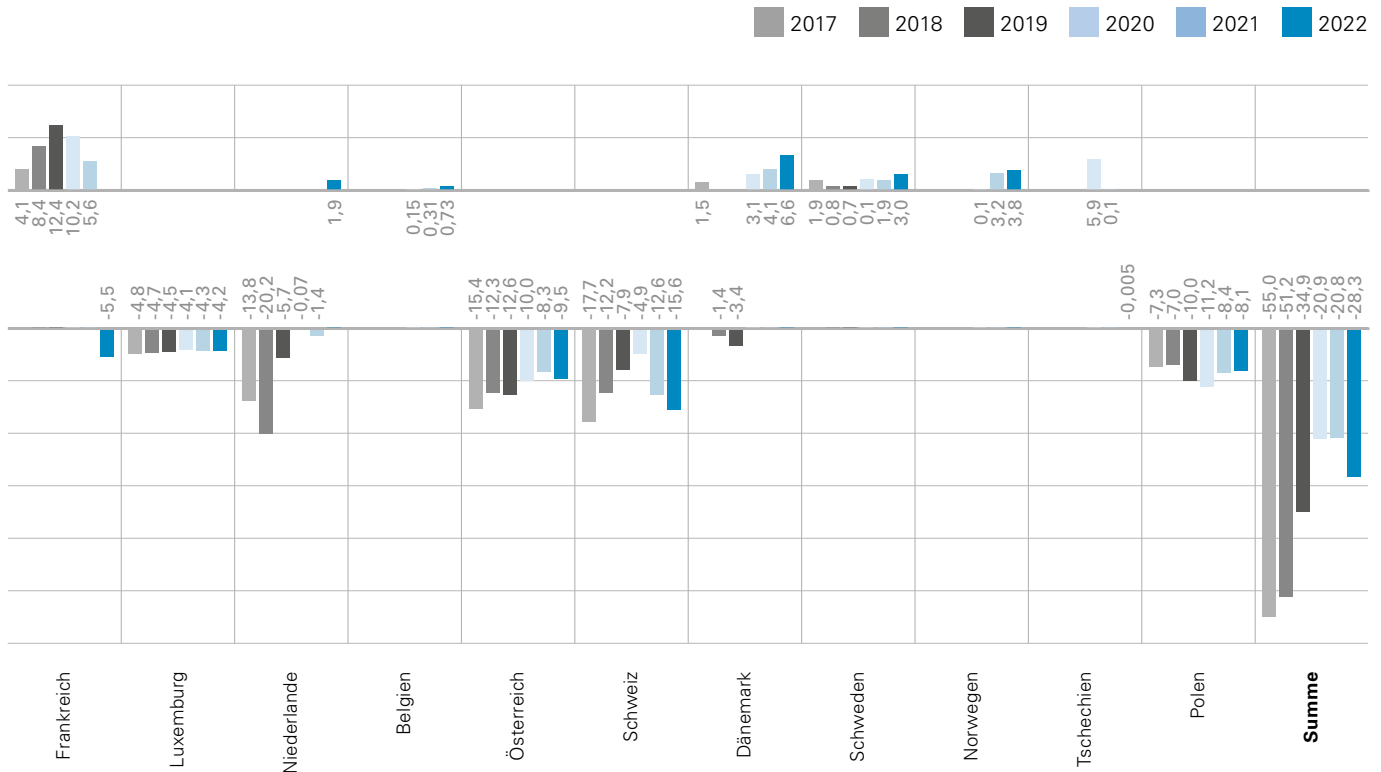
27) Hinzu kommt eine große Anzahl von Heimspeichern. Laut Bundesverband Energiespeicher Systeme (BVES) kommt die Sektorkopplung verstärkt in den privaten Haushalten an: Haushalte, die eine PV-Anlage und einen Energiespeicher einsetzen, haben zu 30 % auch eine Wärmepumpe und zu 10 % ein Elektroauto. Ende April 2022 waren nach vorläufigen Zahlen des BVES in Deutschland 500.000 Heimspeicher mit insgesamt 4.400 MWh Kapazität installiert. Auch die Speichergröße nimmt seit Jahren zu. So stieg sie von durchschnittlich 6,8 kWh/Anlage im Jahr 2017 auf 8,8 kWh/Anlage im Jahr 2021. Daten zu den tatsächlich ein- und ausgespeicherten Strommengen sind nicht bekannt.

28) Die regionale Aufgliederung des Außenhandels mit Strom unterliegt in der amtlichen Statistik der Geheimhaltung. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle auf die Daten des BDEW zurückgegriffen. Die Energiebilanz Deutschland benötigt die Differenzierung nach Liefer- bzw. Bezugsländern nicht und verwendet grundsätzlich die Daten der amtlichen Statistik. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass die Schätzung des Primärenergieverbrauchs (vgl. Tabelle 1 dieses Berichtes) auf der Frühschätzung der Energiebilanz Deutschland 2022 (Stand Anfang Februar 2023) basiert. Die amtlichen Daten zur Entwicklung des Außenhandels lagen zu diesem Zeitpunkt für das Berichtsjahr 2022 noch nicht vollständig vor bzw. mussten durch Schätzungen ergänzt werden. Die BDEW-Daten zur Entwicklung des Außenhandels mit elektrischem Strom unterscheiden sich folglich nicht nur aufgrund der gewählten Datenquelle, sondern auch infolge des aktuelleren Datenstandes (Angaben für Januar bis Dezember 2022).

Abbildung 12

Entwicklung des Stromaustauschsaldos mit Partnerländern von 2017 bis 2022

Austauschsaldo in Mrd. kWh



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

leistungen deuten erste vorläufige Schätzungen ebenfalls auf einen Anstieg des Stromverbrauchs um etwa 3,4 % auf 133,2 Mrd. kWh hin. Dieser Verbrauch liegt nach wie vor um rund 8 Mrd. kWh (- 5,8 %) unter dem Stromverbrauch, den die Unternehmen und Betriebe des GHD-Sektors 2019 für Zwecke der Produktion bzw. Bereitstellung von Dienstleistungen einsetzen.

Elektrischer Strom wurde im GHD-Sektor im Jahr 2021 (aktuellere Angaben liegen noch nicht vor) vorwiegend für Zwecke wie Beleuchtung (knapp 31 %), Antrieb (20 %), Informations- und Kommunikationstechnik (20 %) und Prozesswärme und Warmwasser (16 %) sowie Prozess- und Klimakälte (13 %) eingesetzt.

Der Stromverbrauch für Mobilitätszwecke (Straßen- und Schienenverkehr) ist 2022 gegenüber dem Vorjahr voraussichtlich wieder gesunken und liegt mit rund 5,5 % unter dem des Vorjahres, wobei sich die

Verbrauchsmengen an elektrischer Energie in diesem Segment mit rund 12,3 TWh (2022) immer noch auf einem niedrigen Niveau bewegen.

Im Ergebnis errechnet sich aus alledem für das Berichtsjahr 2022 ein Nettostromverbrauch in Deutschland in Höhe von 483,4 TWh. 2021 lag der Nettostromverbrauch noch bei 504,9 TWh (dies entspricht einem Minus von 4,2 % (vgl. Tabelle 13)).

Die Anzahl der Unternehmen, die in der Elektrizitätswirtschaft tätig sind, steigt seit der Liberalisierung 1998 kontinuierlich. Ende Dezember 2022 waren 1.156 Unternehmen (+ 1,1 % gegenüber dem Vorjahr) im Bereich der Stromerzeuger, 4 Übertragungsnetzbetreiber (unverändert), 899 Stromverteilnetzbetreiber (+ 0,3 %), 137 Stromspeicherbetreiber (> 1 MWel bzw. > 1 MWh) (unverändert) sowie 1.359 Stromlieferanten (- 0,4 %) im Markt tätig.²⁹⁾

29) Eine Addition der Angaben ist nicht möglich, da viele der Unternehmen auf mehreren Wertschöpfungsstufen tätig sind und somit mehrfach erfasst wurden.

Tabelle 13

Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2018 bis 2022

	2018	2019	2020	2021	2022 ¹⁾	Veränderungen 2021/2022
	Mrd. kWh					Veränderung in %
Bruttostromerzeugung	641,4	608,2	574,7	587,1	577,3	-1,7
Kraftwerkseigenverbrauch	-34,8	-31,0	-27,7	-29,9	-30,7	2,8
Nettostromerzeugung	606,6	577,2	547,0	557,2	546,5	-1,9
Stromflüsse aus dem Ausland	31,7	40,1	48,0	51,7	49,6	-4,2
Stromflüsse in das Ausland	80,5	72,8	66,9	70,3	77,7	10,5
Nettostromaufkommen für Inland	557,9	544,5	528,1	538,6	518,4	-3,8
Pumparbeit	8,3	8,1	8,8	7,2	8,1	12,5
Netzverluste und Nichterfasstes	26,7	27,5	26,9	26,6	26,9	1,3
Nettostromverbrauch	522,9	509,0	492,4	504,9	483,4	-4,2
davon:						
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	226,1	218,4	206,7	214,4	188,5	-12,1
Haushalte	127,9	126,5	127,4	138,5	139,3	0,6
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	144,8	141,4	136,1	128,8	133,2	3,4
Verkehr	11,7	11,6	11,5	12,9	12,3	-4,5
Energieverbr. im Umwandlungssektor (ohne Kraftwerkseigenverbrauch)	12,4	11,0	10,6	10,4	10,2	-1,9
Bruttoinlandsstromverbrauch	592,7	575,5	555,8	568,5	549,2	-3,4

1) Angaben z.T. vorläufig und geschätzt

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

Die Zahl der Beschäftigten in den Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft stieg 2022 im Vergleich zum Vorjahr mit 146.740 leicht an (+ 2,4 %).

Die Strompreise für Industriekunden (Versorgung in der Mittelspannung, Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh) nahmen im ersten Halbjahr 2022 gegenüber dem Jahr 2021 um etwa 54 % zu, im zweiten Halbjahr um weitere 62 % (bzw. 150 % gegenüber dem Jahr 2021). Grund hierfür sind die gestiegenen Kosten für Beschaffung, Netzentgelt und Vertrieb, die um 116,1 % im ersten Halbjahr 2022 gegenüber 2021 angestiegen sind, im zweiten Halbjahr 2022 sogar um 312 % gegenüber 2021.

Gleichzeit reduzierten sich die Belastungen der Industrie durch Steuern, Abgaben und Umlagen im ersten Halbjahr 2022 um etwa 30 % gegenüber 2021. Im zweiten Halbjahr 2022, mit Wegfall der EEG-Umlage ³⁰⁾, verringerten sich die staatlichen Belastungen gegenüber 2021 sogar um 70 %. Im Ergebnis verringerte sich der Anteil der staatlichen Belastungen am Strompreis für Industriekunden 2022 im ersten Halbjahr auf rund 20 % und im zweiten Halbjahr auf nur 5 % gegenüber noch 42,5 % im Jahr 2021 (inkl. Stromsteuer).

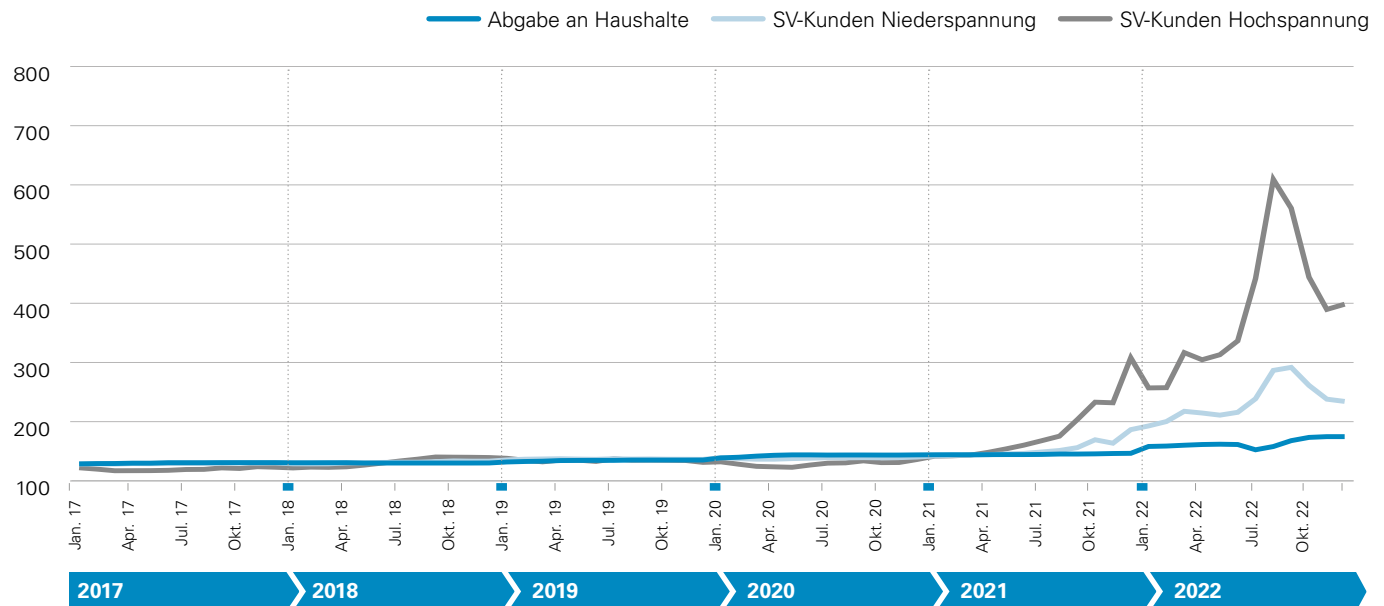
Der Strompreis für Haushaltskunden ist im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr deutlich um knapp 25 % auf durchschnittlich 40,07 ct/kWh angestiegen. Damit erreicht der Haushaltskundepreis ein neues

30) Am 28. Mai 2022 trat das „Gesetz zur Absenkung der Kostenbelastung durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher“ in Kraft. Es sieht die Entlastung der Stromkunden von der EEG-Umlage ab dem 1. Juli 2022 vor. Stromanbieter sind verpflichtet die Entlastung (die EEG-Umlage betrug bislang 3,72 ct/kWh) vollumfänglich an die Letztverbraucher weiterzugeben. Ab Januar 2023 entfällt die EEG-Umlage dauerhaft. Die Finanzierung der Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien erfolgt also nunmehr nicht mehr über den Strompreis, sondern aus dem Sondervermögen des Bundes „Energie- und Klimafond“ (EKF).

Abbildung 13

Strom-Erzeugerpreisindex für Sondervertragskunden und Abgabe an Haushalte in Deutschland von 2017 bis 2022

Januar 2010 = 100



Quelle: Statistisches Bundesamt

Rekordniveau. Grund dafür sind die stark gestiegenen Strompreise im Großhandelsmarkt.

Im Jahresmittel 2022 lagen die Terminmarktpreise drei bis viermal höher als im Vorjahr, im Spotmarkt für die kurzfristige Beschaffung mehr als doppelt so hoch. Dieser Anstieg wirkt sich nach und nach auf die Endkundenpreise aus. Zwar hat die Abschaffung der EEG-Umlage zum 1. Juli 2022 für eine spürbare Entlastung der Endkundenpreise gesorgt, konnte aber die gestiegenen Kosten für Beschaffung nicht kompensieren. Steuern, Abgaben und Umlagen haben damit nur noch einen Anteil von 28 % am Strompreis, wohingegen der Anteil der Kosten für Beschaffung und Vertrieb auf 52 % angestiegen ist. Die Netzentgelte haben einen Anteil von 20 %. Für das Jahr 2023 steigen die Steuern, Abgaben und Umlagen leicht an, aber vor allem die 2022 deutlich gestiegenen Terminmarktpreise werden die Stromtarife im Jahr 2023 vorerst weiter verteuern. Die nun beschlossene Strompreisbremse, die den Arbeitspreis für 80 % des prognostizierten Jahresverbrauchs auf 40 ct/kWh deckelt, wird allerdings für eine spürbare Entlastung der Stromrechnung für Haushaltskunden im kommenden Jahr sorgen (vgl. Abbildung 13).

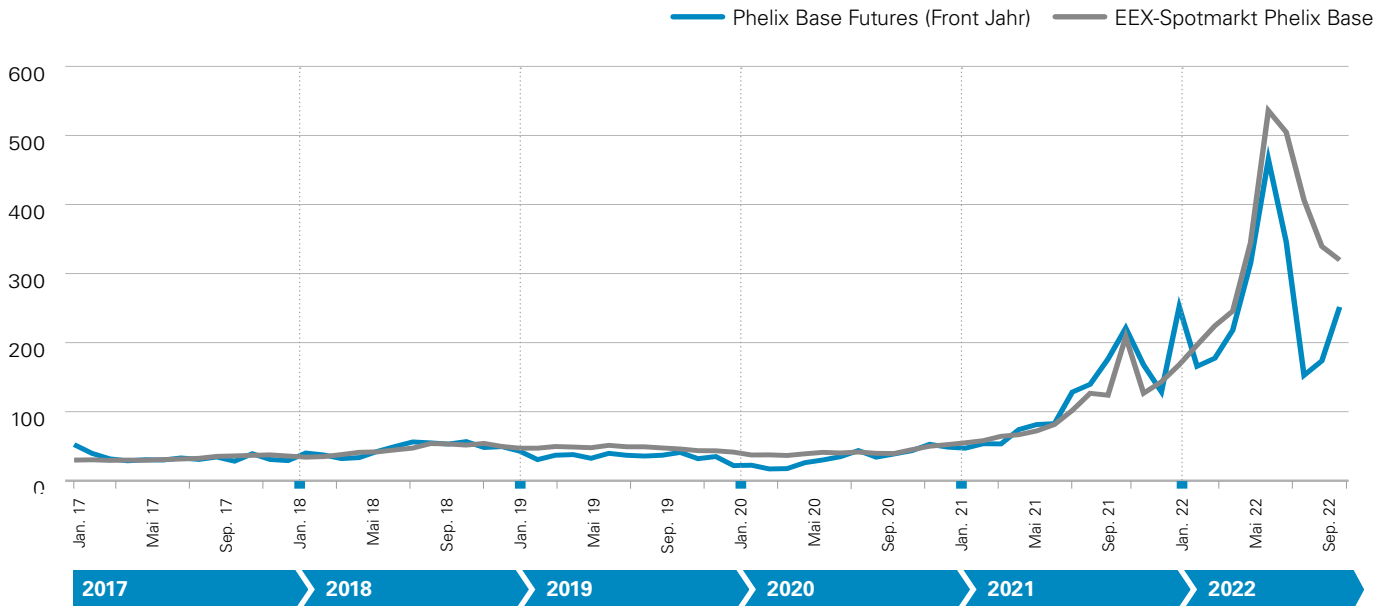
Verfolgt man die monatliche Entwicklung der Börsenpreise für Strom seit 2009, so zeigt sich zunächst, dass die Beschaffungskosten in der Zeit zwischen Januar 2009 und Dezember 2019 stets in der Bandbreite zwischen 22 €/MWh und 57 €/MWh schwankten. Ab dem Jahr 2020 hat sich dieses Bild gravierend verändert: Nachdem die Großhandelspreise im Verlauf des Jahres 2020 deutlich nachgaben und im April 2020 mit rund 17 €/MWh einen Tiefstand erreichten, zog der Börsenpreis bereits bis Ende 2020 wieder deutlich an und erreichte ein Niveau von 44 €/MWh (Dezember 2020). Dieser Preisanstieg setzte sich im Verlauf des Jahres 2021 bis ins Jahr 2022 fast ungebrochen fort. In einem exponentiellen Verlauf stieg der Strompreis an der EEX von 52,80 €/MWh im Januar 2021 auf einen Wert von 221,06 €/MWh im Dezember 2021. Im Jahr 2022 unterlag der Börsenpreis starken Schwankungen und erreichte mit 465,18 €/MWh 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. Das Preisniveau im Dezember 2022 liegt damit immer noch um rund die Hälfte über dem Großhandelspreis, der im Januar 2022 an der EEX zu beobachten war.

Abbildung 14

Entwicklung der Strompreise auf dem EEX-Spotmarkt und -Terminmarkt (Front-Jahr) von 2017 bis 2022



Strompreise in Euro/MW



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Die Preisentwicklung an der Strombörse verläuft damit weitgehend parallel zu den Brennstoffpreisen (Kraftwerksgas- und -kohle) und den Kosten für CO₂-Zertifikate (vgl. Abbildung 14).

Für die Elektrizitätswirtschaft, immerhin die mit Abstand größte Emittentengruppe in Deutschland, spielt die Entwicklung der Zertifikatspreise für CO₂, die sich im Rahmen des europäischen Emissionshandels bilden, eine bedeutende Rolle. Hohe CO₂-Preise für sich genommen fördern grundsätzlich die Wettbewerbsfähigkeit moderner und emissionsarmer Gas- und Dampfkraftwerke und verdrängen kohlenstoffintensive bzw. weniger effiziente Kraftwerke aus der Erzeugung.

Anfang Januar 2021 hat die vierte Handelsperiode des EU-Emissionshandelssystems begonnen. Wichtige Änderungen der zehnjährigen Handelsperiode, die bis Ende 2031 andauert, sind u. a.:

- die Zuteilung der Emissionsrechte erfolgt in zwei Phasen (von 2021 bis 2025 und von 2026 bis 2030),

wobei die Zuteilungsmenge zu Beginn der jeweiligen Phase festgelegt wird,

- der lineare Kürzungsfaktor (zur branchenübergreifenden jährlichen Reduktion der Zuteilungsmenge), der in der 3. Handelsperiode noch 1,74 % p.a. betrug, steigt in der laufenden Handelsperiode auf 2,2 % p.a. und
- die Zuteilung kostenloser Emissionszertifikate für die Industrie verringert sich weiter, und zwar von 30 % (2021) auf null Prozent im Jahr 2030, wobei u. a. für die von „carbon leakage“ betroffenen Wirtschaftszweige nach wie vor Ausnahmen bestehen,
- der größte Teil der Emissionsberechtigungen (57 % der Gesamtmenge) soll über Versteigerungen zugeteilt werden.³¹⁾

Insgesamt führen die Neuregelungen dazu, dass das Emissionsbudget in Zukunft schneller sinkt als zuvor. Die damit verbundene Verknappung der

31) Weitere Einzelheiten zur 4. Handelsperiode vgl. u. a. DEHST, Internet: https://www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/Anlagenbetreiber/2021-2030/2021-2030_node.html (Abrufdatum 24.2.2022).

Zertifikatsmenge dürfte zu einer dauerhaften „Stabilisierung“ des CO₂-Preises auf einem höheren Niveau führen, als in der 2. oder 3. Handelsperiode zu beobachten war.

Im Durchschnitt des Jahres 2022 war an der EEX (Spotmarkt) ein CO₂-Preis in Höhe knapp 81 Euro je Tonne zu beobachten. Der Spotpreis für CO₂-Emissionrechte ist damit gegenüber dem Vorjahr um 51,9 % angestiegen. Bereits im Jahr 2021 hatte sich der CO₂-Preis gegenüber dem Vorjahr mehr als

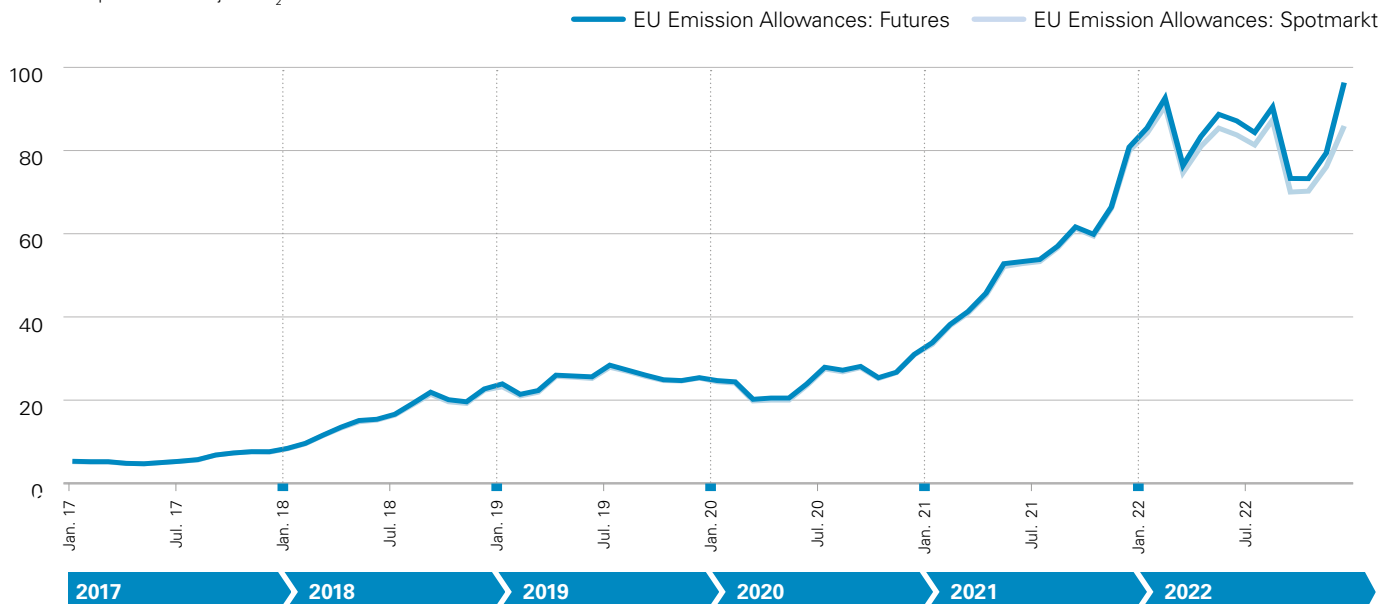
verdoppelt. Im Jahr 2022 kostete damit ein Zertifikat für eine Tonne CO₂ gut 56 € mehr als noch im Jahr 2020, dies ist ein Anstieg von 227 %.

Volatil auf dem hohen Preisniveau des Jahres 2022 verlief auch die unterjährige Entwicklung des CO₂-Preises. Der Preis für CO₂-Zertifikate schwankte im Rahmen einer Seitwärtsbewegung zwischen einem Minimum von rund 70 € je Tonne (September und Oktober 2022) und einem Maximalwert fast 91 € je Tonne (im Februar 2022). (vgl. Abbildung 15).

Abbildung 15

EU Emission Allowances auf dem EEX-Spotmarkt von 2017 bis 2022

Zertifikatspreise in Euro je t CO₂



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Erneuerbare Energien ³²⁾

Der Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger betrug im Jahr 2022 insgesamt 2.023 PJ (vgl. Tabelle 14). Im Vergleich zum Vorjahr (1.949 PJ) entsprach dies einer Steigerung um 3,8 %. Wesentliche Einflussfaktoren waren zum einen eine günstigere Witterung für die Stromerzeugung aus Windkraft als im Vorjahr und zum anderen ein historischer Höchststand der Sonneneinstrahlung, welcher zusammen mit dem Zubau neuer Anlagen für einen starken Anstieg der photovoltaischen Stromerzeugung und der solarthermischen Wärmeerzeugung sorgte.

Gegenüber dem windschwachen Vorjahr 2021 nahm die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 2022 um 8,5 % zu. Mit insgesamt 254 Mrd. kWh wurde zwar erheblich mehr erneuerbarer Strom als im Jahr 2021 (234 Mrd. kWh), zugleich jedoch nur wenig mehr als im Jahr 2020 (251 Mrd. kWh) produziert.

Die Windenergie blieb auch 2022 der wichtigste Energieträger im deutschen Strommix vor der Braunkohle. Windenergieanlagen an Land und auf See lieferten rund 23 % des Bruttostromverbrauchs. Mit 125,3 Mrd. kWh trugen sie zudem nahezu die Hälfte des erneuerbaren Stroms bei. Wenngleich damit gegenüber dem windschwachen Vorjahr eine Steigerung um knapp 11 Mrd. kWh (+ 9 %) registriert wurde, blieb die absolute Windstromerzeugung im Berichtsjahr 2022 knapp unter dem Niveau der Jahre 2019 und 2020. Neben den schwankenden Windbedingungen ist in diesem Zusammenhang auch der erst langsam wieder anziehende Zubau neuer Erzeugungskapazitäten als wichtiger Einflussfaktor zu nennen: Während auf See nach zweijähriger Pause 342 MW neu in Betrieb genommen wurden, erreichte der Netto-Zubau an Land rund 2,1 GW (+ 0,5 GW Netto-Zubau gegenüber 2021). Zum Jahresende 2022 war damit eine Windkraft-Gesamtleistung von 58,1 GW an Land und 8,1 GW auf See installiert.

Die photovoltaische Stromerzeugung deckte im Jahr 2022 erstmals mehr als 11 % des Bruttostromverbrauchs im Inland. Mit 60,8 Mrd. kWh stammte

zugleich knapp ein Viertel der erneuerbaren Stromerzeugung aus Photovoltaik. Der starke Zuwachs gegenüber dem Vorjahr (+ 11,5 Mrd. kWh bzw. + 23 %) kann sowohl auf die außergewöhnlich sonnenscheinreiche Witterung im Jahr 2022 als auch auf eine beschleunigte Ausbaudynamik zurückgeführt werden: Mit 7,3 GW neu installierter PV-Erzeugungskapazität wurde im Jahr 2022 etwa 28 % mehr Leistung zugebaut als im Vorjahr (5,7 GW). Die insgesamt zum Jahresende 2022 installierte Photovoltaikleistung belief sich auf 67,4 GW.

Die Stromerzeugung aus Biomasse einschließlich biogenem Abfall (50,2 Mrd. kWh) blieb im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr nahezu konstant, während die Stromerzeugung aus Wasserkraft infolge der sehr trockenen Witterung um 2,4 TWh auf rund 17,5 TWh zurückging. Hinsichtlich der Bilanzierung des Primärenergiebeitrags der erneuerbaren Stromerzeugung ist an dieser Stelle auf eine internationale energiestatistische Konvention, das so genannte Wirkungsgradprinzip, hinzuweisen: Mangels physikalisch bestimmbarer Heizwerte wird demnach 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 tatsächlichen Energiegehalt bilanziert wird. Das Wirkungsgradprinzip führt daher zum Beispiel dazu, dass der in Tabelle 14 dargestellte primärenergetische Beitrag der Stromerzeugung aus Photovoltaik (219 PJ, Umwandlungseinsatz) um 44 % niedriger als der Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung aus Biomasse inkl. biogenem Abfall (387 PJ Umwandlungseinsatz) bilanziert wird, obwohl die Stromerzeugung aus Photovoltaik um 21 % über der Stromerzeugung aus biogenen Quellen (inkl. biogenem Abfall) lag.

Der gesamte Primärenergieverbrauch an Biomasse und biogenen Abfällen lag im Jahr 2022 bei 1.166 PJ und damit leicht unter dem Wert des Vorjahres (1.176 PJ). Hiervon entfielen 44 % auf den Umwandlungssektor,

32) Dieser Text beruht auf den Arbeiten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat, Stand: 21.2.2023). Weitere Informationen zur Entwicklung erneuerbarer Energien im Jahr 2022 können dem UBA-Hintergrundpapier „Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2022“ entnommen werden: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-2022>

das heißt im Wesentlichen auf den Brennstoffeinsatz zur Strom- und Fernwärmeerzeugung einschließlich der Deckung des Eigenverbrauchs der Erzeugungsanlagen. Der Großteil (56 %) der energetischen Nutzung von Biomasse entfiel, wie in den Vorjahren auch, auf den Endenergieverbrauch, wenngleich sich dieser im Jahr 2022 leicht auf 658 PJ verringerte. Knapp zwei Drittel der Bioenergieträger wurden von privaten Haushalten und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen verbraucht (422 PJ), während der Anteil des Verkehrssektors durch die Beimischung von Biokraftstoffen (123 PJ) bei etwa 19 % und der Anteil des Industriesektors (112 PJ) bei rund 17 % lag. Aufgrund der gegenüber dem Vorjahr milderer Witterung im Jahr 2022 wäre ein stärkerer Rückgang der in privaten Haushalten und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen zur Beheizung von Innenräumen sowie zur Warmwasserbereitung eingesetzten Bioenergieträger zu erwarten gewesen. Da die Preise fossiler Energieträger infolge des Krieges in der Ukraine aber sehr schnell anstiegen und in der Öffentlichkeit lange Zeit Sorge vor einer Gasmangellage herrschte, wird davon ausgegangen, dass Holzbrennstoffe und biogene Gase

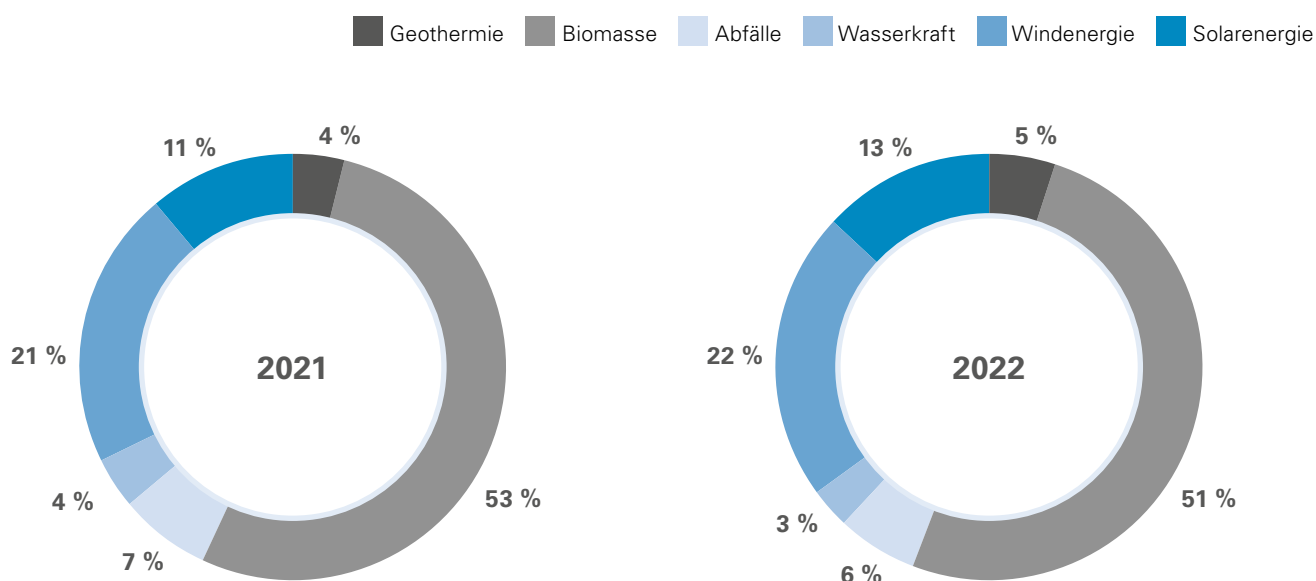
in verstärktem Maße fossile Heizenergieträger wie Erdgas und Heizöl ersetzt haben. Diese zum jetzigen Zeitpunkt mit hohen Unsicherheiten behafteten Substitutionseffekte haben den Witterungseinfluss nahezu kompensiert.

Die sonstigen erneuerbaren Energieträger Umweltwärme einschließlich oberflächennaher Geothermie, Tiefengeothermie und Solarthermie erreichten im Jahr 2022 einen Anteil am gesamten erneuerbaren Primärenergieverbrauch von 6 % (2021: 5 %). Insbesondere bei elektrischen Wärmepumpen war ein starkes Wachstum zu verzeichnen: Rund 236.000 Heizungswärmepumpen (+ 53 % gegenüber 2021) und 45.500 Warmwasserwärmepumpen (+ 93 %) wurden laut Bundesverband Wärmepumpe neu in Betrieb genommen. Ende 2022 waren damit ca. 1,7 Mio. Wärmepumpen in Deutschland installiert. Die mittels dieser Wärmepumpen gewonnene, erneuerbare Umweltwärme stieg infolgedessen um 13 % auf 73 PJ an. Hinzu kamen rund 17 PJ tiefengeothermische Primärenergie zur Strom- und Wärmeerzeugung.

Abbildung 16

Struktur der erneuerbaren Energien in Deutschland 2021 und 2022

Anteile an Primärenergieverbrauch der erneuerbaren Energien insgesamt in %



Alle Werte vorläufig (Stand 21. Februar 2023)

Quelle: Abbildung auf Basis der Daten der AGEE-Stat

Durch die hohe Sonneneinstrahlung im Jahr 2022 wuchs schließlich auch die solarthermische Wärme-gewinnung um ca. 14 % auf 35 PJ an. Darüber hinaus trug die fossile Energie(preis)krise infolge des Krieges in der Ukraine dazu bei, dass die Nachfrage nach solarthermischen Anlagen zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung wieder anzog: Mit rund 709.000 m² lag die neu installierte Kollektorfläche nach Angaben des Bundesverbandes Solarwirtschaft etwa 12 % über dem Niveau des Vorjahres. Die gesamte installierte Kollektorfläche in Deutschland wuchs dadurch leicht auf 22,4 Mio. m² im Jahr 2022 an.

Die Analyse der einzelnen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien verdeutlicht, dass der energie-trägerspezifische Primärenergieverbrauch unterschiedliche Tendenzen zeigt (vgl. Abbildung 16). Die Solar-energie konnte aufgrund der ertragreichen Sonnenein-strahlung (und dem Zubau neuer Anlagen) im Vergleich zu 2021 zusätzliche Anteile gewinnen (+ 1,9 %-Punkte). Ähnliches gilt für die Windenergie die im Vergleich zu 2021 aufgrund des höheren Winddargebots (und dem Zubau neuer Anlagen) ihren Marktanteil am gesamten Primärenergieverbrauch der erneuerbaren Energien um 1,1 %-Punkte steigern konnte. Hingegen haben die Bio-masse (- 2,2 %-Punkte) sowie die Wasserkraft und die biogenen Abfälle (jeweils - 0,5 %-Punkte) im wachsen-den Markt der erneuerbaren Energien Anteile verloren.

Die Biomasse (inkl. erneuerbare Abfälle) blieb auch 2022 mit einem Anteil von rund 57,6 % der mit An-stand bedeutendste Energieträger unter den erneuer-baren Energien, gefolgt von der Windenergie mit 22,3 % und der Solarenergie mit 12,5 %.

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 das Energiekonzept 2050 sieht in der Verbesserung der Erhöhung der Energieeffizienz nach wie vor eine Schlüsselstrategie für den Erfolg der anvisierten Energiewende.

Dabei ist die empirische Bestimmung der Energieeffizienz keineswegs eindeutig und 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 Bruttoinlandspro-

dukt 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 2022 gegenüber dem Vorjahr (gemessen an den Ursprungswerten des Primärenergieverbrauchs) um etwa 7,7 % verbessert. Mit Hilfe des Einsatzes einer Einheit Primärenergie (GJ) konnten 2022 mehr als 277 € Bruttoinlandsprodukt erwirtschaftet werden, 2021 lag dieser Wert noch bei 257 €. Die Steigerung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität hat viele, sich überlagernde Ursachen. Der drastische Energiepreisanstieg infolge des Ukraine-Konfliktes hat bei gewerblichen und privaten Verbrauchern erhebliche Anreize zu Substitutionen und Energieeinsparungen gesetzt. Hinzu kommt, dass die dramatischen Steigerungen der Energie(stück)kosten einzelne Wirtschaftszweige unterschiedlich hart getroffen haben. In der Folge mussten insbesondere

Tabelle 15

Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2022

	Einheit	1990 ¹⁾	2018	2019	2020	2021	2022 ²⁾	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %	
								2021 bis 2022	1990 bis 2022
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt, Referenzjahr 2015)	Verkettete Volumenangaben, in Mrd. €	1.959,1	3.207,8	3.241,6	3.121,8	3.203,8	3.264,3	1,9	1,6
Bevölkerung ³⁾	Mio.	79,8	82,9	83,1	83,2	83,2	83,8	0,8	0,2
Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	Petajoule	14.905	13.129	12.805	11.895	12.440	11.769	-5,4	-0,7
Primärenergieverbrauch (bereinigt) ⁵⁾	Petajoule	15.038	13.405	12.975	12.117	12.482	11.986	-4,0	-0,7
Bruttostromverbrauch ⁴⁾	Mrd. kWh	550,7	592,7	575,5	555,8	568,5	549,2	-3,4	0,0
Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	131,4	244,3	253,2	262,4	257,6	277,4	7,7	2,4
Energieproduktivität (bereinigt) ⁵⁾	Euro/GJ	130,3	239,3	249,8	257,6	256,7	272,3	6,1	2,3
Stromproduktivität	Euro/kWh	3,6	5,4	5,6	5,6	5,6	5,9	5,5	1,6

1) Angaben, z. T. geschätzt

2) vorläufige Angaben

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

4) Inkl. Pumpstromerzeugung

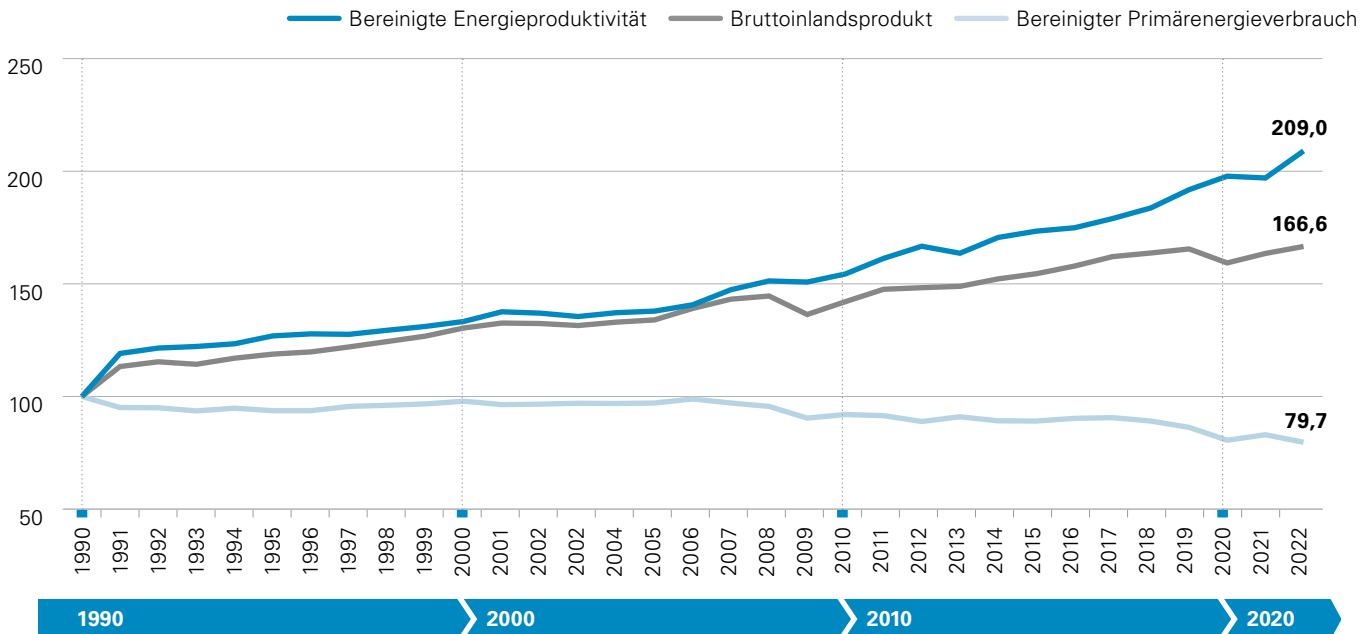
5) temperaturbereinigte Werte, Mineralöl lagerbestandsbereinigt

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

Abbildung 17

Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität in Deutschland 1990 bis 2022

1990 = 100



Alle Werte für 2022 vorläufig

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

energieintensive Branchen im Jahr 2022 verglichen mit dem Vorjahr spürbare Wachstumseinbußen hinnehmen. Die Wirtschaftsstruktur ist durch die preisinduzierten Folgen des Ukraine-Konfliktes und die damit verbundene unerwünschte Spreizung der Wachstumsraten (energieintensive Branchen haben „Marktanteile“ im Vergleich zu anderen Wirtschaftszweigen verloren) „energieextensiver“ geworden.

Ein erheblicher Einfluss auf den gesamtwirtschaftlichen Energieverbrauch bzw. die Energieproduktivität ging 2022 darüber hinaus von der vergleichsweise milden Witterung aus. Temperatur- und lagerbestandsbereinigt verbesserte sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität nur noch mit einem Plus von 6,1 % verglichen mit dem Vorjahr.

Die Verbesserung der (bereinigten) gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität liegt damit im aktuellen Berichtsjahr 2022 signifikant über dem Niveau des längerfristigen Trends (1990 bis 2022: rund 2,3 % p.a.).

Insgesamt hat sich die Entkopplung zwischen gesamtwirtschaftlicher Entwicklung und Energieverbrauch (bezogen auf die bereinigten Werte) 2022, allerdings

beschleunigt aufgrund der krisenhaften Sonderentwicklungen in diesem Jahr, weiter fortgesetzt (vgl. Tabelle 15 und Abbildung 17).

Die auf dem Primärenergieverbrauch beruhende Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität spiegelt allerdings auch statistische Effekte wider. 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 darüber hinaus den Blick auf viele andere Faktoren, die den Energieverbrauch prägen. Mit Hilfe der Methode der Komponentenzerlegung lassen sich die wesentlichen Einflüsse auf die Veränderungen des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs verdeutlichen (vgl. Abbildung 18). Dabei zeigen die langfristigen Veränderungen von 2022 gegenüber 1990 sehr deutlich den großen Einfluss der gesunkenen Energieintensität (sprich: der Verbesserung der Energieeffizienz) auf die Minderung des (temperaturbereinigten) Primärenergieverbrauchs (- 10.418 PJ).

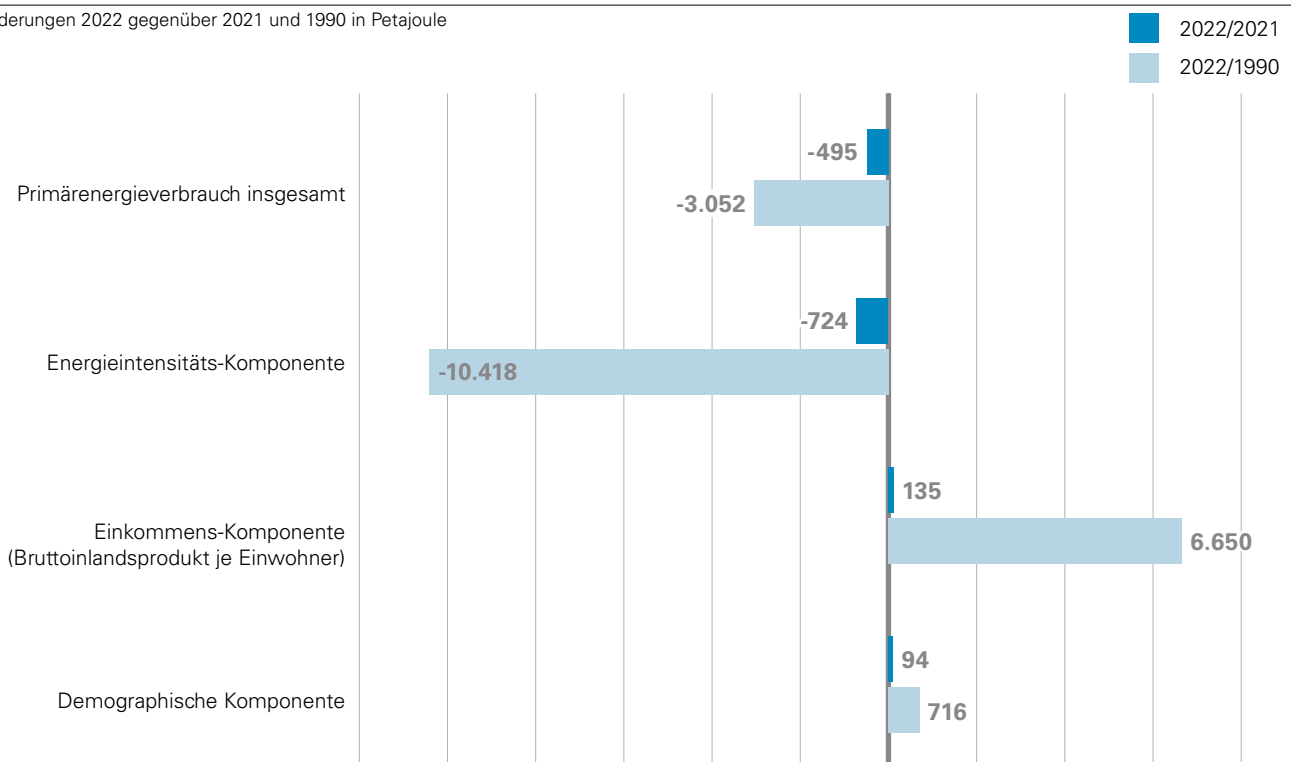
Dadurch konnten die verbrauchssteigernden Wirkungen des gesamtwirtschaftlichen Wachstums (+ 6.650 PJ) sowie des Bevölkerungszuwachses (+ 716 PJ) deutlich überkompensiert werden. Insgesamt hat sich der bereinigte Primärenergieverbrauch in der Zeit zwischen 1990 und 2022 um 3.052 PJ vermindert.

Die skizzierten Zusammenhänge gelten ähnlich für die kurzfristige Betrachtung der Veränderungen von 2021 auf 2022: Die Effizienzgewinne im Umgang mit Energie trugen im Vergleich zur langfristigen Perspektive zu einem geringen Rückgang des Primärenergieverbrauchs bei (- 724 PJ). Dieser Wert ist allerdings deutlich höher als die Beiträge der Effizienzkomponente in der kurzfristigen Betrachtung der vergangenen Jahre. Das Wirtschaftswachstum erhöhte den bereinigten Primärenergieverbrauch im Jahr 2022 verglichen mit dem Vorjahr um 135 PJ. Die verbrauchssteigernde Wirkung der Bevölkerungskomponente (+ 94 PJ) beeinflusst den Primärenergieverbrauch, wie auch in der langfristigen Betrachtung, absolut gesehen mit

Abbildung 18

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des bereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2022 gegenüber 2021 und 1990 in Petajoule



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

dem geringsten Betragswert. Im Ergebnis ist es zu einer Verringerung des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs um 465 PJ (gegenüber 2021) 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.

Dazu zählen insbesondere die Wirkungen des Strukturwandels. Typischerweise werden zwei Arten des Strukturwandels unterschieden: Der intersektorale Strukturwandel, also die Verlagerung der wirtschaftlichen Aktivitäten zwischen Branchen und der intra-sektorale, also brancheninterne Strukturwandel (also nachfrage- bzw. absatzinduzierte Verschiebungen der Produktpalette eines Wirtschaftszweiges). Der Strukturwandel kann energiesparend (abnehmende Bedeutung energieintensiver Branchen bzw. Produkte) oder energieverbrauchserhöhend wirken (zunehmende Bedeutung energieintensiver Prozesse). Der sektorale Strukturwandel hat in der Vergangenheit in Deutschland tendenziell energieverbrauchssenkend gewirkt. Unabhängig davon sind solche Struktureffekte in der hier vereinfachend unterstellten Komponentenerlegung nicht enthalten.

Bei der Interpretation der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität 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 hochmoderner 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. 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 verbesserte sich die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität (als Verhältnis von preisbereinigtem Bruttoinlandsprodukt und Bruttostromverbrauch) im Jahr 2022 aufgrund des kräftigen Rückgangs des Stromverbrauchs (um 3,4 % auf 549,9 TWh) bei gleichzeitiger Zunahme des preisbereinigten Bruttoinlandsproduktes um 1,9 % überproportional, nämlich um 5,5 % (im Vergleich zu 2021). Im Ergebnis wurde 2022 unter Einsatz einer Kilowattstunde elektrischer Energie rund 5,9 € Bruttoinlandsprodukt erwirtschaftet; 2021 waren es noch 5,6 € gewesen.

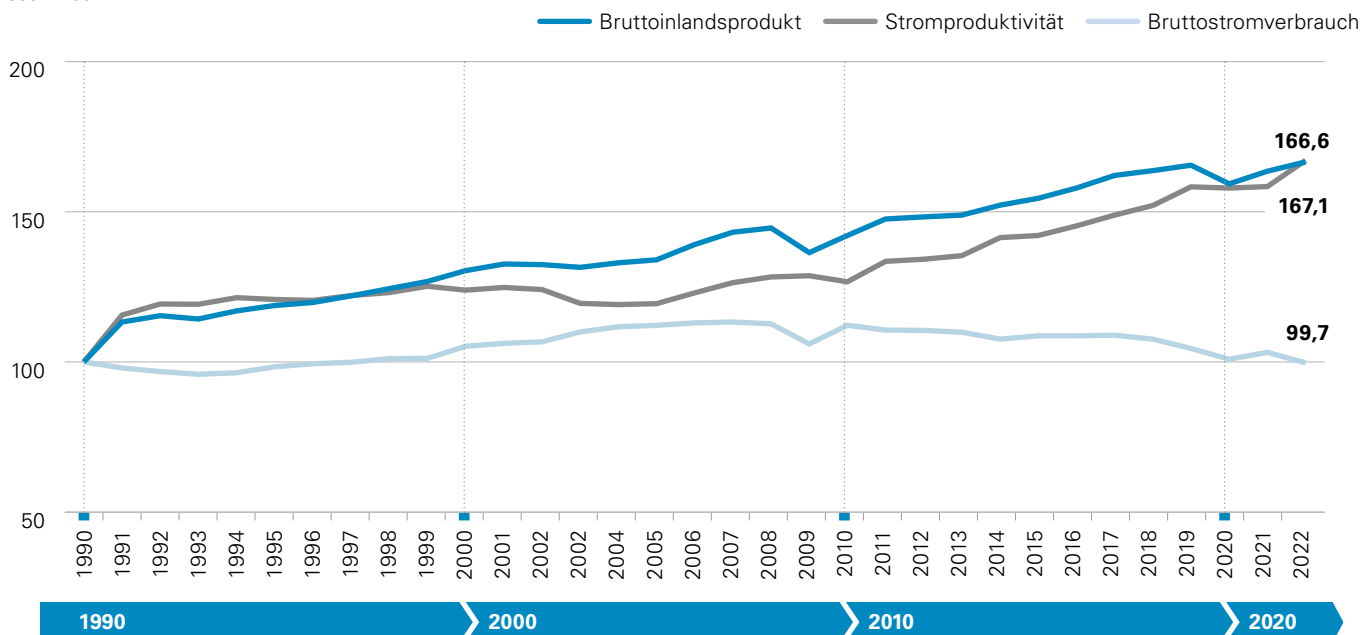
Über den längerfristigen Zeitraum von 1990 bis 2022 betrachtet nahm die Stromproduktivität jahresdurchschnittlich um 1,6 % zu. Zur Erinnerung: Die gesamte Energieproduktivität (bereinigt) stieg im gleichen Zeitraum um 2,4 % p.a. (Einzelheiten dazu vgl. Tabelle 15 sowie Abbildung 19 und 20)

Den Einfluss ausgewählter Komponenten (Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung und Stromproduktivität) für die Veränderungen des Stromverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2022 bzw. 2021/2022 zeigt zum Abschluss dieses Abschnittes Abbildung 21. Danach ist die Verringerung des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2022 um 19,5 Mrd. kWh gegenüber 2021 vornehmlich auf die höhere Stromproduktivität (Stromintensitäts-Komponente) zurückzuführen, die eine Verringerung des Verbrauchs an elektrischer Energie in Höhe von 29,8 Mrd. kWh bewirkte. Die Effizienzkomponente des Stromverbrauchs ist in diesem Jahr in hohem Maße geprägt durch die milde Witterung (die Darstellung des Stromverbrauchs basiert im Gegensatz zur Komponentenerlegung des gesamten Primärenergieverbrauchs auf beobachteten, nicht temperaturbereinigten Werten) und von den dramatisch gestiegen Strompreisen am Großhandelsmarkt, die sich (mit Verzögerung, je nach Abnahmefall) auf die Letztverbraucher übertrugen und dort kurzfristig verhaltensbedingte, aber auch mittelfristige Einsparanreize setzten.

Abbildung 19

Bruttoinlandsprodukt¹⁾, Bruttostromverbrauch und gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität²⁾ in Deutschland 1990 bis 2022

1990 = 100



Alle Werte für 2022 vorläufig

1) preisbereinigt

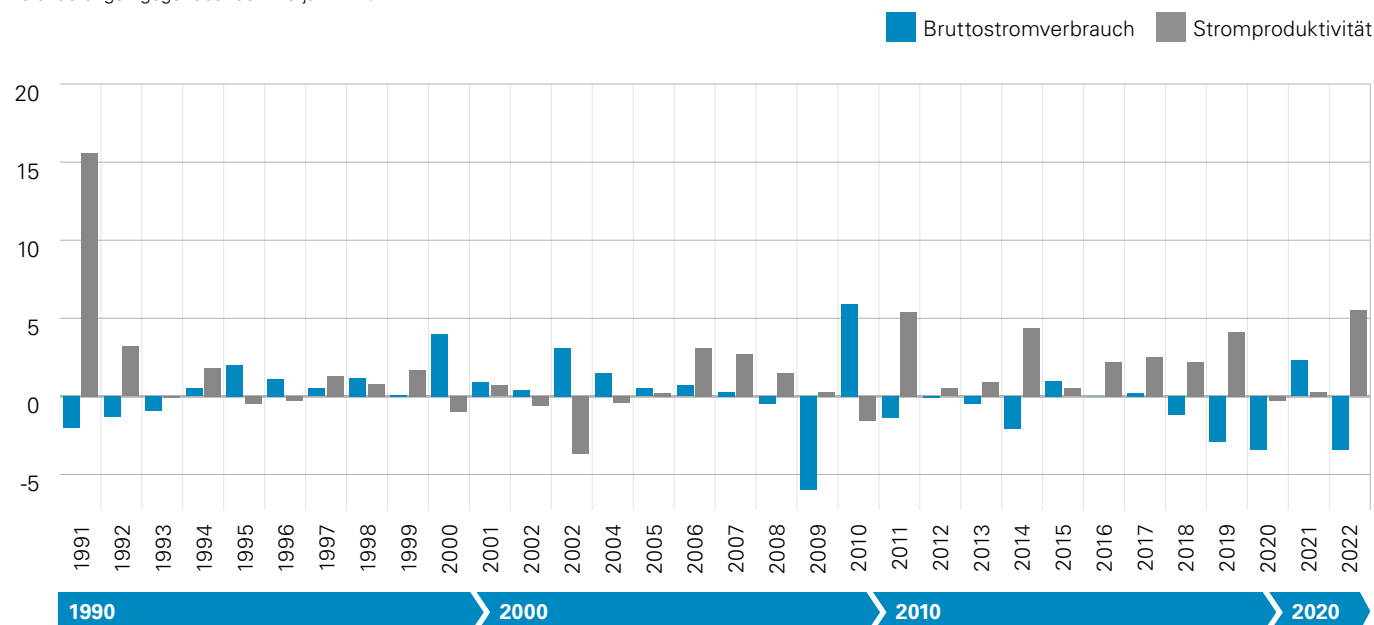
2) Bruttoinlandsprodukt je Einheit Bruttostromverbrauch

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

Abbildung 20

Veränderungen von Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität von 1991 bis 2022

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %



Alle Werte für 2022 vorläufig

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

Vom Wirtschaftswachstum ging 2022, trotz der sich abschwächenden Konjunktur, im Vergleich zum Vorjahr insgesamt eine verbrauchserhöhende Wirkung aus. Allein aufgrund der Wachstumskomponente erhöhte sich der Stromverbrauch um 6,2 Mrd. kWh. Die demografische Komponente (Bevölkerungswachstum) führte 2022, wegen der hohen Bevölkerungszunahme, ebenfalls zu einem Anstieg der gesamtwirtschaftlichen Stromnachfrage um 4,3 Mrd. kWh.

Auch über den gesamten Zeitraum von 1990 bis 2022, also in der längerfristigen Perspektive, führte die kontinuierliche Steigerung der Stromproduktivität „rein rechnerisch“ zu einer absoluten Senkung des Strom-

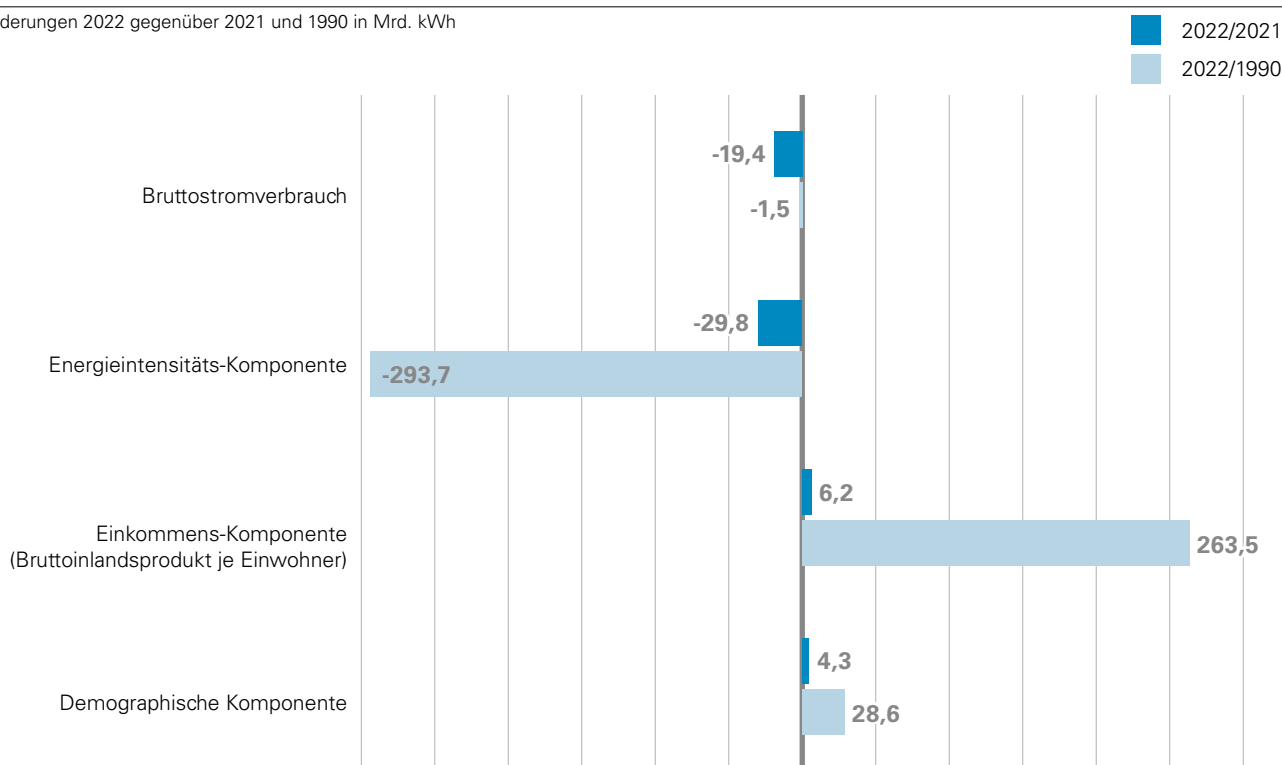
verbrauchs, und zwar um rund 294 Mrd. kWh. Allerdings wurden die erzielten Effizienzgewinne im Umgang mit elektrischer Energie weitgehend durch Verbrauchserhöhungen infolge der wachsenden Wirtschaft (+ 264 Mrd. kWh) sowie die demografische Komponente bzw. die Zunahme der Bevölkerung (+ 29 Mrd. kWh) wieder aufgezehrt.

Gegenüber 1990 ist der Stromverbrauch insgesamt folglich nur um 1,5 Mrd. kWh (entspricht 0,01 %) gesunken; er liegt damit im Jahr 2022 sogar noch um rund 6,6 Mrd. kWh unter dem corona-bedingten Tiefstand im Jahr 2020 (555,8 Mrd. kWh).

Abbildung 21

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2022 gegenüber 2021 und 1990 in Mrd. kWh



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

CO₂-Emissionen

Die Strom- und Wärmerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung emittierten nach ersten Berechnungen 2022 rund 199 Mio. t CO₂. Dies entsprach im Vergleich zu 2021 einer Erhöhung des CO₂-Ausstoßes um rund 4,8 % bzw. 9 Mio. t CO₂.

Der Anstieg der CO₂-Emissionen in diesem Bereich resultierte ausschließlich aus der Stromerzeugung der Anlagen der allgemeinen Versorgung (reine Kondensations- und KWK-Stromerzeugung), die ihren Kohlendioxid ausstoß um ca. 11 Mio. t erhöhten. Ursächlich hierfür war, dass der Erzeugungsmix aufgrund des Rückgangs der Kernenergie (- 35 TWh), der Stromerzeugung aus Erdgas (- 10 TWh) und den vermehrten Rückgriff auf Stein- und Braunkohle (+ 10 TWh bzw. + 6 TWh) zur Sicherung der Stromversorgung spürbar CO₂-intensiver geworden ist. Die im Jahr 2022 um 20 TWh erhöhte Bereitstellung von elektrischem Strom aus erneuerbaren Quellen (sowie die um 10 TWh verringerte Gesamterzeugung), konnte diesen Effekt nicht ausgleichen.

Die Erzeugung von Fernwärme und die damit verbundenen CO₂-Emissionsmengen nahmen 2022 vor allem bedingt durch die deutlich milderen Außentemperaturen ab (und zwar um rund 2,3 Mio.t CO₂ bzw. 11 %).

Im Bereich der Stromerzeugung der Anlagen der Betriebe des Bergbaus und des verarbeitenden Gewerbes war von 2021 auf 2022, ungeachtet fortschreitender Wirkungsgradverbesserungen und Energieträgersubstitutionen, eine vor allem konjunkturbedingt verringerte Erzeugung von Strom (und Wärme) zu beobachten. Energiepreisinduzierte Produktionsrückgänge konzentrierten sich, wie bereits erwähnt, auf energieintensive Branchen wie z. B. die Chemische Industrie oder das Papiergewerbe und damit auf Wirtschaftszweige, in denen die gekoppelte Eigenerzeugung von Strom und Wärme einen hohen Stellenwert einnimmt. Nach ersten Schätzungen dürften die CO₂-Emissionen

allein in diesem Segment im Jahr 2022 (verglichen mit dem Vorjahr) um etwa 2,9 Mio. t (rund 12 %) gesunken sein.

Aus den in diesem Bericht zusammengetragenen ersten Daten und Schätzungen zur Entwicklung des Energieverbrauchs im Jahr 2022, lassen sich darüber hinaus grobe Hinweise auf die Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxidemissionen in anderen Sektoren, vornehmlich denen des Endenergieverbrauchs, ableiten:

- Der Kraftstoff- und Energieverbrauch (bzw. -absatz) im Verkehrssektor dürfte 2022 nach ersten Schätzungen weiter angestiegen sein. Diese Entwicklung spiegelt sich in den CO₂-Emissionen wider, die 2022 gegenüber dem Vorjahr um mehr als 11 Mio. t bzw. 7,7 % zugenommen haben. Der skizzierte Anstieg der verkehrsbedingten Kohlendioxid-Emissionen ist das Resultat verschiedener teilweise gegenläufiger Entwicklungen: Im Straßenverkehr zeichnet sich, trotz sprunghaft gestiegener Preise für Diesel, Benzin und andere Kraftstoffarten (Strom, LNG), eine Erhöhung des Kraftstoffverbrauchs in der Größenordnung von rund 1,8 % bzw. 2,5 Mio. t ab. Während sich der Straßengüterverkehr 2022 minimal rückläufig entwickelte, trugen die hohen Spritpreise offensichtlich nicht dazu bei, dass auf Fahrten mit dem eigenen Pkw verzichtet wurde. Zwar dürften die Auswirkungen des Preisschocks an den Zapfsäulen dazu geführt haben, dass das individuelle Fahrverhalten u. a. durch reduzierte Geschwindigkeiten, vorausschauendes Fahren usw. zu entsprechenden Verbrauchseinsparungen führte, dieser Effekt wurde durch die Zunahme der Fahrleistungen überkompensiert.^{33) 34)}

Im Schienenverkehr und bei der Binnenschifffahrt ist mit einem leichten Rückgang des Kraftstoffverbrauchs und den damit verbundenen Emissionen zu rechnen. Im Gegensatz dazu sind die

33) Diesen Schluss legen auch aktuelle Studienergebnisse nahe, vgl. IW-Report 54 (2022), Hohe Spritpreise: Autofahrer gehen vom Gas; Internet: <https://www.iwkoeln.de/studien/thomas-puls-jan-marten-wendt-autofahrer-gehen-vom-gas.html> (Abrufdatum 23.2.2022).

34) In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass die Effekte des „Tanktourismus“ zur Ausnutzung von Kraftstoffpreisdifferenzen in grenznahen Regionen in den Absatzmengen für Dieselmotoren und Motorenbenzin unvollständig abgebildet werden (Kraftstoffmengen die Ausländer in Deutschland tanken und ggf. im Ausland verbrauchen sind erfasst, im Ausland getankte und hierzulande verbrauchte Kraftstoffmengen hingegen nicht), infolgedessen können auch die Berechnungen der CO₂-Emissionen im Verkehr verzerrt sein.

- CO₂-Emissionen im Luftverkehr vor dem Hintergrund der weiter anhaltenden Wiederbelebung des Flugverkehrs im Vergleich zum Vorjahr um ca. 48 % bzw. rund 9 Mio. t angestiegen. Damit erreicht der CO₂-Ausstoß des Luftverkehrs 2022 ein Niveau von knapp 28 Mio. t (zum Vergleich im Jahr 2019 betragen die Emissionen in diesem Sektor fast 32 Mio. t; im Corona-Krisenjahr 2020 weniger als 15 Mio. t).
- Im verarbeitenden Gewerbe (ohne Stromerzeugung in Industriekraftwerken sowie den Energieeinsatz in Raffinerien, Hochöfen und Kokereien) erwartet die AG Energiebilanzen auf der Grundlage der bislang vorliegenden Schätzwerte, dass die (direkten) energiebedingten CO₂-Emissionen aufgrund des Rückgangs der Industrieproduktion, der preisinduzierten Einsparungen und Substitutionen sowie der kurzfristigen Folgen des Energiepreisschocks auf die Wirtschaftsstruktur (Wachstumsverluste für energieintensive Branchen) im Jahr 2022 verglichen mit dem Vorjahr um ca. 10 Mio. t abnehmen könnten. In der Reihenfolge ihrer Bedeutung entfallen die größten absoluten CO₂-Minderungen auf die Chemische Industrie (- 3,2 Mio. t), die Metallherzeugung (- 3 Mio. t), die Verarbeitung von Steinen und Erden (- 0,8 Mio. t) und das Papiergewerbe (- 0,7 Mio. t). In der Stahlindustrie beispielsweise trug der Rückgang der Roheisen- und Oxygenstahlerzeugung, die sich 2022 verglichen mit 2021 um jeweils rund 2 Mio. t bzw. 7,5 % verringerte, in hohem Maße zur skizzierten Entlastung der Emissionsbilanz bei. Trotz eines vermehrten Rückgriffs auf Steinkohle (inkl. Koks) im Rahmen von Substitutionen im Energieträgermix verringerte sich der CO₂-Ausstoß zur Produktion von Roheisen und Rohstahl um mehr als 4,2 Mio. t bzw. 6,8 % (inkl. des Kokeinsatzes zur Kuppelproduktion von Gicht- und Konvertergas in Hochöfen, der in der Energiebilanz im Umwandlungssektor erfasst ist). Auch die übrigen, weniger energieintensiven Sektoren erzielten 2022 gegenüber dem Vorjahr kurzfristige Energie- und damit verbundene CO₂-Einsparungen; diese bewegen sich in Größenordnungen zwischen 0,1 und 0,6 Mio. t.
 - Aufgrund der im Vergleich zum Vorjahr milderer Witterung zeichnet sich bei den privaten Haushalten zur Beheizung von Wohnungen 2022 ein niedrigerer Energieverbrauch sowie eine damit verbundene gleichgerichtete Emissionsentwicklung ab. Verstärkt wurde dieser Effekt durch die drastisch gestiegenen Energiepreise u. a. für Erdgas und leichtes Heizöl. Tatsächlich hat sich der gesamte Energieverbrauch (inkl. Strom und Fernwärme) der privaten Haushalte auf Basis der Berechnungen zur Frühschätzung der Energiebilanz 2022 gegenüber dem Vorjahr um mehr 5 % (125 PJ) verringert. Vor diesem Hintergrund könnten die CO₂-Emissionen der privaten Haushalte im Jahr 2022 nach ersten Schätzungen um rund 4,5 Mio. t bzw. 5,3 % gesunken sein. Bei der Interpretation dieses Befundes ist allerdings zu beachten, dass die Energiebilanz u. a. im Sektor private Haushalte für lagerfähige Energieträger nur die abgesetzten Mengen (und nicht den Verbrauch) erfasst. Im Jahr 2022 haben die Haushalte ihre Tankbestände trotz der teilweise kräftigen Preiserhöhungen bzw. -ausschläge für leichtes Heizöl vermutlich erhöht. Unter diesen Prämissen wurden folglich insbesondere Heizölmengen abgesetzt, die in der Energiebilanz enthalten sind, jedoch nicht verbraucht wurden. Die Bestandsaufstockungen der privaten Verbraucher lagen nach unserer Einschätzung im Jahr 2022 in der Größenordnung von rund 67 PJ (also ca. 4,9 Mio. t CO₂). Bereinigt man die in der Energiebilanz beim leichten Heizöl ausgewiesenen Absatzmengen (in den Jahren 2021 u. 2022) um die geschätzte Bestandsveränderung (Bestandsentnahme von - 57 PJ im Jahr 2021 und Bestandsaufstockung um + 67 PJ im Jahr 2022), so wären die CO₂-Emissionen (nicht witterungsbereinigt) sogar um 15 % und nicht wie es die originalen Bilanzdaten auf den ersten Blick suggerieren, um 5,3 % gesunken.³⁵⁾
 - Schließlich ist auch im GHD-Sektor (bereinigt um Lagerbestandeffekte beim leichten Heizöl) mit einer Verringerung der CO₂-Emissionen um etwa 3,8 Mio. t (bzw. - 8,7 %) gegenüber dem Vorjahr zu rechnen.

³⁵⁾ Für andere lagerfähige Energieträger (wie Flüssiggas, Holz oder Kohle), die ebenfalls von den privaten Haushalten eingesetzt werden, ist eine ähnliche Abschätzung der Vorratsveränderungen derzeit aufgrund von Daten- bzw. Informationslücken nicht möglich.

Die Vorjahresschätzung des Umweltbundesamtes hat die CO₂-Emissionen differenziert nach den Sektoren des Klimaschutzgesetzes für 2021 auf rund 679 Mio. t geschätzt, darunter sind ca. 631 Mio. t, die unmittelbar auf den Einsatz von Brennstoffen und damit Verbrennungsprozesse zurückzuführen sind, wie sie auch in der Energiebilanz Deutschland verbucht sind³⁶⁾. Somit haben sich die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2021 nach Berechnungen des Umweltbundesamtes (vor allem als Folge konjunkturellen Erholung nach Überwindung der Auswirkungen der Corona-Pandemie) gegenüber dem Vorjahr 2020 um 4,8 % (29 Mio. t) erhöht.

Fasst man vor diesem Hintergrund, die in diesem Abschnitt skizzierten Entwicklungen für eine erste Gesamteinschätzung zusammen, so ist für das Jahr 2022 nach überschlägigen Rechnungen der AG Energiebilanzen wieder ein Rückgang der energiebedingten CO₂-Emissionen zu erwarten³⁷⁾. Unter Zugrundelegung der Frühschätzung der Energiebilanz Deutschland für das Berichtsjahr 2022 wäre damit zu rechnen, dass die (beobachteten) energiebedingten CO₂-Emissionen in der Größenordnung von 1,3 % abgenommen haben (dies entspräche bezogen auf den Schätzwert des Umweltbundesamtes für das Vorjahr 2021 einer absoluten Reduzierung des CO₂-Ausstoßes um rund 8,2 Mio. t).

Verwendet man zur Berechnung der energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen – wie oben bereits angesprochen – anstelle der beobachteten Energiedaten witterungs- und lagerbestandsbereinigte Werte (Ausschaltung des Einflusses von Witterungsschwankungen und Bestandsveränderungen auf den Energieverbrauch), so verändert sich das Bild: Nach dieser (bereinigten) Berechnung haben sich die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2022 (verglichen mit dem Vorjahr) um ca. 0,3 % und damit um weniger als 2 Mio. t verringert.

In diesem Zusammenhang sei zum wiederholten Male auf eine weiter bestehende Problematik hingewiesen, die aus Emissionssicht damit zusammenhängt, dass die mit dem hohen Exportüberschuss einhergehenden Emissionen bei der inländischen Stromerzeugung nach dem Territorialprinzip Deutschland zuzurechnen sind, während in den belieferten Ländern wohl überwiegend emissionsbehaftete Stromerzeugung verdrängt wird, was dort zu einer Emissionsentlastung führt. Wie die Emissionsbilanz bei übernationaler Betrachtung ausfällt, hängt entscheidend von den spezifischen Emissionen des Exportstroms im Verhältnis zu den spezifischen Emissionen des im Empfängerland verdrängten Stroms ab.

36) Einzelheiten vgl. Umweltbundesamt, Daten der Treibhausgas-Emissionen für das Jahr 2022 nach KSG, Stand 15.3.2022 (Internet: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2023_03_15_em_entwicklung_in_d_ksg-sektoren_pm.xlsx (Abrufdatum: 15.3.2023).

37) Im Detail können sich die Berechnungen zur Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen zwischen der AG Energiebilanzen und dem Umweltbundesamt unterscheiden. Abweichungen können sich u. a. durch unterschiedliche Abgrenzung der Sektoren, die Verwendung verschiedener Emissionsfaktoren sowie aufgrund verschiedener Datenstände zu den jeweiligen Berechnungszeitpunkten ergeben.

Zusammenfassende Entwicklung

Der Energieverbrauch in Deutschland ging 2022 nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AG Energiebilanzen) um 5,4 % auf 11.769 Petajoule (PJ) oder 401,6 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE) zurück. Er ist damit auf den niedrigsten Stand seit 1990 zurückgefallen und lag 2022 sogar um 126 PJ bzw. rund 1 % unter dem Niveau, welches im Corona-Krisenjahr 2020 zu beobachten war (Primärenergieverbrauch 2020: 11.895 PJ). Damit liegt der absolute Primärenergieverbrauch im Jahr 2022 um mehr als 21 % (3.136 PJ) niedriger als im Jahr 1990.

Für den skizzierten Rückgang des Energieverbrauchs war in erster Linie die russische Invasion in die Ukraine am 24. Februar 2022 bzw. die damit verbundenen krisenhaften Auswirkungen auf die Energiemärkte und hier vor allem auf die Energiepreise verantwortlich.

Nachdem die Energiepreise bereits in der zweiten Jahreshälfte 2021 kräftig angestiegen waren, kam es 2022 zu einer Preisexplosion zunächst bei den Einfuhrpreisen und auf den Spotmärkten (mit ausgeprägten Preisspitzen in einzelnen Monaten), die mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung auch ihren Niederschlag in den Endverbraucherpreisen für leitungs- und nicht-leitungsgebundene Energieprodukte fand. Vor diesem Hintergrund ging schon von der Entwicklung der Energiepreise allein im Jahr 2022 ein erheblicher Anreiz zur Einsparung von Energie (über kurzfristige verhaltensbedingte Maßnahmen sowie teilweise erst in der mittelfristigen Perspektive voll wirksame Investitionen in Effizienztechnologien) aus, der zudem für Verbraucher im Inland durch die Abwertung des Euro gegenüber dem US-Dollar verstärkt wurde.

Zusätzliche Impulse zur Reduktion des Energieverbrauchs entfaltete im Berichtsjahr 2022 zweifelsohne auch die intensiv geführte öffentliche Diskussion im Zusammenhang mit einer drohenden Energiekrise (Gasmangellage) als Folge der schrittweisen Drosselung der russischen Gaslieferungen (am 11. Juni 2022 reduzierte Russland seine Lieferungen über Nord Stream 1 auf 40 % der vertraglich vereinbarten Menge, am 25. Juli 2022, nach einen mehrtägigen Lieferstopp wegen Wartungsarbeiten auf nur noch ein Viertel). Am 1. September 2022 schließlich erfolgt

der komplette Stopp russischer Gaslieferungen nach Deutschland.

Verbrauchsreduzierend wirkten 2022 darüber hinaus das im Vergleich zum Vorjahr gedämpfte Wirtschaftswachstum und der mit den exorbitant hohen Energiepreisen einhergehende sektorale Strukturwandel, in dessen Folge insbesondere energieintensive Wirtschaftszweige Einschränkungen ihrer Wettbewerbsfähigkeit sowie Wachstumsverluste hinnehmen mussten oder im Vergleich zum verarbeitenden Gewerbe insgesamt unterproportionale Wachstumsraten verzeichneten. Zum Vergleich: Während die Produktion im verarbeitenden Gewerbe insgesamt 2022 verglichen mit dem Vorjahr um 0,5 % schrumpfte, schränkten die energieintensiven Wirtschaftszweigen ihre Produktion im gleichen Zeitraum um rund 7 % ein.

Schließlich muss darauf hingewiesen werden, dass milde Außentemperaturen mit dazu beigetragen haben, die Entwicklung des raumwärmeabhängigen Teils des Primärenergieverbrauchs zu dämpfen. Gemessen an den Gradtagzahlen war das Jahr 2022 um etwa 12 % wärmer als das Vorjahr und rund 11 % wärmer als das langjährige Mittel (von 1990 bis 2021).

Insbesondere weil eine sichere Versorgung mit Gas und Öl im Zusammenhang mit den Entwicklungen in der Ukraine (und damit verbundenen Lieferausfällen aus Russland) hierzulande teilweise unsicher erschien, füllten private und gewerbliche Verbraucher (trotz hoher Ölpreise) ihre Heizöltanks. Darüber hinaus wurden teilweise im Gewerbe stillgelegte Heizöltanks reaktiviert, um das Risiko einer Unterbrechung der Gasversorgung zu kompensieren. Im Übrigen begünstigte die milde Witterung zusätzlich den Aufbau von Tankbeständen. Im Laufe des Jahres 2022 wurden nach Einschätzung der AG Energiebilanzen in der Größenordnung von rund 80 PJ zusätzliche Lagerbestände an leichtem Heizöl bei privaten Haushalten und in Betrieben des GHD-Sektors aufgebaut (davon der größere Teil, etwa 67 PJ bzw. 1,3 Mio. Liter bei privaten Verbrauchern).

Ohne den Einfluss der Witterung (und unter Ausschaltung der Lagerbestandsveränderungen beim leichten Heizöl) hätte der Primärenergieverbrauch im Jahr 2022 um 4 % unter dem Niveau des Jahres 2021 gelegen.

Gemessen an den Ursprungswerten hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität im Jahr 2022 (nach vorläufigen Berechnungen) spürbar verbessert. Sie erhöhte sich um etwa 7,7 %, so dass 2022 mehr als 277 € BIP₂₀₁₅ unter Einsatz einer Gigajoule an Primärenergie (GJ) erzielt wurde; 2021 lag dieser Wert noch bei knapp 258 € BIP₂₀₁₅/GJ. Der jahresdurchschnittliche Zuwachs der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität in der Zeit von 1990 bis 2022 liegt derzeit bei rund 2,4 %. Bezogen auf den temperatur- und lagerbestandsbereinigten Primärenergieverbrauch nahm die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität 2022 gegenüber dem Vorjahr, wie zu erwarten in abgeschwächter Form, nämlich um gut 6 % zu.

Mit Blick auf einzelne Energieträger zeigt 2022 auch vor dem Hintergrunde der bereits umrissenen krisenhaften Entwicklungen folgendes Bild: Der Verbrauch (bzw. Absatz) von Mineralöl (+ 2,9 %) und erneuerbaren Energien (+ 3,8 %) sowie Steinkohle (+ 4 %) und Braunkohle (+ 4,2 %) nahm 2022 spürbar zu. Hingegen nahm insbesondere der Verbrauch von Erdgas verglichen mit dem Vorjahr um 15,7 % sowie der Einsatz von Kernenergie um rund die Hälfte ab.

Im schrumpfenden Energiemarkt haben folglich vor allem Erdgas und Kernenergie Marktanteile verloren. Erdgas deckte 2022 noch 23,6 % (2021: 26,6 %) der Primärenergienachfrage, die Kernenergie noch 3,2 % (2021: 6,1 %). Hingegen haben in der Reihenfolge ihrer Bedeutung die Mineralöle (+ 2,8 %), die Erneuerbaren Energien (+ 1,5 %) sowie die Stein- und Braunkohle (jeweils + 0,9 %) Marktanteile gewonnen. Im Jahr 2022 deckten Mineralöle mehr als 35 % der Energienachfrage, die Erneuerbaren Energiequellen 17,2 %, die Braunkohle rund 10 % und die Steinkohle ca. 9,8 % der Energienachfrage im Inland. Die skizzierten strukturellen Verschiebungen in der Zusammensetzung des Primärenergieverbrauchs lassen erkennen, dass der Energieträgermix 2022 im Vergleich zu 2021 kohlenstoffintensiver geworden ist.

Ebenso wie der Primärenergieverbrauch nahm auch der Bruttostromverbrauch in Folge preis- und verhaltensinduzierter Einsparungen sowie Produktionseinschränkungen in energieintensiven Sektoren im Jahr 2022 deutlich ab. Er fiel auf 549,2 Mrd. kWh und lag damit

um 3,4 % unter dem Bruttostromverbrauch im Jahr 2021 und um 0,1 % unter dem Wert des Jahres 1990. Im Gegensatz zum Primärenergieverbrauch markiert der Bruttostromverbrauch im Jahr 2022 allerdings keinen historischen Tiefstand, in den Jahren von 1991 bis 1995 fiel der gesamtwirtschaftliche Stromverbrauch hierzulande noch niedriger aus.

Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität verbesserte sich 2022 gegenüber dem Vorjahr um + 5,5 %, sie stieg auf einen Wert von 5,90 €/kWh, nachdem sie 2021 bei rund 5,60 €/kWh gelegen hatte. Im Gesamtergebnis übertraf die Verbesserung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität in diesem Jahr (aufgrund der mehrfach angesprochenen krisenhaften Sonderentwicklungen im Zusammenhang mit den Folgen der russischen Invasion in die Ukraine) die längerfristige Entwicklung, die im Mittel der Jahre von 1990 bis 2022 zu beobachten ist. In der Zeit zwischen 1990 und 2022 konnte die Stromproduktivität im Durchschnitt um rund 1,6 % p.a. gesteigert werden. Ungeachtet der dargestellten Sonderentwicklungen im Berichtsjahr stößt die kontinuierliche Steigerung der Stromeffizienz zunehmend an technische Grenzen, weil u. a. der vermehrte Rückgriff auf elektrischen Strom häufig eine Strategie darstellt über die Modernisierung von Prozessen fossile Energieträger einzusparen.

Die Bruttostromerzeugung verringerte sich 2022 um etwa 1,7 % auf rund 577 Mrd. kWh. Weiter geändert hat sich auch die Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern: Während sich die Stromerzeugung aus dem Einsatz von Steinkohle (+ 18 %), Braunkohle (+ 5,5 %) und Erneuerbaren Energien (+ 8,6 %) erhöhte, kam es bei der Kernenergie zu einem Minus von rund 49,8 %. Zugleich nahm die Stromerzeugung aus Erdgas 2022 um 11,6 % ab, nachdem sie bereits von 2020 auf 2021 um 4,6 % (4,4 TWh) gesunken war.

Im Ergebnis konnten die erneuerbaren Energien mit einer Erzeugung von insgesamt 254 Mrd. kWh und einem Stromerzeugungsanteil von 44 % ihre Spitzenposition im Erzeugungsmix halten. Die Braunkohle belegte mit gut 20 % den zweiten und die Stromerzeugung aus Erdgas mit 13,8 % immer noch den dritten Platz im Stromerzeugungsmix.

Die Steinkohle trug im Jahr 2022 rund 11,2 %, die Kernenergie noch etwa 6 % zur gesamten Stromerzeugung bei.

Am Bruttostromverbrauch waren die erneuerbaren Energien 2022 mit 46,2 % beteiligt, im Vorjahr lag dieser Anteil noch bei etwa 41,2 %.

Die Überschüsse beim Stromaustausch mit dem Ausland³⁸⁾ veränderten sich 2022 im Vergleich zum Vorjahr deutlich (2021: 18,6 Mrd. kWh, 2022: 28,1 Mrd. kWh). Besonders hohe Exportüberschüsse waren im Austausch mit der Schweiz (15,6 Mrd. kWh), Polen (8,1 Mrd. kWh), Österreich (9,5 Mrd. kWh) und Frankreich (5,5 Mrd. kWh) zu beobachten. Im Strom-austausch mit Frankreich zeigte sich 2022 erstmals ein Stromexportüberschuss, vor allem aufgrund der niedrigen Verfügbarkeiten der französischen Kernkraftwerke. Überschüsse bei den Stromflüssen aus dem Ausland konzentrieren 2022 in der Reihenfolge ihrer Bedeutung auf Dänemark, Norwegen und Schweden.

Eine genaue, ausschließlich auf endgültigen Statistikdaten basierende Ermittlung der energiebedingten CO₂-Emissionen für das Jahr 2022 ist gegenwärtig noch nicht möglich. Es kann allerdings auf der Grundlage der vorliegenden Schätzungen und vorläufigen Daten zu den Veränderungen des Primärenergieverbrauchs nach dem jeweiligen CO₂-Gehalt der Energieträger, die in diesem Bericht aufbereitet sind, eine grobe Abschätzung der Entwicklung energiebedingten CO₂-Emissionen vorgenommen werden. Insgesamt hat sich die Struktur des Energieverbrauchs im Jahr 2021 wieder spürbar zugunsten fossiler Energieträger verschoben.

In Anbetracht der Abnahme des Primärenergieverbrauchs dürften die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2022 nach überschlägigen Berechnungen auf der Grundlage geschätzter Energiebilanzdaten in der Größenordnung von 1,3 % abgenommen haben. Diese Reduktion entspräche bezogen auf den Schätzwert des Umweltbundesamtes für das Vorjahr 2021 einer absoluten Reduzierung des energiebedingten CO₂-Ausstoßes um mehr als 8 Mio. t. Die Abnahme der beobachteten, energiebedingten CO₂-Emissionen fällt gemessen am Rückgang des Primärenergieverbrauchs gedämpft aus, weil der Energiemix aufgrund politischer Entscheidungen zur Bekämpfung der Energiekrise sowie preisinduzierten Substitutionen im Gefolge des Ukraine-Krieges kohlenstoffintensiver geworden ist.

Verwendet man zur Berechnung der energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen anstelle der beobachteten Energiedaten witterungs- und lagerbestandsbereinigte Werte (Ausschaltung des Einflusses von Witterungsschwankungen und Bestandsveränderungen auf den Energieverbrauch), so verändert sich das Bild: Nach dieser (bereinigten) Berechnung haben sich die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2022 (verglichen mit dem Vorjahr) um ca. 0,3 % und damit verbunden um weniger als 2 Mio. t verringert.

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