



Energieverbrauch

in Deutschland im Jahr 2021

Energieverbrauch 2021 wächst durch Pandemie und Wetter

Inhalt

Primärenergieverbrauch insgesamt	2
Rahmenbedingungen der Verbrauchsentwicklung im Jahr 2021	3
Abhängigkeit der deutschen Wirtschaft von Energieimporten von Russland	10
Primärenergiegewinnung in Deutschland	12
Mineralöl	13
Erdgas	18
Steinkohle	23
Braunkohle	27
Elektrizitätswirtschaft	30
Erneuerbare Energien	38
Energieeffizienz in Deutschland	41
CO ₂ -Emissionen	47
Zusammenfassung	50

Stand: 22. Februar 2022

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

(Der Beitrag zu den erneuerbaren Energien beruht auf Arbeiten der AGEE-Stat, Stand 14.2.2022)

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 2021 insgesamt 12.265 PJ oder 418,5 Mio. t SKE; gegenüber dem Vorjahr nahm er damit um 3,1 % zu (vgl. Tabelle 1).

Das Niveau des Energieverbrauchs sowie seine Zusammensetzung (Energimix) werden auch politisch und regulatorisch beeinflusst. Für die mittel- bis längerfristige Entwicklung sind u.a. der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022, 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-Bereich¹⁾, die Vorgaben zur Verbesserung der Energieeffizienz (z. B. EU-Energieeffizienz-Richtlinie (EED)) sowie verbindliche Ziele zum fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien (EU-Richtlinie für erneuerbare Energien (Richtlinie 2009/28/EG)) von Relevanz.

Wichtigster Energieträger blieb auch 2021 das Mineralöl mit einem Anteil von 32,3 %. Es folgte das Erdgas mit einem auf 26,8 % leicht gestiegenen Anteil (2020: 26,4 %). Die Position an dritter Stelle belegten die erneuerbaren Energien mit einem Anteil von 15,9 %, 2020 waren es noch 16,6 % gewesen. Der Primärenergieverbrauch von Stein- und Braunkohle ist 2020 mit jeweils 16,5 % bzw. 17,7 % kräftig gestiegen, so dass Braunkohle 2020 wieder 9,2 % und Steinkohle noch 8,5 % des Primärenergiebedarfs hierzulande deckten. Der Primärenergieverbrauch der Kernenergie erhöhte sich 2021 gegenüber dem Vorjahr um 7,4 % (Die Kernkraftwerke Grohnde, Gundremmingen C und Brokdorf wurden Ende Dezember 2021 abgeschaltet). Damit deckt die Kernenergie aktuell noch ca. 6,1 % des Primärenergiebedarfs. Der Überschuss bei den Stromflüssen in das Ausland hat sich 2021 leicht erhöht (per Saldo flossen 2021 knapp 1,5 Petajoule bzw. 0,4 TWh mehr Strom ins Ausland als 2020). Infolgedessen wirkte sich der Stromausgleichsaldos auch im Jahr 2021 verbrauchsmindernd (um 0,6 Prozentpunkte) auf den Primärenergieverbrauch aus.

Tabelle 1

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2020 und 2021 ¹⁾

Energieträger	2020	2021	2020	2021	Veränderungen 2021 geg. 2020			Anteile in %	
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	Mio. t SKE	%	2020	2021
Mineralöl	4.087	3.961	139,4	135,1	-126	-4,3	-3,1	34,4	32,3
Erdgas	3.136	3.288	107,0	112,2	152	5,2	4,9	26,4	26,8
Steinkohle	896	1.044	30,6	35,6	148	5,1	16,5	7,5	8,5
Braunkohle	958	1.128	32,7	38,5	170	5,8	17,7	8,1	9,2
Kernenergie	702	754	24,0	25,7	52	1,8	7,4	5,9	6,1
Erneuerbare Energien	1.972	1.947	67,3	66,4	-25	-0,8	-1,2	16,6	15,9
Stromausgleichsaldos	-68	-69	-2,3	-2,4	-1	-0,1	...	-0,6	-0,6
Sonstige	213	213	7,3	7,3	1	0,0	0,4	1,8	1,7
Insgesamt	11.895	12.265	405,9	418,5	371	12,6	3,1	100,0	100,0

1) Alle Angaben vorläufig, Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

1) Im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 wurde in Deutschland in diesem Zusammenhang seit Januar 2021 eine CO₂-Bepreisung in den Bereichen Wärme und Verkehr eingeführt. 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.

Rahmenbedingungen der Verbrauchsentwicklung im Jahr 2021

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 2020/2021 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 2021 lag die Zahl der Gradtage über dem Niveau des langjährigen Durchschnitts (arithmetisches Mittel von 1990 bis 2020 über 16 Messstationen). Die höhere Anzahl von Tagen mit einer Heizgrenztemperatur unter 15°C weist grundsätzlich auf ein niedrigeres durchschnittliches Temperaturniveau im Berichtsjahr und eine damit verbundene Steigerung des beobachteten Energiebedarfs (insbesondere zur Beheizung von Wohnräumen) hin.³⁾

Auch gegenüber dem (ungewöhnlich warmen) Vorjahr hat sich die Zahl der Gradtage um 435 auf 3.570 erhöht, weil es 2021 spürbar kälter war als 2020.

Die Gradtagzahlen lagen 2021 um rund 13,9 % über dem Wert des Vorjahres (niedrige Temperaturen), so dass der Energieverbrauch im Jahr 2021 auch verglichen mit dem Jahr 2020, allein aufgrund des Witterungseinflusses, deutlich angestiegen ist.

Mit Blick auf die Entwicklung der Gradtagzahlen in den einzelnen Monaten fällt auf, dass das Jahr 2021 insbesondere in den Monaten von Januar bis Mai deutlich kühler verlief als das Vorjahr. Im September 2021 hingegen lagen die Temperaturen gemessen an den Gradtagzahlen deutlich höher als 2020. Die für die Heizperiode wichtigen Monate von Oktober bis Dezember verliefen 2021 ebenfalls wieder kühler als dies in den entsprechenden Vorjahresmonaten der Fall gewesen ist. Verglichen mit dem langjährigen Mittel war das Jahr 2021 in den ersten fünf Monaten durchgängig kälter, in der zweiten Hälfte der Heizperiode (von September bis Dezember) hingegen wärmer (vgl. Abbildung 1).

Der Einfluss kurzfristiger Temperatureffekte auf die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs wird typischerweise ausgeschaltet, indem Temperaturen wie im langjährigen Mittel⁴⁾ unterstellt werden und lagerbestandsbereinigte Daten für den Mineralölverbrauch⁵⁾ berücksichtigt werden. Unter Zugrundelegung dieser Prämissen wäre der Primärenergieverbrauch im Jahr 2021 nicht um 3,1 %, sondern um 2,4 % angestiegen. 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 schwächer ausfallen als die Veränderungen der Ursprungswerte; entsprechend gilt, dass in kälteren

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.

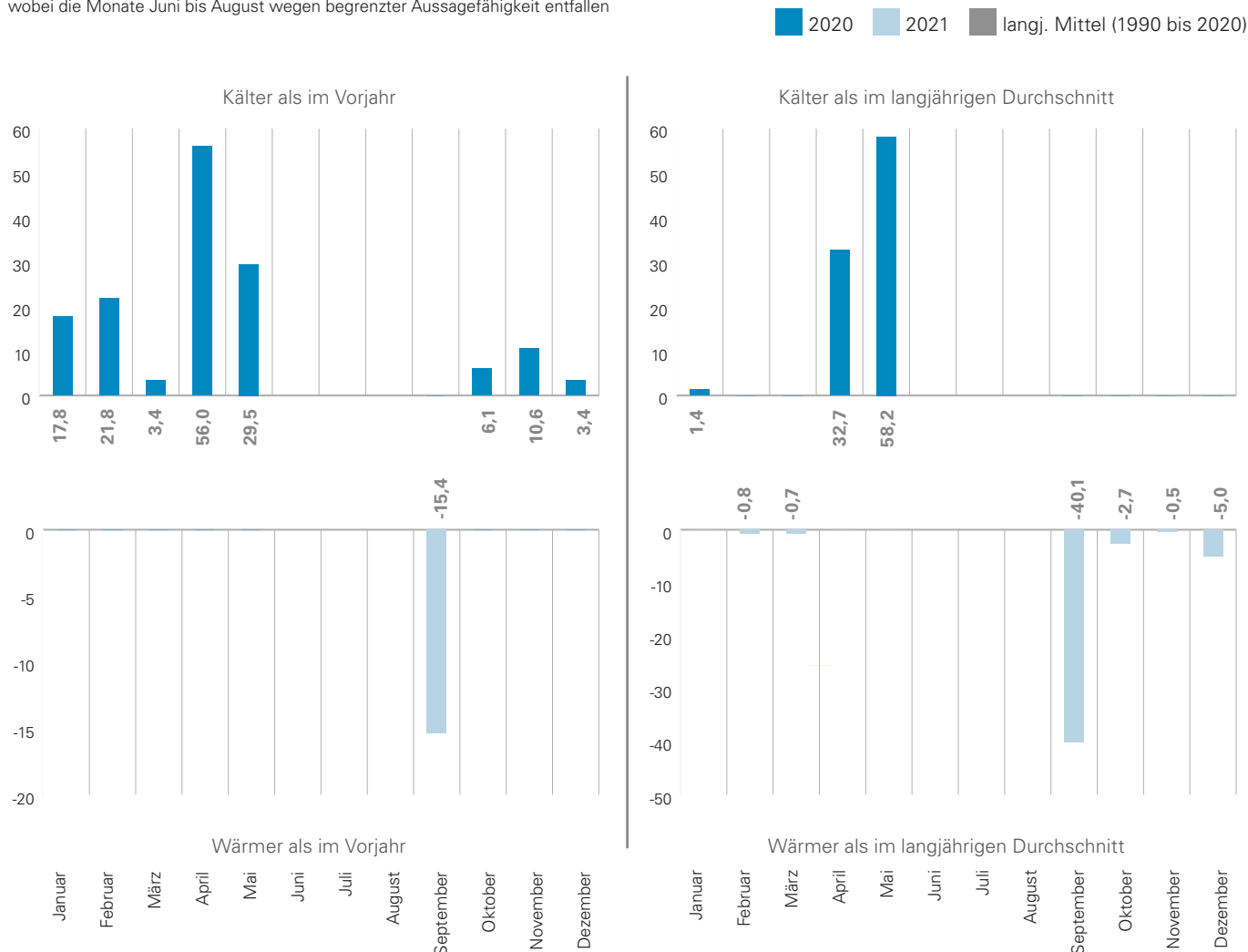
3) Im Vergleich zum langjährigen Mittel (Durchschnitt der Gradtagzahlen von 1990 bis 2020) war das Jahr 2021 etwas kälter, die Heizperiode infolge des strenger Winters folglich relativ ausgeprägt. Die Temperaturen lagen im Durchschnitt des Jahres (gemessen an den Gradtagen) um 0,8 % über den Werten des langjährigen Mittels. Konzentriert man die Betrachtung ausschließlich auf diese längerfristige Perspektive, hätte der Primärenergieverbrauch 2020 spürbar über dem beobachteten Niveau liegen müssen, sofern die Witterungsbedingungen in diesem Jahr, denen das langfristige Mittel entsprochen hätte. 2021 hingegen läge der Primärenergieverbrauch unter dem beobachteten Wert, wenn man die mildere Witterung des langjährigen Mittels als Referenzmaßstab unterstellt.

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 (z. B. mit dem Vorjahr) könnten alternativ natürlich auch die Witterungsbedingungen der Vergleichsperiode 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 2021 (16 Messstationen)

Veränderungen 2021 gegenüber dem Vorjahr und dem langjährigen Mittel (1990-2020) in %
 wobei die Monate Juni bis August wegen begrenzter Aussagefähigkeit entfallen



Quelle: Deutscher Wetterdienst

Jahren der Anstieg der temperaturbereinigten Werte niedriger ausfällt als bei den Ursprungswerten. Dies wird auch an den unterschiedlichen Spreizungen der in Abbildung 2 dargestellten Energieträger sichtbar. Beim Mineralöl wirkte sich auf die (lagerbestandsbereinigte) Entwicklung zusätzlich aus, dass Verbraucher mit dem Auffüllen der Tanks aufgrund der in der zweiten

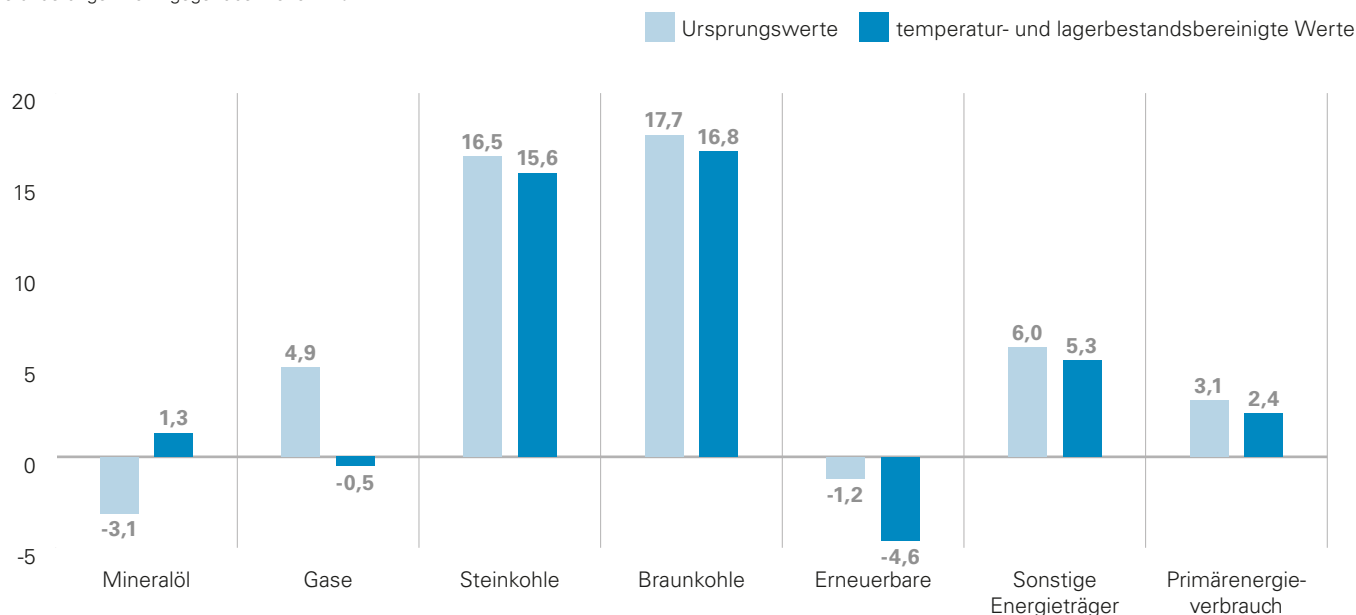
Jahreshälfte 2021 rasant gestiegenen Energie- bzw. Heizölpreise abgewartet haben. Es kam also 2021 zu einem erheblichen Bestandsabbau der bereits in den Tanks vorhandenen Heizölmengen, so dass der tatsächliche Heizölverbrauch aufgrund der kühleren Witterung gestiegen ist, der in der Energiebilanz erfasste Absatz hingegen gesunken.

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 13.2.2021))

Abbildung 2

Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern

Veränderungen 2021 gegenüber 2020 in %



Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Deutscher Wetterdienst

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 2021 um 5,9 % wachsen. Zum Vergleich: Im Jahr 2020 schrumpfte die Weltwirtschaft aufgrund der ökonomischen Auswirkungen der Covid-19-Pandemie aber auch vor dem Hintergrund zunehmender Handelsbarrieren, Engpässen in den Lieferketten usw. noch um rund 3,1 %. Von der insgesamt kräftigen Erholung der Weltwirtschaft profitierten auch die Wachstumsperspektiven der deutschen Wirtschaft.

Das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt (BIP) ist im Jahr 2021 um rund 2,7 % gewachsen, die konjunkturelle Erholung fiel damit allerdings spürbar geringer aus als zuletzt vorhergesagt. Zugleich konnte das BIP-Wachstum den corona-bedingten Einbruch noch nicht kompensieren. Im vorausgegangenen Jahr

war das Bruttoinlandsprodukt noch mit 4,6 % geschrumpft. Wachstumsimpulse gingen 2021 vor allem vom Außenhandel aus. Die Ausfuhren von Waren und Dienstleistungen nahmen 2021 mit einem Plus von 9,4 % (Vorjahr: -9,3 %) deutlich zu. Zugleich erhöhten sich die Importe gegenüber 2020 um 8,6 % (Vorjahr: -8,6 %). Deutlich zulegen konnten auch die Bruttoanlageinvestitionen⁶⁾, die um 4,9 % gegenüber dem Vorjahr gewachsen sind sowie die Konsumausgaben des Staates (2021: +3,4 %). Hingegen verharrte der private Konsum, der im Gefolge von Lockdowns⁷⁾ sowie weiteren Maßnahmen zur Bekämpfung der Corona-Pandemie im Jahr 2020 um 5,9 % eingebrochen war, auf dem Krisenniveau des Vorjahres und entfaltete 2021 keinen zusätzlichen Wachstumsbeitrag.

Insbesondere nachdem die Maßnahmen des zweiten „Lockdown“ zur Bekämpfung der Covid-19-Pandemie weitgehend beendet waren, erholte sich die gesamtwirtschaftliche Produktion und übertraf insbesondere in den Monaten von März bis September das Niveau der Vorjahresmonate. Gegen Ende des Jahres 2021

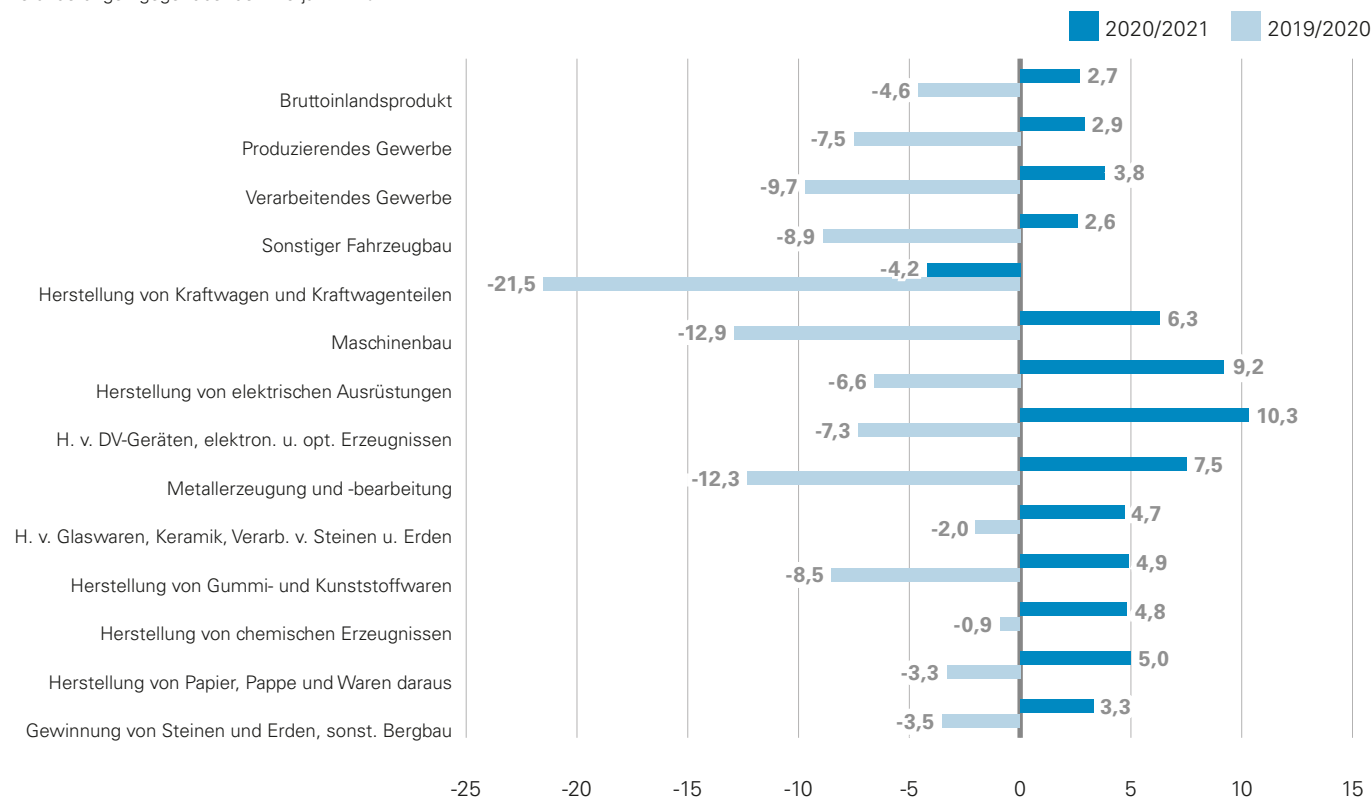
6) Investitionen in Ausrüstungen und maschinelle Anlagen und Bauten (Wohn- und Nichtwohnbauten, darunter Hoch- und Tiefbau) sowie Vorratsveränderungen.

7) Der erste Corona-Lockdown trat am 22. März 2020 in Kraft, er endete mit ersten Lockerungen am 4. Mai 2020. Der zweite Lockdown begann am 2. November 2020 („Lockdown Light“) und mündete in den zweiten harten Corona-Lockdown, der im Mai 2021 beendet war.

Abbildung 3

Produktionsindex im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland von 2020 bis 2021

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %



Quelle: Statistisches Bundesamt

fiel die Produktion wieder auf das Vorjahresniveau zurück bzw. schwächten sich die konjunkturellen Aufholprozesse spürbar ab.

Insgesamt ist die Produktion im Produzierenden Gewerbe im Jahr 2021 um rund 2,9 % gewachsen (2020: -7,8 %), im Verarbeitenden Gewerbe stieg die Produktion (ebenfalls gemessen am Produktionsindex) 2021 sogar um 3,8 % (2020: -9,7 %).

Die Divergenzen bei den makroökonomischen Verwendungsaggregaten finden unmittelbar ihren Niederschlag in der sektoralen Produktion (und haben darüber hinaus einen wesentlichen Einfluss auf die Veränderungen des Energieverbrauchs im Berichtszeitraum): Wirtschaftszweige, die entweder selbst einen Großteil ihrer Produktion im Ausland absetzen oder als Vorleistungslieferant für exportabhängige Sektoren tätig sind, konnten von der Erholung der Exporte profitieren (sofern Lieferengpässe die Produktion nicht bremsen). Ähnliches gilt für investitionsgüterproduzierende Branchen, die aus einer erhöhten Nachfrage

nach Anlageinvestitionen positive Wachstumsimpulse erhielten. Hingegen waren Konsum- oder verbrauchsgüterproduzierende Wirtschaftszweige sowie Dienstleistungssektoren (ohne Bau) von der schwachen Entwicklung des privaten Konsums (die preisbereinigten privaten Konsumausgaben stabilisierten sich mit einem Wachstum von 0,1 % gegenüber dem Vorjahr auf niedrigem Niveau). Wirtschaftszweige, die von der Baukonjunktur abhängen profitierten ebenfalls nur in geringerem Umfang von der skizzierten wirtschaftlichen Erholung. Die Bauinvestitionen nahmen aufgrund von Engpässen in der Verfügbarkeit von Arbeitskräften und Baustoffen (Material) nur geringfügig zu. Gegenüber dem Jahr 2020 erhöhten sie sich (preisbereinigt) nur um 0,5 %.

Abbildung 3 gibt vor diesem Hintergrund einen Überblick über die jährlichen Veränderungsdaten der Produktionsindizes von 2020 bis 2021 für 11 wichtige Wirtschaftszweige des Verarbeitenden Gewerbes (aggregiert auf der Ebene von WZ-Zweistellern):

- Im Jahr 2021 konnten von den 11 Wirtschaftszweigen 10 Sektoren gegenüber dem Vorjahr Produktionszuwächse erzielen, nur der Wirtschaftszweig „Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen“ verzeichnete auch 2021 gegenüber dem Vorjahr einen Produktionsrückgang (-4,2 %).
- Gegenüber dem verarbeitenden Gewerbe eine deutlich überdurchschnittliche Zunahme der Produktion war in den Wirtschaftszweigen „Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen“ (+10,3 %), „Herstellung von elektrischen Ausrüstungen“ (+9,2 %) zu beobachten.
- Die ausgesprochen energieintensiven Branchen „Metallerzeugung und -bearbeitung“ (+7,5 %), „Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus“ (+5,0 %), „Herstellung von chemischen Erzeugnissen“ (+4,8 %) sowie „Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden“ (+4,7 %) erzielten 2021 ebenfalls im Verhältnis zur Entwicklung im Verarbeitenden Gewerbe insgesamt überdurchschnittliche Wachstumsraten.
- Unterdurchschnittliche Wachstumsraten waren mit Ausnahme des Fahrzeugbaus, dessen Produktion sich – wie bereits erwähnt – im Jahr 2021 verglichen zum Vorjahr um 4,2 % verringerte in den ebenfalls eher energieextensiveren Sektoren „Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau“ (+3,3 %) und „Sonstiger Fahrzeugbau“ (+2,6 %) zu beobachten.

Als Folge der skizzierten Produktionszunahme in nahezu allen Branchen des Verarbeitenden Gewerbes ist für das Berichtsjahr 2021 grundsätzlich ein verbrauchssteigernder Impuls auf den Energieverbrauch zu erwarten. Tendenziell verstärkt wird der skizzierte Impuls aufgrund der überproportionalen Zunahme der Produktion in energieintensiven Sektoren.

In diesem Zusammenhang ist gleichwohl auch daran zu erinnern, dass ein Teil des energieverbrauchserhöhenden Effektes, der in der Industrie vom Strukturwandel und der konjunkturellen Erholung ausgeht über

Effizienzverbesserungen und die höhere Auslastung der Produktionskapazitäten kompensiert wird.⁸⁾

Demografische Faktoren

In der Zeit zwischen 2020 und 2021 nahm die Bevölkerung in Deutschland nur noch von 83,161 Mio. auf rund 83,197 Mio. Menschen zu, dies entspricht einem Bevölkerungswachstum von weniger als 0,04 % (+33.000 Menschen) und kommt einer Stagnation der Bevölkerungsentwicklung nahe. Zum Vergleich: Im Vorjahr nahm die Bevölkerung noch um 68.000 Menschen zu (was einer Zunahme von mehr als 0,1 % entsprach). Die Zahl der Haushalte dürfte unter diesen Prämissen (aktuelle statistische Zahlen liegen noch nicht vor) ebenfalls geringfügig weiter zunehmen. 2020 existierten in Deutschland rund 40,5 Mio. Haushalte, davon rund 40,6 % Einpersonenhaushalte.

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

Die demografische Entwicklung dürfte 2021 für sich genommen also einen vernachlässigbar geringen 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 hat die Verfassung der Weltenergiemärkte in den Jahren 2020/2021 erheblich beeinflusst. Die Einfuhrpreise für Rohöl, Erdgas

8) Niedrige Kapazitätsauslastungen infolge schlechter Konjunktur führen in Anbetracht nahezu unveränderter energetischer Verluste vieler Produktionsanlagen (Trockner, Brennaggregate usw.) typischerweise zu einer Erhöhung des spezifischen Energiebedarfs. Beispielsweise werden kontinuierlich arbeitende Tunnelöfen in der Ziegelindustrie in Zeiten konjunktureller Unterauslastung zur Aufrechterhaltung der Produktion mit sog. „Blindbesatz“ betrieben, d.h. der absolute Energieverbrauch bleibt nahezu konstant oder verringert sich nur geringfügig, der auf die Tonne Ziegel bezogene (spezifische) Energieverbrauch erhöht sich hingegen. Umgekehrt verringert eine erhöhte Auslastung der Produktionsanlagen den spezifischen Energieverbrauch und wirkt dem über die Steigerung der Produktionsmenge verursachten Anstieg des Energieverbrauchs zumindest zum Teil entgegen.

Tabelle 2

Preise ausgewählter Energieträger

2021 und 2020, Veränderungen in %						
	2020	2021				
		1 Vj.	2. Vj	3.Vj	4.Vj	Durchschnitt
	Einfuhrpreise					
	Erdöl	-34,1	12,0	126,8	69,2	89,3
Erdgas	-27,1	21,5	99,6	172,8	245,0	138,7
Steinkohle	-23,3	1,8	28,7	107,8	173,2	76,0
	Verbraucherpreise					
Heizöl, leicht	-25,9	1,4	32,6	62,0	86,4	41,8
Erdgas	0,3	2,1	2,2	5,1	9,7	4,7
Strom	3,0	0,5	-0,1	1,8	3,1	1,4

Quelle: Statistisches Bundesamt

und Steinkohlen sind im Durchschnitt des Jahres 2021 um 67 bis 139 % (auch aufgrund der weltweit wieder kräftig angezogenen Nachfrage im Zuge der Überwindung des pandemiebedingten Einbruchs der Weltwirtschaft) deutlich angestiegen, nachdem sie im Vorjahr insbesondere für Erdöl und Erdgas noch spürbar nachgegeben haben (vgl. Tabelle 2).

Die Wechselkursentwicklung hat den skizzierten Anstieg der Energiepreise auf dem Weltmarkt für Verbraucher in Deutschland zum Teil abgefedert. Der Wechselkurs des Euro gegenüber dem US-Dollar (in der Mengennotierung) erhöhte sich 2021 um rund 3,5 %, d.h. der Euro hat gegenüber dem Dollar aufgewertet und importierte Waren- und Dienstleistungen aus dem Dollar-Raum günstiger gemacht.

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

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 2020 bei den Mineralölen zu rund 98 % und Erdgas zu mehr als 94 % 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 2019 zu etwa 77 % auf Importe angewiesen.

Diese Situation hat sich auch 2021 grundsätzlich nicht geändert. Allerdings nahm die inländische Gewinnung fossiler Energieträger (ohne erneuerbare) im Jahr

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.

2021 insgesamt um 173 PJ bzw. 8,4 % gegenüber dem Vorjahr zu. Den wesentlichen Beitrag zu dieser Entwicklung leistete die Braunkohle, deren Förderung um 17,7 % (173 PJ) zunahm. Die Gewinnung der übrigen fossilen Energieträger im Inland nahm im Gegensatz dazu leicht ab (Mineralöl) oder stagnierte auf Vorjahresniveau (Erdgas). Die Gewinnung der erneuerbaren Energien nahm witterungsbedingt um 0,2 % (4 PJ) ab.

Bei der elektrischen Energie blieb der Exportüberschuss auch 2021 weiter bestehen; er erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr nur um 2,2 % (entspricht 0,4 Mrd. kWh), nachdem er zuvor seit seinem Höchststand im Jahr 2017 (-52,5 Mrd. kWh) kontinuierlich -18,6 Mrd. kWh im Jahr 2020 gesunken war.

Nach ersten überschlägigen Berechnungen spiegeln sich die skizzierten Veränderungen (bei insgesamt konjunktur- und witterungsbedingt gestiegenem Primärenergieverbrauch) in einer leichten Abnahme

der Importquote (um 0,9 Prozentpunkte) wider; die Einfuhrabhängigkeit dürfte aber auch 2021 noch über 76 % liegen.

Wesentlich geändert haben sich – wie eingangs bereits gezeigt – die Importpreise für die fossilen Energieträger. Im Ergebnis führte die kräftige Erhöhung der Einfuhrpreise sowie die Zunahme der importierten Energiemengen (+ 0,9 %) dazu, dass sich die Importrechnung für Kohle, Öl und Gas von rund 41,4 Mrd. Euro im Jahr 2020 um 27,5 Mrd. Euro bzw. um etwa zwei Drittel auf 69 Mrd. Euro im Jahr 2021 erheblich gesteigert hat.

Mit Blick auf einzelne Energieträger zeigt sich folgendes Bild: Der Wert der Ölimporte erhöhte sich um mehr als 34 %, der der Erdgasimporte sogar um 131 %. Der wertmäßige Importsaldo bei den Kohlen nahm um mehr als 103 % zu. Bei elektrischem Strom erhöhte sich der (wertmäßige) Exportüberschuss um rund 157 % (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3

Saldo des Außenhandels mit Energieträgern in Deutschland von 2016 bis 2021

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Veränderung 2021 gegenüber 2020	
							Mrd. €	%
Kohle, Koks und Briketts	3,5	5,2	5,0	4,1	2,3	4,7	2,4	103,4
Erdöl, Erdölzeugnisse und verwandte Waren	29,0	36,1	43,8	42,8	26,9	36,0	9,1	34,0
Gas ¹⁾	16,1	15,0	18,0	15,9	12,3	28,3	16,0	130,8
Summe fossile Energien	48,6	56,3	66,8	62,9	41,4	69,0	27,5	66,4
Elektrischer Strom	-1,7	-1,8	-1,9	-1,6	-0,9	-2,2	-1,4	156,5
Insgesamt	46,9	54,5	64,9	61,3	40,6	66,7	26,2	64,5

1) Einschließlich Transitmengen

Quelle: Statistisches Bundesamt

Abhängigkeit der deutschen Wirtschaft von Energieimporten von Russland

Die Energieversorgung in Deutschland war 2021 zu mehr als 69 % von Importen abhängig. Zum Vergleich: 1990 betrug die Abhängigkeit noch rund 57 %. Die wichtigsten heimischen Energiequellen waren auch 2021 die Braunkohle sowie erneuerbare Energieträger, die nahezu vollständig im Inland erzeugt werden. Daraus folgt, dass die Importabhängigkeit bei den übrigen Energieträgern (Steinkohle, Erdgas und Mineralöle) deutlich über dem Durchschnittswert liegt. Während Kernenergie seit jeher zu 100 % importiert¹⁾ wird, stammten Mineralöl sowie Erdgas 2021 zu mehr als 95 bzw. 89 % aus Einfuhrquellen²⁾. Bei der Steinkohle stieg parallel zum Auslaufen der heimischen Förderung die Importquote an, seit 2019 wird die inländische Nachfrage nach Steinkohle vollständig durch Einfuhren gedeckt.

Für die Verletzbarkeit der 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 – dazu zählt insbesondere der Ausbau erneuerbarer Energiequellen – die Einfuhrabhängigkeit und reduziert somit die Gefahr von Angebotsstörungen oder -unterbrechungen sowie das Preisrisiko für die heimische Wirtschaft und die Verbraucher. Energieimporte bedeuten aber nicht prinzipiell ein Risiko. Die wesentliche Einflussgröße des Versorgungsrisikos liegt in der konkreten Liefer- und Bezugsstruktur der Importe sowie in der geopolitischen Beurteilung des länderspezifischen Risikos für Lieferunterbrechungen.³⁾

Die deutschen Energieimporte (2021: ca. 12.500 PJ) konzentrierten sich in der Reihenfolge ihrer Bedeutung auf das Erdgas (44 %), Rohöl (27 %), Mineralölprodukte (12 %) und die Steinkohle (9 %).

Betrachtet man vor dem Hintergrund des aktuellen Ukraine-Konflikts die regionale Diversifikation (Lieferstruktur), so fällt ins Auge, dass die wichtigsten Energieimporte, allen voran leitungsgebundenes Erdgas zu rund 55 %, Steinkohle zu knapp 50 %⁴⁾ und Rohöl zu etwa 34 % aus russischen Lieferquellen stammt.

Für Deutschland ist insgesamt festzustellen, dass die Zunahme der Importabhängigkeit in der Vergangenheit mit einer deutlichen Verschiebung der Einfuhrstruktur auf Förderregionen mit hoher geopolitischer Risikoeinstufung (Erdgas, Rohöl und Steinkohle aus Russland) einherging („Klumpenrisiko“). Angesichts der aktuellen geopolitischen Entwicklungen wurden über einen längeren Zeitraum die Versorgungsrisiken für Deutschland unterschätzt.

Der Wert der gesamten Einfuhren von Energierohstoffen (Kohle und Kohleprodukte, Rohöl und Mineralölerzeugnisse, Gas sowie elektrischer Strom, jedoch keine Kernbrennstoffe) nach Deutschland erreichte 2021 ein Niveau von 104 Mrd. €, er ist gegenüber dem Vorjahr (aufgrund der drastischen Preiserhöhungen) um mehr als 40 Mrd. € (+63 %) gestiegen. Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes belief sich die Energierechnung allein für die Einfuhrmengen von Erdgas, Rohöl (ohne Mineralölerzeugnisse) und Steinkohle (roh) aus russischen Lieferquellen im Jahr 2021 auf ca. 25 Mrd. € (davon 9,8 Mrd. € Erdgas, 9,7 Mrd. € für Rohöl und 2,2 Mrd. € für Steinkohle).

Eine stärkere Diversifikation der Bezugsquellen bzw. der Rückgriff auf importierte Energiemengen, die aus Regionen stammen, die als sicherer eingestuft werden, kann grundsätzlich die Gefahr von Lieferunterbrechungen und kurzfristigen

1) Die Zuordnung der Kernenergie als importierten Energierohstoff ist jedoch nicht zwingend; da aufgrund mehrjähriger Reichweiten der vorgehaltenen Brennstoffvorräte die Kernenergie in der Energiestatistik gemäß internationalen Konventionen (IEA, Eurostat) auch als „quasi“ heimische Energiequelle eingestuft werden kann.

2) Aufgrund der fortschreitenden Erschöpfung der Lagerstätten wird die inländische Fördermenge von Erdgas und Rohöl in Zukunft weiter zurück gehen.

3) Einzelheiten, vgl. EEFA (2010), Sicherheit unserer Energieversorgung – Indikatoren zur Messung von Verletzbarkeit und Risiken, (Studie im Auftrag des Weltenergieerats Deutschland).

4) Betrachtet man das Segment Stromerzeugung liegt der Anteil der Lieferungen aus Russland bei 70 %.

Versorgungsstörungen verringern⁵⁾. Das ökonomische Risiko von Preis- und Wechselkurs-schwankungen auf dem Weltmarkt bleibt jedoch in diesem Szenario für die Volkswirtschaft bestehen, bzw. könnte auf Dauer nur durch einen stärkeren Rückgriff auf heimische, insbesondere erneuerbare Energiequellen abgedeckt werden.

Kurzfristig sind die Optionen zum Hochfahren heimischer Energiegewinnung eher begrenzt. Der Rückgriff auf die noch vorhandenen inländischen Steinkohlevorräte (das letzte Bergwerk wurde Dezember 2018 stillgelegt) ist rechtlich, technisch und wirtschaftlich nahezu ausgeschlossen. Die kurzfristige Abkehr vom Ausstiegsfahrplan bei der Kernenergie (Verlängerung der Kernenergielaufzeiten) stößt auf betriebliche und sicherheitstechnische Probleme. Vor diesem Hintergrund stünde als kurzfristige Option nur die Ausweitung der Braunkohlenförderung bzw. -verstromung im Rahmen der vorhandenen Kapazitäten zur Verfügung bzw. das Tempo des gesetzlich fixierten Kohleausstiegs zu überdenken. Der im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz festgelegte Stilllegungspfad sieht bereits im laufenden Jahr

die Schließung mehrerer Kraftwerksblöcke vor. Im Hinblick auf die Klimaschutzanforderungen stellt der Ausbau erneuerbarer Energiequellen verbunden mit Erdgas als Übergangsenergie und flankiert durch Schaffung der notwendigen Infrastrukturen z. B. im Bereich der Stromnetze und der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft eine sinnvolle Strategie dar.

Kurzfristig ist auch Energieswitch bei den Importenergien möglich. Allerdings ließe sich insbesondere in der Stromversorgung importiertes russisches Erdgas lediglich teilweise durch besser verfügbare und preiswertere Kraftwerkskohle ersetzen. Etwa zwei Drittel der Erdgaskraftwerksleistung (KWK) dient der leitungsgebundenen Wärmeversorgung. Der Rückgriff auf Kohle(strom) stellt insbesondere im Wärmemarkt und zur Deckung der Energienachfrage für Mobilitätszwecke keine geeignete Kurzfrist-Strategie dar, da hier vor allem Kraftstoffe, Erdgas und Heizöl benötigt werden. Für diese Bereiche kommt im Wesentlichen die Veränderung der Liefer-/Einfuhrquellen, ggf. auch unter Inkaufnahme höherer Energiepreise als Handlungsoption in Frage.⁶⁾

5) Selbstverständlich trägt auch die Bevorratung (Speicherung) wichtiger Energieträger wie Rohöl, Kohle oder Erdgas dazu bei die Versorgungssicherheit zu erhöhen und zumindest kurzfristige Lieferunterbrechungen zu überbrücken.

6) BDEW (2022), Kurzfristige Substitutions- und Einsparpotenziale Erdgas in Deutschland.
https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Analyse_Kurzfristige-Gassubstitution-Deutschland_17032022_korr.pdf

Primärenergiegewinnung in Deutschland

Die inländische Energiegewinnung ist 2021 mit Ausnahme der erneuerbaren Energien und Erdöl bei allen anderen Energieträgern angestiegen, so dass es insgesamt zu einer Steigerung um etwa 4,9 % auf 3.552 PJ oder 121,1 Mio. t SKE gekommen ist (vgl. Tabelle 4). Am stärksten fiel dieser Anstieg der inländischen Gewinnung mengenmäßig bei der Braunkohle mit einem Plus von rund 173 PJ (+17,7 %) aus. Auch die Erdgasgewinnung erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr geringfügig, nämlich um 0,5 % auf rund 164 PJ im Jahr 2021. Zugleich ging in den vergangenen Jahren auch die inländische Förderung von Erdöl aufgrund der zunehmenden Erschöpfung von Altfeldern und Lagerstätten zurück. Dieser Trend setzte sich im Berichtsjahr 2021 fort: Die Erdölgewinnung verringerte sich 2021 gegenüber dem Vorjahr um 4,5 % (4 PJ).¹⁰⁾

Die erneuerbaren Energieträger konnten ihre Position als bedeutsamste heimische Energiequelle vor der Braunkohle im Jahr 2021 nicht weiter ausbauen.

Trotz des Zubaus neuer Anlagen ging die inländische Gewinnung aus erneuerbaren Quellen aufgrund des verringerten Winddargebotes im Vergleich zum Vorjahr im Jahr 2021 geringfügig, nämlich um 0,2 % zurück. Ihr Anteil an der gesamten inländischen Gewinnung ist im insgesamt gewachsenen Energiemarkt von 57,6 auf 54,7 % gesunken. Die Braunkohle verzeichnet mit 32,4 % deutliche Anteilsgewinne (2020: 28,9 %). Beide Energieträger rangieren allerdings weiter mit großem Abstand vor dem Erdgas und dem Erdöl.

Bezogen auf den Primärenergieverbrauch im Jahr 2021 hat sich der Anteil der inländischen Gewinnung insgesamt erhöht, und zwar von 28,5 % im Jahr 2020 auf nunmehr rund 29 % (vgl. Tabelle 4). Diese Entwicklung ist zugleich auch der Tatsache geschuldet, dass der Primärenergieverbrauch nach dem pandemiebedingten Einbruch im Vorjahr im Zuge der wirtschaftlichen Erholung um 3,1 % und damit weniger kräftiger zugenommen hat, als die Gewinnung von Primärenergieträgern im Inland.

Tabelle 4

Primärenergiegewinnung in Deutschland 2020 und 2021

	Gewinnung				Veränderungen 2021 gegenüber 2020		Anteile	
	2020	2021	2020	2021			2020	2021
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	%	%	
Mineralöl	81	77	2,8	2,6	-4	-4,5	2,4	2,2
Erdgas, Erdölgas	163	164	5,6	5,6	1	0,5	4,8	4,6
Steinkohle	0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	979	1.153	33,4	39,3	173	17,7	28,9	32,4
Erneuerbare Energien	1.949	1.945	66,5	66,3	-4	-0,2	57,6	54,7
Übrige Energieträger	213	213	7,3	7,3	1	0,3	6,3	6,0
Insgesamt	3.385	3.552	115,6	121,1	167	4,9	100,0	100,0
Nachrichtl.: Anteil am Primärenergieverbrauch							28,5	29,0

Angaben teilweise geschätzt, Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: AG Energiebilanzen, 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).

¹⁰⁾ In diesem Zusammenhang ist 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 2021 nach vorläufigen Berechnungen der AG Energiebilanzen mit 3.961 PJ (135,1 Mio. t SKE) um 3,1 % unter dem Niveau des Vorjahres.

Mit Ausnahme von leichtem Heizöl und Dieselmotorkraftstoff und den sonstigen Produkten lagen alle Produkte (Inlandsabsatz) im Plus. Insgesamt entwickelte sich der Verbrauch der wichtigsten Mineralölprodukte

Tabelle 5

Verbrauch und Aufkommen von Mineralöl in Deutschland 2020 und 2021

	2020	2021 ¹⁾	Veränderung
	in Mio. t	in Mio. t	in %
Verbrauch insgesamt	95,5	92,4	-3,3
Eigenverbrauch und Verluste ²⁾	6,0	6,2	2,8
Inlandsverbrauch	89,5	86,2	-3,7
davon: Ottokraftstoff	16,3	16,3	0,4
Dieselmotorkraftstoff	35,1	34,5	-1,7
Flugkraftstoffe	4,7	5,9	24,2
Heizöl, leicht	15,6	10,8	-30,8
Heizöl, schwer ³⁾	0,8	1,2	47,5
Rohbenzin	11,8	13,1	11,2
Flüssiggas	3,5	3,7	6,0
Schmierstoffe	0,8	0,9	5,9
Sonstige Produkte	10,9	9,5	-12,9
Recycling (abzüglich)	-5,8	-6,0	3,2
Bio-Kraftstoffe ⁴⁾ (abzüglich)	-4,1	-3,7	-11,4
Aufkommen insgesamt	89,5	86,2	-3,7
Inländische Gewinnung	1,9	1,8	-4,5
Raffinerieerzeugung	97,3	95,7	-1,7
aus: Rohöleinsatz	84,0	82,8	-1,4
Produkteneinsatz	13,3	12,9	-3,0
Außenhandel Produkte (Saldo)	12,5	10,0	
Einfuhr	34,8	35,3	1,3
Ausfuhr	22,3	25,3	13,4
Ausgleich (Saldo (Bunker, Differenzen))	-14,2	-13,2	
Raffineriekapazität	105,7	105,7	0,0
Auslastung der Raffineriekapazität in %	79,5	78,3	
Primärenergieverbrauch von Mineralöl (PJ)	4.087	3.961	-3,1

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

sehr unterschiedlich (vgl. Tabelle 5): Der Verbrauch von Dieselmotorkraftstoff nahm gegenüber dem Vorjahr um 1,7 % auf 34,5 Mio. t ab. Gleichwohl blieb der Absatz von immer noch nahezu doppelt so hoch wie der der Ottomotorkraftstoffe (16,3 Mio. t), deren Nachfrage sich im Jahr 2021 um 0,4 % geringfügig erhöhte. Der Verbrauch von Flugkraftstoffen nahm im Berichtsjahr kräftig, nämlich um 24,2 % zu, nachdem er im Vorjahr durch die Folgen der Covid-19-Pandemie um fast 54 % eingebrochen war. Damit liegt der Absatz in diesem Segment im Jahr 2021 (rund 5,9 Mio. t) immer noch um mehr als 40 % und damit weit unterhalb der „Normalmengen“, die vor den Ausbruch der Corona-Krise zu beobachten waren. Insgesamt war die Nachfrage nach Kraftstoffen (2021 rund 56,7 Mio. t), die einen Anteil von rund 65,8 % am gesamten deutschen Ölverbrauch hatten, im Jahr 2021 um mehr als 1,1 % (entspricht 0,6 Mio. t) höher als 2020.

Mit einer Abnahme von mehr als 30 % entwickelte sich der Absatz von leichtem Heizöl deutlich negativ. Diese Entwicklung dürfte angesichts der 2021 verglichen mit dem Vorjahr deutlich kühleren Witterung (vgl. dazu im Einzelnen den Abschnitt „Witterungs- und Temperatureinflüsse“) weniger auf „echte“ Verbrauchssenkungen durch weiter fortschreitende Effizienzverbesserungen (durch den Einsatz moderner Öl-Brennwertheizungen oder die Substitution ölbefeueter Heizungsanlagen durch Wärmepumpen oder Erdgas-Brennwertgeräte) zurückzuführen sein, sondern in Anbetracht der im Verlauf des Jahres 2021 stark gestiegenen Verbraucherpreise für leichtes Heizöl vor allem auf den Abbau vorhandener Heizölbestände bei den privaten Haushalten und Gewerbekunden zurückzuführen sein. 2020 war bei niedrigen Preisen ein Bestandsaufbau erfolgt.

Die Preise für leichtes Heizöl nahmen im Jahresdurchschnitt von 2020 auf 2021 von 49,9 c/Liter auf 70,7 c/Liter zu und sind damit um rund 41,8 % angestiegen. Angesichts dieser Preiserhöhungen in Kombination mit den niedrigeren Außentemperaturen dürfte es zu einem spürbaren Abbau der Tankbestände in einer Größenordnung von rund 2,6 Mio. t (bzw. 113 PJ) gekommen sein, der sich in erster Linie auf die privaten Haushalte konzentrierte. Soweit dies der Fall war, wäre der tatsächliche Verbrauch entsprechend höher als die 2021 statistisch erfasste bzw. abgesetzte Heizölmenge.

Die Raffinerieerzeugung ging mit einem Minus von 1,7 % im Jahr 2021 auf ein Niveau von 95,7 Mio. t zurück. Dabei nahm die Raffinerieerzeugung aus Rohöl mit ihrem Anteil von rund 86,5 % um 1,4 % ab, während sich die Produktenverarbeitung sogar um 3 % verringerte. Die (gegenüber dem Vorjahr) erneut unveränderte Raffineriekapazität von 105,7 Mio. t wurde angesichts der rückläufigen Erzeugung im Jahr 2021 mit 78,3 % ausgelastet; 2020 betrug die Auslastung noch knapp 80 %.

Der Außenhandel mit Mineralölprodukten veränderte sich 2021 deutlich. Per Saldo überwog die Einfuhr, die 2021 mit 35,3 Mio. t die Ausfuhr von 25,3 Mio. t allerdings nur noch um etwa 10 Mio. t übertraf.

Deutschland ist wegen der sehr begrenzten einheimischen Erdölressourcen weitgehend abhängig von Rohölimporten, die 2021 mit 81,4 Mio. t um 1,6 % unter dem Niveau des Vorjahres lagen. Die mit Abstand wichtigsten Lieferregionen von Rohöl waren 2021 mit erneut gewachsenem Anteil Russland (34,1 %), und Kasachstan (12,5 %). Den dritten Platz der bedeutendsten Einfuhrregionen nahmen 2021 Norwegen ein, deren Anteil an den Rohöleinfuhren um 0,8 Prozentpunkte auf 9,8 % gestiegen ist. Großbritannien, das im Jahr zuvor noch den zweiten Platz der wichtigsten Lieferregionen belegte, rutschte 2021 mit einem Lieferanteil von 9,3 % (7,6 Mio. t) auf den fünften Platz ab. Ein weiteres wichtiges Bezugsland war 2021 mit einem Lieferanteil von 9,6 % (bezogen auf die gesamte Einfuhrmenge) die USA (vgl. Tabelle 6). Nach Fördergebieten untergliedert reduzierte sich der Anteil der Rohölimporte aus den Ländern der ehemaligen Sowjetunion (GUS-Staaten) im insgesamt schrumpfenden Markt, er verringerte sich von 43 % (2020) auf weniger als 41 % im Jahr 2021. Dagegen verzeichneten die OPEC-Staaten (2020: 16,3 %) leichte Anteilsgewinne (2021: 17,4 %), während die Nordsee-Anrainerländer ihren Lieferanteil auf rund 26,3 % absenkten.

Die den deutschen Rohölimportpreis bestimmenden internationalen Ölpreise und der Euro-US-Dollar-Devisenkurs entwickelten sich auch 2020 volatil, d.h. mit erheblichen kurzfristigen Schwankungen (vgl. Abbildung 4).

Tabelle 6

Rohölimporte Deutschlands 2020 und 2021 nach Ursprungsländern

Wichtige Lieferländer / Förderregionen	2020	2021	Veränderungen 2020/2021	2020	2021
	in Mio. t		in %	Anteile in %	
Russische Föderation	28,1	27,7	-1,4	34,0	34,1
Großbritannien	9,5	7,6	-20,0	11,5	9,3
Norwegen	8,0	7,8	-2,7	9,7	9,6
Kasachstan	7,4	8,0	7,7	9,0	9,8
USA	9,4	10,2	8,6	11,3	12,5
Nigeria	4,3	1,7	-59,9	5,1	2,1
übrige Länder	16,0	18,4	14,7	19,4	22,6
Insgesamt	82,7	81,4	-1,6	100,0	100,0
OPEC	13,5	14,2	5,0	16,3	17,4
Nordsee ¹⁾ (o. BRD)	24,1	21,4	-10,9	29,1	26,3
Ehemalige GUS	35,7	33,2	-7,0	43,1	40,8
Sonstige	9,5	12,6	32,8	11,5	15,5
Insgesamt	82,7	81,4	-1,6	100,0	100,0

1) Einschließlich übrige EU-Staaten.

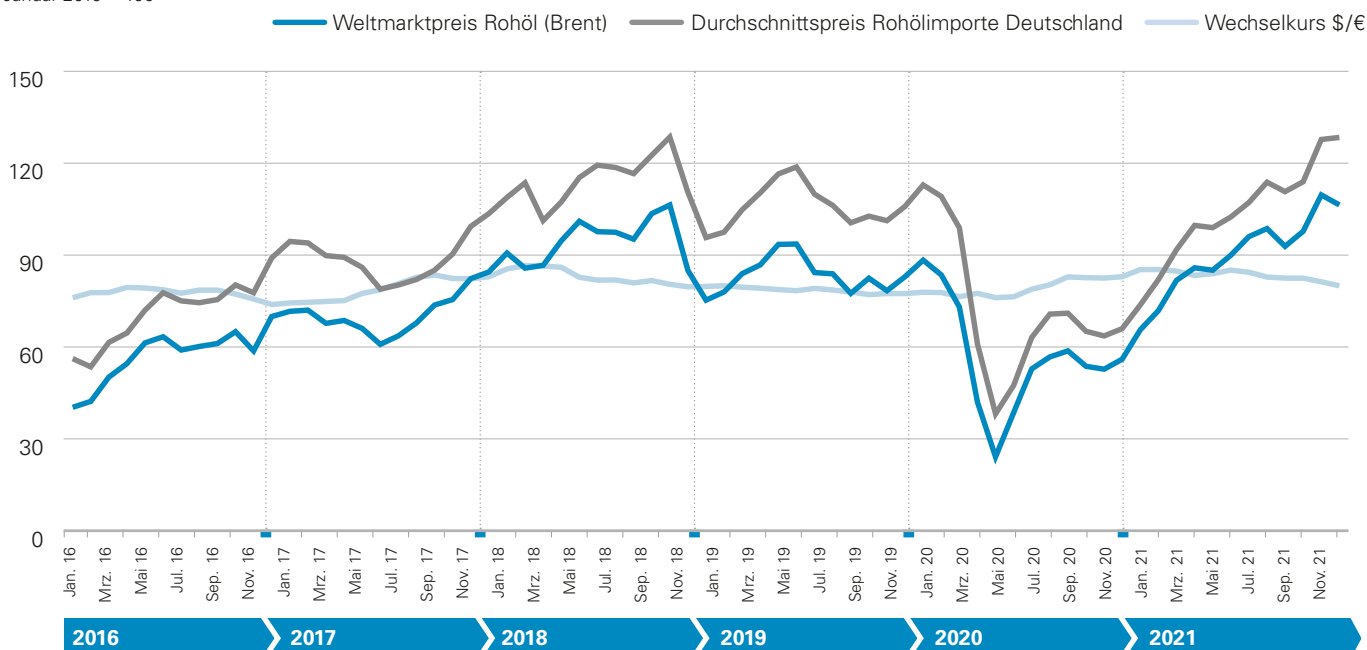
Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, RohölINFO Dezember 2021 und Statistisches Bundesamt

Abbildung 4

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent) ¹⁾, Grenzübergangspreise für deutsche Rohölimporte ²⁾ und Wechselkurse von Januar 2016 bis Dezember 2021

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

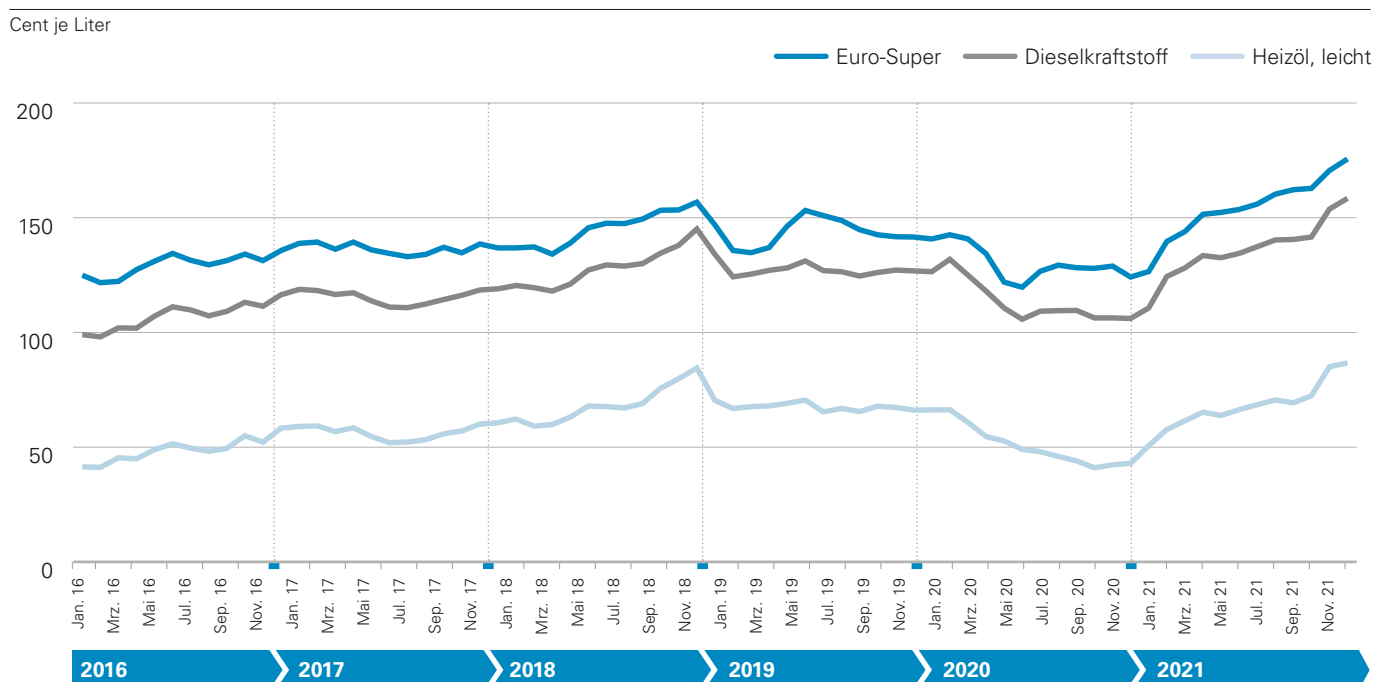
Die für Europa wichtige Rohölsorte Brent UK, die im Jahresdurchschnitt 2020 mit rund 50 US-Dollar je Barrel (US-\$/bbl; 1 barrel = 159 Liter) noch um ca. 14 US-Dollar unter den Werten des Vorjahres lagen, erhöhten sich 2021 auf knapp 71 US-Dollar. Trotz des kräftigen Preisanstieges liegen sie damit jedoch nach wie vor noch weit unterhalb der Höchststände, die in den Jahren 2011/2012 (mit rund 112 US-\$/bbl) zu beobachten waren. Im unterjährigen Verlauf des Jahres 2021 zeigt sich der skizzierte Preisanstieg deutlich ausgeprägter. Der Rohölpreis nahm ausgehend von seinem niedrigsten Wert im Januar (mit rund 55 US-\$/bbl) bis Oktober auf den Jahreshöchststand von 83,54 US-Dollar/bbl zu. Bis Dezember 2021 war anschließend wieder ein leichter Rückgang des Preises auf rund 74 US-\$/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 laufenden Jahres 2021 spürbar 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 2021 ist der Wechselkurs (Mengennotierung) bis zum Jahresende auf rund 1,13 US-\$/€ (Dezember 2021) gesunken. Im direkten Monats-Vergleich zum Vorjahr ergeben sich gegenläufige Entwicklungen: Von Januar bis Juli 2021 lag der Wechselkurs (Mengennotierung) in der Größenordnung zwischen gut 3 und knapp 11 % über dem Niveau der jeweiligen Vorjahresmonate. In der zweiten Jahreshälfte (August bis Dezember) ist hingegen eine Abwertung zwischen knapp 0,2 % und mehr als 7 % (im Dezember 2021) gegenüber den Vergleichsmonaten der Vorperiode zu beobachten.¹¹⁾ Die Aufwertung des Euro hat demzufolge den Preisanstieg für Rohöl auf dem Weltmarkt für deutsche Verbraucher in der ersten Jahreshälfte (bis Juli) etwas abgefedert, ab August führte die Abwertung des € hingegen zu einer Verstärkung des Preisanstieges für Verbraucher im Inland. Im Gesamtergebnis erhöhten sich die deutschen Rohölimportpreise (auf Jahresbasis und in Euro/bbl gerechnet) von 2020 auf 2021 etwas weniger kräftig (+56,7 %) als die Weltmarktpreise (in US-\$/bbl) für Rohöl (+62,5 %).

Abbildung 5

Preise für Kraftstoffe und leichtes Heizöl in Deutschland 2016 bis 2021



Quellen: en2x-Wirtschaftsverband Fuels&Energie, Statistisches Bundesamt

11) Im Durchschnitt des Jahres 2021 erhöhte sich der Wechselkurs gegenüber dem Jahr 2020 um 3,6 % auf 1,18 US-\$/€ (Aufwertung des €).

In Euro und auf Tonne umgerechnet sind die deutschen Rohölimportpreise von 278 €/t im Jahresdurchschnitt 2020 auf mehr als 436 €/t im Jahr 2021 gestiegen. Ungeachtet der im Jahr 2021 gegenüber dem Vorjahr um knapp 1,6 % verringerten Einfuhrmengen, bei im gleichen Zeitraum um fast 57 % erhöhten Rohölpreisen für deutsche Verbraucher, nahmen die Gesamtkosten für die Rohölimporte um mehr als 54 %, nämlich von rund 23 Mrd. € auf 35,5 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). Nachdem die Preise für Superbenzin, Dieselmotortreibstoff und leichtes Heizöl im Jahresdurchschnitt von 2019 auf 2020 vor allem aufgrund der konjunkturellen und sektoralen Folgen der Maßnahmen zur Bekämpfung der Corona-Krise spürbar nachgegeben hatten, kam es 2021 im Zusammenhang mit der wiederbelebten Nachfrage zu deutlichen Preisanstiegen: Im Jahresdurchschnitt zogen die Preise für Superbenzin um mehr als 22 %, für Dieselmotortreibstoff um fast 25 % und für leichtes Heizöl sogar um etwa 42 % an.

Allerdings zeigte sich zum Jahresende 2021 bei allen drei Produkten wieder eine preissenkende Tendenz, so dass die Verbraucherpreise im Dezember 2021 durchweg unter dem Niveau lagen, das noch im November des Jahres zu beobachten war. Trotz des Rückgangs lagen die Preise im Dezember spürbar über dem Niveau, das noch am Jahresanfang (Januar 2021) zu beobachten war. So lag der Preis für leichtes Heizöl im Dezember 2021 um 27,3 Cent je Liter über dem Preis vom Januar 2021 (entspricht einem Preisanstieg von fast 20 %). Der Tankstellenpreis für Dieselmotortreibstoff erhöhte sich im gleichen Zeitraum um rund 24 % (+29,6 Cent je Liter) und der Preis für leichtes Heizöl legte um mehr als 41 % zu (+23,90 Cent je Liter).

Gemessen am Erzeugerpreis-Index waren Mineralölzeugnisse insgesamt in Deutschland im Jahresdurchschnitt 2021 um 27,6 % teurer als 2020.

Erdgas

Der Erdgasverbrauch in Deutschland nahm 2021 nach vorläufigen Daten um 4,9 % auf rund 1.012 Mrd. kWh zu. Der Erdgasverbrauch war damit so hoch wie zuletzt in den Jahren 2005/2006.

Die inländische Förderung von Erdgas nahm ab Jahresmitte 2021 wieder zu und wird mit voraussichtlich knapp 51 Mrd. kWh um etwa 0,5 % über dem Vorjahreswert liegen. Eine Ursache für die kräftige Abnahme im Vorjahr (-16 %) war die neunwöchige Revision einer Erdgasaufbereitungsanlage (im zweiten Halbjahr 2020), die die gesamte inländische Förderung im Jahr 2020 spürbar minderte. Inspektions- und Wartungsarbeiten in diesem Umfang stehen nur etwa alle 10 Jahre an. Die heimische Förderung von Erdgas deckte 2021 rund 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 unsere 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 2021 rund 901 Mrd. kWh. Die Nettoeinfuhrmenge nahm damit gegenüber dem Vorjahr spürbar, nämlich um 4,9 %, zu.

Nach dem Jahr 2020, mit durchgängig relativ hohen Füllständen, der ans deutsche Erdgasnetz angeschlossenen Untergrundspeicher, starteten die Speicher mit einem durchschnittlichen Befüllungsgrad in das Jahr 2021. Aufgrund des langen und vergleichsweise kalten Winters hat die Wiederbefüllung der Speicher ausgehend von einem sehr niedrigen Niveau erst spät begonnen. Zum 15.12.2021 betrug der Füllstand der Speicher hierzulande rund 58 %. Dabei stellt sich die Situation heterogen dar: Die Füllstände der Speicher in Deutschland weisen eine große Bandbreite auf. Per Saldo wurden 2021 rund 61 Mrd. kWh Erdgas gespeichert. Zum Vergleich: 2020 wurden noch 56 Mrd. kWh eingespeichert.

Bei der Verwendung von Erdgas in den einzelnen Verbrauchssektoren zeichnen sich für 2021 folgende Entwicklungen ab (vgl. Tabelle 7):

- Die Nachfrage der Industrie, die im Jahr 2020 bedingt durch die Auswirkungen der Corona-Pandemie stark zurückgegangen war, legte 2021 vor allem im 2. und 3. Quartal kräftig zu. Im Zuge der konjunkturellen Erholung seit dem Ende des pandemiebedingten Lockdowns wuchs der Erdgasverbrauch des Industriesektors (Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe, Mineralölverarbeitung, sonstige Energieerzeuger) nach ersten Schätzungen um etwa 1,5 % auf 372 Mrd. kWh. Die hier gewählte Abgrenzung umfasst auch den Erdgaseinsatz in den von Industrieunternehmen selbst betriebenen Erdgaskraftwerken sowie den nichtenergetischen Verbrauch. Der Verbrauch im Industriesektor ist naturgemäß weniger temperatur- und eher mehr konjunkturabhängig.
- Der Erdgasverbrauch der Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsunternehmen nahm ebenfalls sichtbar zu. Im Gegensatz zur Industrie wird Erdgas in diesem Verbrauchssegment zu gut vier Fünfteln für Raumwärmezwecke eingesetzt. Die niedrigeren Temperaturen ließen die Erdgasnachfrage der GHD-Unternehmen somit steigen. Konjunkturelle Effekte verstärkten den Zuwachs. Insgesamt kann für das Jahr 2021 im GHD-Sektor mit einem Verbrauchsplus von fast 12,5 % gerechnet werden.
- Bei den privaten Haushalten (einschließlich der sie mit Raumwärme und Warmwasser versorgenden Wohnungsgesellschaften) ist aufgrund der kühlen Witterung in der ersten Jahreshälfte 2021 ein kräftiger Verbrauchszuwachs zu erwarten. Aktuelle Daten zeigen für das Jahr 2021 einen Anstieg um gut 13 % auf 312 Mrd. kWh. Der Verbrauchszuwachs wurde zusätzlich durch den weiteren Zubau von Wohnungen, die direkt mit Erdgas beheizt werden, forciert.
- Der Einsatz von Erdgas als Brennstoff in den Kraft- und Heizkraftwerken zur Stromversorgung nahm 2021 ab. Zwar erforderte das geringere

Tabelle 7

Erdgasaufkommen und -verwendung in Deutschland 2020 und 2021

	Einheit	2020	2021 ¹⁾	Veränderung in %
Inländische Förderung	Mrd. kWh	50,3	50,5	0,5
Einfuhr ²⁾	Mrd. kWh	1.684,9	1.673,3	-0,7
Summe Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1.735,3	1.723,9	-0,7
Ausfuhr ²⁾	Mrd. kWh	826,0	772,4	-6,5
Speichersaldo ³⁾	Mrd. kWh	56,0	60,8	-
Erdgasabsatz im Inland	Mrd. kWh	965,3	1.012,2	4,9
Primärenergieverbrauch	Mrd. kWh (Hs)	965,3	1.012,2	4,9
	Petajoule (Hi)	3.135,9	3.288,2	4,9
	Mio. t SKE (Hi)	107,0	112,2	4,9
Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunft				
Inländische Förderung ⁴⁾	%	5,2	5,0	
Importquote	%	94,8	95,0	
Struktur des Erdgasverbrauchs nach Verbrauchsbereichen				
Industrie (einschl. Industriekraftwerke)	Mrd. kWh	367,0	372,5	1,5
Stromversorgung (einschl. BHKW)	Mrd. kWh	133,5	93,1	-30,3
Fernwärme-/Kälteversorgung (einschl. BHKW)	Mrd. kWh	58,1	94,1	61,9
Private Haushalte	Mrd. kWh	275,9	312,1	13,1
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mrd. kWh	113,1	127,3	12,5
Verkehr	Mrd. kWh	1,8	2,0	12,6
Erdgasabsatz insgesamt	Mrd. kWh	949,5	1.001,0	5,4
Eigenverbrauch und statistische Differenzen	Mrd. kWh	15,8	11,2	-28,9
Primärenergieverbrauch	Mrd. kWh (Hs)	965,3	1.012,2	4,9

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Import- und Exportmengen einschließlich sämtlicher Transitmengen

3) Minus = Einspeicherung; Plus = Ausspeicherung

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.

Winddargebot im gleichen Zeitraum zunächst den Mehreinsatz von Erdgas zur Stromerzeugung, die im 2. Halbjahr rasant gestiegenen Preise für Kraftwerksgas auf den Weltmärkten (sowie höhere Preise für CO₂-Emissionszertifikate bei gleichzeitig stark gestiegenen Börsenstrompreisen) drängten Gaskraftwerke zunehmend aus dem Markt. Im Ergebnis nahm der Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung insgesamt (also inkl. Industriekraftwerke) nach vorläufigen Berechnungen um 20 % ab.¹²⁾

- Für die Wärmeerzeugung bei den Fernwärmeversorgern wurde ebenfalls mehr Erdgas eingesetzt. Insbesondere erforderte die hohe Nachfrage nach Wärme in der ersten Jahreshälfte den vermehrten Einsatz dieses Brennstoffs. Vorläufige Zahlen zeigen ein Plus von 61,9 % beim Brennstoffeinsatz von Erdgas in den Heiz- und Heizkraftwerken der allgemeinen Versorgung (≥ 1 MWel), sodass hier ein Anstieg auf rund 94 Mrd. kWh zu beobachten ist. Dazu trug außerdem der Zubau von Wohnungen bei, die indirekt (nämlich über Fernwärme) mit Erdgas beheizt bzw. versorgt werden.
- Der Absatz von Erdgas an den Verkehrssektor legt 2021 ebenfalls voraussichtlich um 12,6 % zu, so dass hier ein Verbrauchsniveau von 2 Mrd. kWh erreicht wird.

Der Anteil von Erdgas am gesamten Primärenergieverbrauch nahm verglichen mit 2020 um 0,4 Prozentpunkte auf 26,8 % im Jahr 2021 zu.

Ersten Zahlen zufolge werden 2021 rund 10,1 Mrd. kWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in das deutsche Erdgasnetz eingespeist. 2020 waren es rund 9,9 Mrd. kWh, von denen knapp 8 Mrd. kWh in die gekoppelte Stromerzeugung gingen. Rund 1,4 Mrd. kWh wurden als Kraftstoff eingesetzt, weitere rund 0,5 Mrd. kWh fanden im Wärmemarkt (Raumwärme, Warmwasser) Absatz. Die restlichen Mengen wurden z. B. stofflich genutzt, exportiert oder fanden sonstigen Einsatz. 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 2021 von sieben Unternehmen als Erdgasfördergesellschaften, 31 als Speicherbetreiber, 16 als Transportnetzbetreiber, 703 als Gasverteilnetzbetreiber und 1.051 als Vertriebsgesellschaften im Endkundengeschäft tätig.¹³⁾ Die Zahl, der in der Gaswirtschaft Beschäftigten, nahm leicht um 2,4 % auf 41.300 per Ende 2021 zu.

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.

Im Verlauf des Jahres 2021 zogen die Einfuhrpreise für Erdgas (in Euro je Gigajoule) kräftig an. Der Grenzübergangspreis (auf Jahresbasis) erhöhte sich in der Zeit zwischen 2020 und 2021 von 3,41 €/GJ (entspricht 1,23 ct/kWh) auf 7,08 €/GJ (2,55 ct/kWh) und hat sich demzufolge gegenüber dem Vorjahr mehr als verdoppelt (+108 %). Der Jahresdurchschnittswert liegt allerdings immer noch unter dem Niveau des Höchststandes, der 2012 zu beobachten war (8,08 €/GJ bzw. 2,90 ct/kWh). Mit Blick auf die monatliche Entwicklung ergibt sich ein anderes Bild: Allein von Januar bis Dezember 2021 stieg der Durchschnittspreis der Erdgaseinfuhren von 4,16 €/GJ (1,5 ct/kWh) auf 14,79 €/GJ (5,33 ct/kWh). Dies entspricht einer Preissteigerung von 256 % (vgl. Abbildung 6). Gleichzeitig markiert der

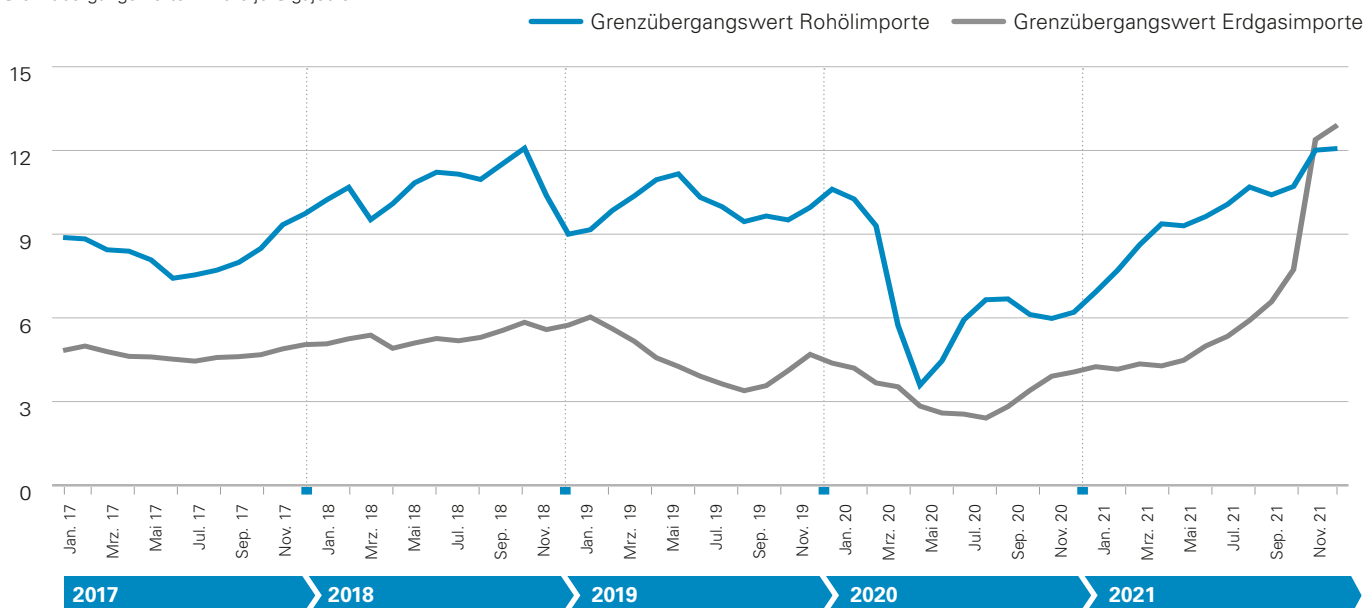
12) Dieser kräftige Rückgang des Brennstoffeinsatzes zur Stromerzeugung aus Erdgas – die insgesamt lediglich um rund 5 % im Vergleich zum Vorjahr abnahm – ist in erster Linie auf die Veränderung der Stromerzeugungsstruktur zurückzuführen. So nahm die Stromerzeugung der erdgasbefeuernden Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen aufgrund der witterungsbedingt höheren Wärmeerzeugung im Berichtsjahr 2021 um gut 5 % zu, wohingegen die ungekoppelte Stromerzeugung in Gaskraftwerken um etwa ein Viertel zurückgegangen ist. Der höhere Anteil effizienter Kraft-Wärme-Kopplung an der gesamten Stromerzeugung aus Erdgas hatte zur Folge, dass der Brennstoffeinsatz überproportional gesunken ist.

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

Abbildung 6

Monatliche Grenzübergangswerte für Rohöl und Erdgas von 2017 bis 2021

Grenzübergangswerte in Euro je Gigajoule



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Einfuhrpreis für Dezember 2021 ein neues Allzeithoch. Verglichen mit dem alten Höchststand von März 2012 beträgt die Preissteigerung im Dezember 2021 rund 6,6 €/GJ (2,36 ct/kWh) bzw. knapp 80 %.

Die Entwicklung der Importpreise wirkt sich unterschiedlich auf die inländischen Abgabepreise aus (vgl. Abbildung 7). Infolge unterschiedlicher Beschaffungszeiträume für verschiedene Kundengruppen kommt es zu differenzierten Preisentwicklungen. Zudem fallen die relativen Preisänderungen bei Großverbrauchern aufgrund des insgesamt geringeren Preisniveaus höher aus. Parallel zu den Erdgasimportpreisen stieg das Preisniveau für Erdgas an der Börse (Spotmarkt) deutlich an, und zwar von 9,56 €/MWh auf 47,09 €/MWh (+393 %) ¹⁴⁾.

Vor dem Hintergrund insbesondere ab dem 4. Quartal 2021 drastisch gestiegener Erdgasimport- und -großhandelspreise, legten auch die Endkundenpreise bzw.

die Abgabepreise an Verbraucher im Jahresverlauf kräftig zu, wenngleich in unterschiedlichem Ausmaß. So verdreifachten sich insbesondere die Abgabepreise an Kraftwerke (Januar 2021 bis Dezember 2021: +298 %), wohingegen sich die Preise für Industriekunden im gleichen Zeitraum verdoppelten. ¹⁵⁾ Bei der Interpretation ist zu beachten, dass sich die Preise für große industrielle Abnehmer (Jahresabgabe größer 500 GWh) aufgrund der kurzfristigeren Beschaffung um rund 141 % gegenüber dem Vorjahr erhöht haben, für kleine industrielle Gasverbraucher (Abgabe 11,63 GWh/a) betrug die Preissteigerung hingegen etwa 31 %.

Aufgrund frühzeitiger Beschaffung steigen die Gaspreise für die Bereiche Gewerbe, Handel, Dienstleistungen um rund 9,3 %. Für die privaten Haushalte war 2021 im Vergleich zum Vorjahr im Durchschnitt eine Preiserhöhung von etwa 3,4 % zu beobachten (vgl. Abbildung 7).

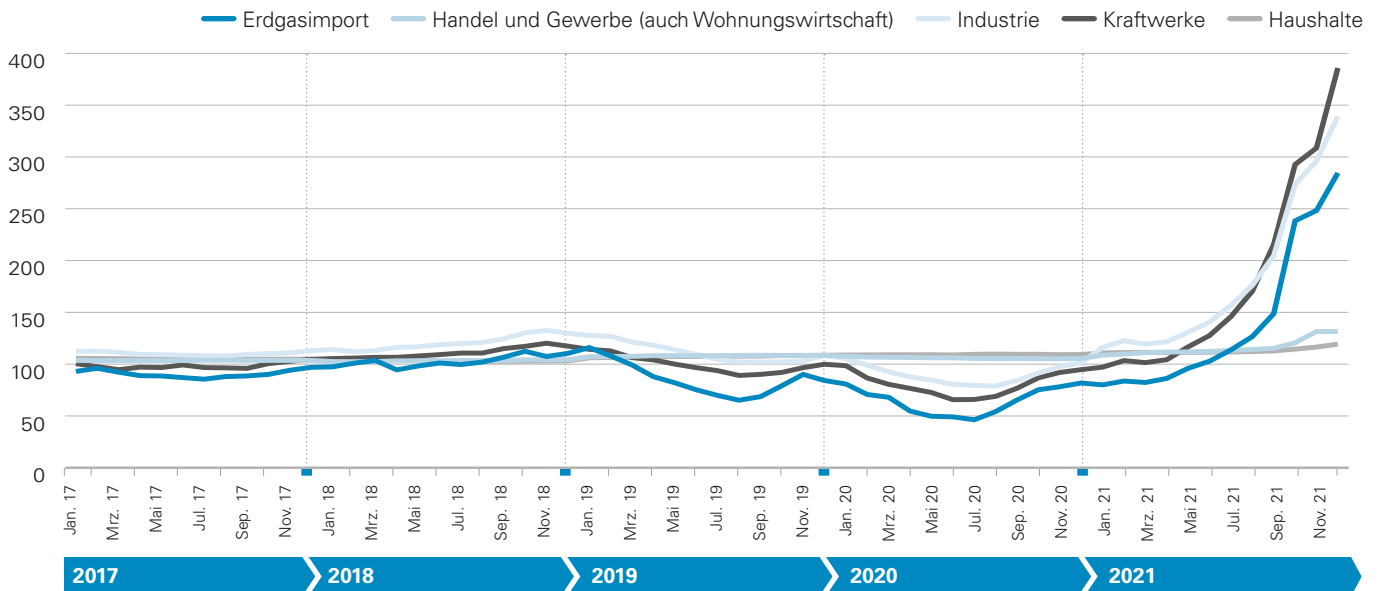
¹⁴⁾ Mittelwert aus den Daily Reference Prices der Marktgebiete von Gaspool, NCG und TTF; Einzelheiten vgl. BDEW Gaspreisanalyse (Stand: Januar 2022).

¹⁵⁾ Auch auf der Grundlage von Jahresdurchschnittswerten haben sich die Abgabepreise für Erdgas an Kraftwerke sowie industrielle Kunden von 2020 auf 2021 mehr als verdoppelt.

Abbildung 7

Monatliche Preise für Erdgasimporte und -absatz in Deutschland von 2017 bis 2021

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



Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Statistisches Bundesamt

Die unterschiedliche Entwicklung von Börsen- und Vertriebspreisen für verschiedene Kundengruppen hängt mit der Zusammensetzung der Endkundenpreise und unterschiedlich langen Vertragslaufzeiten zusammen. Die Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt bilden nur einen Teil des Endkundenpreises ab. Hinzu kommen Netzentgelte für die Finanzierung der Netzinfrastruktur sowie Steuern und Abgaben, die nur gering schwanken, d. h. die Preisentwicklung an der Börse wirkt sich nur in abgeschwächter Form auf die Veränderung der Endkundenpreise aus.

Die differenzierten Preisentwicklungen bei verschiedenen Kundengruppen sind aber hauptsächlich eine Folge unterschiedlich langer Vertragslaufzeiten.

Bei längeren Vertragslaufzeiten werden schon zu Beginn der Vertragslaufzeit Gasmengen am Terminmarkt im Voraus beschafft, um die Lieferverpflichtung über die Laufzeit zu erfüllen („back-to-back-Beschaffung“). In der Regel sind die Beschaffungszeiträume, aber auch die Vertragslaufzeiten für große Verbraucher kürzer, für Haushaltskunden und Kleingewerbe länger. Eine längere Vertragslaufzeit bedeutet in der Praxis, dass kurzfristige Schwankungen der Einkaufspreise geglättet und damit bei sinkenden Marktpreisen verzögert auf die Endkundenpreise wirken. Dies gilt im umgekehrten Fall aber auch für steigende Einkaufspreise, die sich ebenfalls in geringerem Umfang und verzögert auf den Endkundenpreis auswirken.

Steinkohle

Nach vorläufigen Schätzungen hat sich der deutsche Primärenergieverbrauch auf Basis Steinkohle im Jahr 2021 gegenüber dem Vorjahr wieder deutlich erhöht – um rd. 16,5 % auf 1.044 PJ (35,6 Mio. t SKE). Der seit sieben Jahren stetig verlaufende Abwärtstrend wurde erstmals wieder unterbrochen. Diese Trendumkehr wurde durch den Preisanstieg bei anderen Energieträgern sowie durch witterungsbedingt geringere Strom-einspeisung i.W. aus Windenergieanlagen begünstigt (vgl. Tabelle 8).

Die Entwicklung in den beiden bedeutendsten Steinkohleeinsatzsektoren (Einsatz in Kraftwerken und in der Stahlindustrie) zeigte sich im vergangenen Jahr – mit jeweils zweistelligen Prozentwerten – deutlich erholt gegenüber dem Vorjahr. So ist der Steinkohleeinsatz in Form von Koks-kohle und Koks in der Stahlindustrie um mehr als 12 % auf 432 PJ (knapp 15 Mio. t SKE) angestiegen. Maßgeblich dafür war insbesondere die Erholung der Konjunktur und der damit einhergehende Anstieg der Roheisenerzeugung, die sich im Jahr 2021 um mehr als 14 % auf knapp 26 Mio. t erhöhte.

Der Steinkohleeinsatz in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung erhöhte sich noch stärker und stieg um knapp 24 % auf 514 PJ (knapp 18 Mio. t SKE).

Im Jahresverlauf waren die monatlichen Veränderungs-raten der Steinkohleverstromung durchweg positiv und mit Ausnahme des Januars und Dezem-bers zudem hoch zweistellig. Wegen des stärkeren Anstiegs der Verstromung von Steinkohle in Deutsch-land überholte die Verstromung nun wieder den Stahlsektor in der Bedeutsamkeit für die Steinkohle.

Trotz historischer Höchststände bei den Brennstoff-preisen für Steinkohle und Erdgas sowie extrem gestiegener CO₂-Emissionszertifikatepreise (gem. EEX, Leipzig) war der Einsatz von Kraftwerkskohle in der Kraftwerkseinsatzreihenfolge („Merit order“) im Laufe des vergangenen Jahres gegenüber Erdgas begünstigt. Während sich der Jahresdurchschnittspreis für Kraftwerkskohle frei nordwest-europäische Häfen (ARA – Antwerpen, Rotterdam, Amsterdam) im Jahr 2021 gegenüber Vorjahr (rd. 50 US-\$/t) auf mehr als 120 US-\$/t mehr als verdoppelte (+116 %), stiegen die Großhandelspreise bei Erdgas für das Frontjahr auf das Dreifache und Day Ahead auf das Vierfache an (für das Marktgebiet Trading Hub Europe).

Steinkohlekraftwerke lieferten somit 2021 mit 54,7 Mrd. kWh erheblich mehr Strom als im vorange-gangenen Jahr. Ihre Stromproduktion nahm 2021 um 27,7 % zu, nachdem diese im Vorjahr um mehr als

Tabelle 8

Aufkommen und Verwendung von Steinkohle in Deutschland 2020 und 2021

	2020		2021 ¹⁾		Veränderung in %
	PJ	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	
Primärenergieverbrauch	896	30,6	1.044	35,6	16,4
Kraft- und Heizkraftwerke	415	14,2	514	17,6	23,9
Stahlindustrie	385	13,1	432	14,7	12,3
Wärmemarkt	54	1,9	56	1,9	3,3
Stat. Differenzen	42	1,4	42	1,4	0,0
Steinkohleförderung	0	0,0	0	0,0	0,0

1) Vorläufige Angaben

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 2020 und 2021
 (Januar bis Dezember)**

	2020	2021 ²⁾	Veränderung	2020	2021
	in Mio. t		in %	Anteile in %	
Polen	1,2	1,6	34,2	3,8	3,9
Tschechische Republik	0,2	0,3	41,6	0,6	0,7
Russland	14,4	20,5	42,8	46,0	49,9
Südafrika	0,4	1	146,6	1,3	2,4
Vereinigte Staaten	5,8	7,1	23,0	18,6	17,3
Kanada	1,2	1,3	9,0	3,8	3,2
Kolumbien	2	2,3	17,4	6,4	5,6
Australien	3,8	5,5	42,5	12,1	13,4
Sonstige	2,3	1,5	-34,8	7,4	3,6
Gesamteinfuhren	31,3	41,1	31,1	100,0	100,0
Gesamtjahr (Hochrechnung), in Mio. t SKE³⁾	26,8	35,2	31,1		

1) Einschließlich Koksimporte, Koks in Kohle umgerechnet.
 2) vorläufig

3) Istwerte für 2019, hochgerechnete Werte für 2020 auf Basis der Importe im aufgelaufenen Zeitraum

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

25 % gesunken war. Zum Jahresende betrug die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke 18.488 MW. Im Rahmen der 1. und 2. Ausschreibungsrunde zum Kohleausstieg wurden im Jahr 2021 gut 6,2 GW Steinkohle-Kraftwerksleistung stillgelegt oder aus dem Markt genommen. Weitere 3.633 MW befinden sich derzeit in der Netzreserve, sodass zum Jahresbeginn 2022 nur noch 14.855 MW im Markt agieren. Im Laufe des Jahres 2022 werden weitere 2 GW Kraftwerksleistung, die in der 3. Ausschreibungsrunde bezuschlagt wurden, aus dem Markt genommen.

Der Wärmemarkt, der den Steinkohleverbrauch in Gießereien, Fernheizwerken, Kleingewerbe und privaten Haushalten umfasst, spielte größenordnungsmäßig eine untergeordnete Rolle. Der entsprechende Einsatz erhöhte sich um 3,3 % auf 56 PJ (1,9 Mio. t SKE).

Die Aufkommensseite des deutschen Steinkohlemarktes wird nach der Beendigung des heimischen Steinkohlebergbaus zum Ende 2018 nur noch

durch Importe und Lagerbestände gespeist. Nach vorläufigen Daten aus der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes sind die deutschen Steinkohleimporte im Jahr 2021 gegenüber dem Vorjahr um rd. 31 % auf 41,1 Mio. t gestiegen. Davon entfielen auf Kraftwerkskohle 62,8 % (25,8 Mio. t), auf Koks kohle 28,9 % (11,9 Mio. t), auf Anthrazit und Briketts 2,6 % (1,0 Mio. t) sowie auf Koks rd. 5,7 % (2,4 Mio. t).

Im Betrachtungszeitraum von Januar bis Dezember 2021 blieb Russland, wie schon in den Jahren zuvor, mit einem Anteil von rd. 50 % an den deutschen Gesamtimporten die bedeutendste Provenienz (vgl. Tabelle 9). In absoluten Zahlen gemessen, stiegen die Importe aus Russland dabei um 43 % auf 20,5 Mio. t. Mit einem Anteil von 17,3 % (7,1 Mio. t) waren die Vereinigten Staaten erneut das zweitwichtigste Herkunftsland, mit einem Zuwachs von 23 % im Vergleich zum Vorjahr. Nach der sektoralen Aufteilung nach Kohlensorten dominierte Russland bei

Kraftwerkskohle mit einem Anteil von 70 % als das mit Abstand bedeutendste Herkunftsland. Bei den Kokskohlenimporten war Australien mit 45 % führend. Und die Koksimporte kamen größtenteils aus Polen, mit einem Anteil von 56 %.

Die Entwicklung der globalen Steinkohleförderung wurde 2021 durch die Erholung der Weltwirtschaft und der damit verbundenen starken Nachfrage, insbesondere in Asien, geprägt. Die Förderung dürfte nach ersten Schätzungen gegenüber dem Vorjahr um 5,2 % auf 7,4 Mrd. t zugenommen haben und wäre damit im historischen Kontext bislang die höchste jemals verzeichnete globale Steinkohleproduktion. Die IEA erwartet für 2022 ein nochmaliges Ansteigen der Weltförderung und sieht eine Fortführung dieser hohen Level bis mindestens 2024.

An der Spitze bei der weltweiten Produktion steht mit großem Abstand weiterhin die VR China mit einer Zunahme von 5 % auf knapp über 4 Mrd. t. Damit beträgt der Anteil Chinas an der Weltproduktion 54 %. Indien hat mit einer Zunahme um 7 % auf 771 Mio. t seinen zweiten Platz im internationalen Ranking weiter ausgebaut.

Rund 17 % der Weltförderung gelangte in den Seehandel, der Großteil wurde in den Produzentenländern verbraucht. Ein geringerer Teil entfiel zudem auf den Binnenhandel mit Nachbarländern und umfasst den grenzüberschreitenden Transport über Binnenschiffe und/oder via Schienenverkehr. Der Seehandel erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr um knapp 6 % auf 1,2 Mrd. t. Ursächlich dafür waren insbesondere die Erholung der Weltkonjunktur. Bedeutendste Exportländer im Seehandel waren Australien mit 368 Mio. t, Indonesien mit 365 Mio. t und Russland mit 187 Mio. t. Zusammen kamen diese Länder auf einen Anteil von rd. 78 % am gesamten globalen seewärtigen Steinkohlehandel. Die höchsten Steigerungen im Seehandel 2021 gegenüber Vorjahr entfielen auf die Vereinigten Staaten (+43 %), Russland (+13 %) sowie Indonesien (+7 %).

Einen Eindruck von der längerfristigen Entwicklung der Preise für Kraftwerkskohle auch im Vergleich zu den Veränderungen beim Rohöl vermittelt Abbildung 8. Der Importpreis für Kesselkohle¹⁶⁾ erhöhte sich von rund knapp 59 US-\$/t SKE (Jahresdurchschnitt 2020) auf etwa 140 US-\$/t SKE im Jahr 2021. Seit Januar 2021 stieg der Kesselkohlepreis ausgehend von einem Niveau 79 US-\$/t SKE auf rund 270 US-\$/t SKE im Oktober 2021. Ausgehend von diesem Allzeithoch gab der Preis für Kesselkohle bis zum Jahresende wieder auf ca. 160 US-\$/t SKE nach.

Abbildung 9 stellt die Importpreise für Steinkohlenkoks und Drittlandskohle (Kraftwerke und Stahlerzeuger) dar. Insgesamt zeigt sich, dass die Einfuhrpreise für Kessel- und Kraftwerkskohle im Vergleich zu 2020 insbesondere im Verlauf der zweiten Hälfte des Jahres 2021 kräftig gestiegen sind. Der Einfuhrpreis für Steinkohlekoks erreichte im Dezember 2021 ein Niveau von 452 €/t, nachdem er im Januar 2021 noch bei knapp 183 €/t gelegen hatte. Auch der Einfuhrpreis für Steinkohle (Kesselkohle) erreichte im 4. Quartal 2021 mit mehr als 182 €/t SKE einen neuen Höchststand.

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

AGEB
AG Energiebilanzen e.V.

Januar 2010 = 100



AGEB
AG Energiebilanzen e.V.

Januar 2010 = 100



Braunkohle

Die Braunkohleförderung lag im Jahr 2021 mit rund 126,4 Mio. t (39,3 Mio. t SKE) insgesamt um fast 18 % über dem Vorjahresergebnis. Dabei war der Zuwachs in den einzelnen Revieren unterschiedlich

stark: Im Rheinland (+22 %) und in Mitteldeutschland (+32 %) war der Zuwachs besonders hoch, aber auch in der Lausitz (+8 %) war die Förderung deutlich höher als im Vorjahr. Insgesamt war sie aber um rund 4 %

Tabelle 10

Aufkommen und Verwendung von Braunkohle in Deutschland 2020 und 2021

		2020	2021 ¹⁾	Veränderung
	Einheit			in %
1. Rohbraunkohle Inland				
Braunkohleförderung insgesamt	Mio. t	107,4	126,4	17,7
	Mio. t SKE	33,4	39,3	17,7
	PJ	979,2	1.152,6	17,7
2. Außenhandel				
Einfuhren insgesamt	1.000 t SKE	29,1	23,3	-20,1
Ausfuhren insgesamt	1.000 t SKE	787,4	896,8	13,9
Außenhandelsaldo insgesamt	1.000 t SKE	-758,3	-873,6	-
3. Primärenergieverbrauch				
	Mio. t SKE	32,7	38,5	17,7
	PJ	958	1.128	17,7
4. Absatz				
Absatz insgesamt	in Mio. t	93,8	112,7	20,1
an Kraftwerke der allg. Versorgung	in Mio. t	93,1	111,7	20,0
an sonstige Abnehmer	in Mio. t	0,7	1,0	37,8
Einsatz zur Veredlung	in Mio. t	11,5	11,9	3,8
Einsatz in KW des Braunkohlebergbaus	in Mio. t	2,1	2,0	-2,1
Bestandsveränderung	in Mio. t	0,0	-0,2	-
5. Stromerzeugung aus Braunkohle				
Kraftwerke der allg. Versorgung	Mrd. kWh	89,2	107,4	20,4
Industriekraftwerke	Mrd. kWh	2,6	2,7	3,8
Stromerzeugung aus Braunkohle insgesamt	Mrd. kWh	91,7	110,1	20,1

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

niedriger als 2019. Die Gewinnung von Braunkohle und ihr Einsatz in Kraftwerken zur Stromerzeugung folgen den Vorgaben des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes und dem Stufenplan der vorzeitigen Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland bis Ende 2038.

Diese Veränderung entspricht weitgehend der Entwicklung der Lieferungen an die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (insgesamt 111,7 Mio. t, +20 %), an die knapp 90 % der Förderung gehen.

Insgesamt war die Stromerzeugung aus Braunkohle mit rund 110 TWh höher als im Vorjahr. Der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung ist wieder auf rund 18 % (Vorjahr 16,0 %) gestiegen. Diese Entwicklung ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die im Vorjahr witterungsbedingt insbesondere im Februar außergewöhnlich hohe Einspeisung von Strom aus

Windanlagen 2021 deutlich niedriger war. Darüber hinaus trugen der Basiseffekt durch die Corona-Pandemie und die geänderte Wettbewerbssituation als Folge einer Vervielfachung der Erdgaspreise wesentlich zum Ergebnis des Jahres 2021 bei. Im Vergleich zum Jahr 2019 liegt die Stromerzeugung aus Braunkohle dennoch um rund 4 % niedriger. Nicht nur in Zeiten niedriger Wind- und Solarstromerzeugung leisteten die Braunkohlekraftwerke jedoch auch weiter einen unverzichtbaren Beitrag zur Versorgungssicherheit der Stromversorgung.

Die Herstellung von Veredlungsprodukten aus Braunkohle konnte die deutlichen Verluste des Vorjahres nur teilweise aufholen. Insgesamt hat die Produktion 2021 um etwa 5 % auf knapp 5,5 Mio. t zugenommen. Der Herstellungszuwachs betrug bei Brikett (+4 %), bei Staub (+6 %), bei Wirbelschichtkohle (+1 %) und bei Koks (+10 %).

Tabelle 11

Braunkohlen-Bilanz für Deutschland 2020 und 2021

In 1.000 t SKE

AGEB
 AG Energiebilanzen e.V.

	2020	2021 ¹⁾	Veränderung
			in %
Gewinnung Inland	33.412	39.343	17,8
+ Einfuhr	29	24	-17,2
= Aufkommen	33.441	39.367	17,7
+/- Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: -)	22	-18	-
- Ausfuhr	787	898	14,1
= Primärenergieverbrauch	32.676	38.451	17,7
- Einsatz in Kraftwerken	29.850	35.204	17,9
- Sonst. Umwandlungseinsatz	3.770	3.913	3,8
+ Umwandlungsausstoß	3.800	3.977	4,7
- Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch	192	350	82,3
= Endenergieverbrauch	2.644	2.961	12,0
Industrie	2.265	2.561	13,1
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Deputate	379	400	5,5

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.

Der Energieinhalt der gewonnenen Braunkohle lag mit 39,3 Mio. t SKE (1.153 PJ) um rund 18 % über dem Vorjahresergebnis. Der Anteil der Braunkohle an der heimischen Energiegewinnung liegt bei mehr als 32 %. Sie bleibt damit ein wichtiger heimischer Energieträger.

Der Primärenergieverbrauch Braunkohle lag mit 38,5 Mio. t SKE (1.128 Petajoule) um 17,7 % über dem Vorjahresergebnis, aber rund 5 % niedriger als 2019 (vgl. Tabelle 10). Damit deckte sie 2021 etwa 9,2 % des gesamten inländischen Energiebedarfs. Der langfristige Trend zu einem Verbrauchsrückgang der Braunkohle setzt sich fort.

Die Endenergiesektoren verbrauchten 2021 mit rund 3 Mio. t SKE insgesamt mehr Braunkohle und Braunkohleprodukte als im Jahr zuvor (+12 %). Der deutliche Rückgang des Vorjahres wurde nur teilweise aufgeholt. In der Industrie nahm der Braunkohleeinsatz um etwa 13 % zu, bei den privaten Haushalten war der Absatzzuwachs kleiner (+6 %) (vgl. Tabelle 11).

Die Zahl der Beschäftigten lag Ende 2021 in der deutschen Braunkohleindustrie bei knapp 18.000. In dieser Zahl sind etwa 1.160 Auszubildende und knapp 4.300 Mitarbeiter enthalten, die in den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung der Braunkohleunternehmen arbeiten. Die Beschäftigtenstatistik wies im Rheinland 8.481 Mitarbeiter aus. Für die Lausitz 7.362 und für Mitteldeutschland 2.052. Im Revier Helmstedt waren nach dem Ende der Kohlegewinnung und dem Ende der Sicherheitsbereitschaft des Kraftwerks Buschhaus noch rund 50 Mitarbeiter für die Braunkohleindustrie tätig.

Elektrizitätswirtschaft

Die Stromversorgung 2021 war durch verschiedenste Einflussfaktoren geprägt. Dazu zählten u.a. pandemiebedingte Einschränkungen des wirtschaftlichen und öffentlichen Lebens zu Jahresbeginn, die langanhaltende kühle Witterung bis in den Mai, konjunkturelle Aufholprozesse im 2. und 3. Quartal sowie deutliche Preissteigerungen auf den Energiemärkten sowie im CO₂-Zertifikatehandel (insbesondere in der 2. Hälfte des Jahres 2021). Vor diesem Hintergrund nahm der Stromverbrauch (Bruttoinlandsstromverbrauch) insbesondere konjunkturbedingt um 2,4 % auf nunmehr 568,8 Mrd. kWh zu. Gleichzeitig stieg der Stromexport-Überschuss Deutschlands (der in den vergangenen Jahren stark gesunken ist) im Jahr 2021 verglichen mit dem Vorjahr leicht, nämlich um 0,4 Mrd. kWh auf 19,3 Mrd. kWh an. Für die Stromerzeugung folgt aus dieser Entwicklung, dass sie ebenfalls ein Plus von knapp 14 TWh (+2,4 %) verzeichnete und damit auf 588,1 TWh im Berichtsjahr 2021 zunahm (nachdem sie im Vorjahr u.a. pandemiebedingt noch um 5,5 % (rund 33,7 TWh) gesunken war).

Die Stromerzeugung aus den einzelnen Energieträgern entwickelte sich auch 2021 deutlich uneinheitlich. Aus erneuerbaren Energien insgesamt sowie aus Erdgas wurde 2021 weniger Strom gewonnen als im Jahr zuvor. Die Stromerzeugung der Kohlekraftwerke hingegen hat verglichen mit 2020 kräftig zugenommen. Der Beitrag der Kernenergie zur Stromerzeugung in Deutschland nahm um 7,4 % zu (vgl. Tabelle 12).

Die Braunkohlekraftwerke erzeugten 2021 mehr als 110 Mrd. kWh Strom. Das entspricht einer Zunahme von 20,2 %, nachdem die Erzeugung 2020 verglichen mit 2019 noch mehr knapp ein Fünftel zurückgegangen war. Zum Jahresende war nach vorläufigen Daten eine Netto-Kraftwerksleistung von 19.740 MW installiert, wovon allerdings weitere 910 MW zum 31. Dezember 2021 stillgelegt wurden, sodass sich die installierte Leistung zum Jahresbeginn 2022 weiter auf 18.830 MW reduziert. Davon befinden sich allerdings 1.886 MW in der Braunkohlen-Sicherheitsbereitschaft und sind damit nicht mehr im Strommarkt aktiv.

Die Steinkohlekraftwerke lieferten 2021 mit 54,7 Mrd. kWh ebenfalls deutlich mehr Strom als im vorangegangenen Jahr. Ihre Stromproduktion nahm 2021 um 27,7 % zu, nachdem sie im Vorjahr um fast ein Viertel abgenommen hatte. Zum Jahresende betrug die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke 18.488 MW. Im Rahmen der 1. und 2. Ausschreibungsrunde zum Kohleausstieg wurden im Jahr 2021 gut 6,2 GW Steinkohle-Kraftwerksleistung stillgelegt oder aus dem Markt genommen. Weitere 3.633 MW befinden sich derzeit in der Netzreserve, sodass zum Jahresbeginn 2022 nur noch 14.855 MW im Markt agieren. Im Laufe des Jahres 2022 werden weitere 2 GW Kraftwerksleistung, die in der 3. Ausschreibungsrunde bezuschlagt wurden, aus dem Markt genommen. Hinzu kommt die Stilllegung weiterer Blöcke, die durch Gas-KWK-Anlagen ersetzt werden.

Aus Erdgas erzeugen Kraftwerke der Stromversorger (Allgemeine Versorgung), der Industriebetriebe sowie Blockheizkraftwerke sonstiger Stromerzeuger (Einspeiser) 2021 voraussichtlich 89,7 Mrd. kWh Strom. Die Stromerzeugung der Gaskraftwerke ging insgesamt um 5,3 % zurück. Insbesondere deutlich gestiegene Spotmarkt-Preise für Kraftwerksgas führten dazu, dass die Stromerzeugung aus Erdgas ihren Wettbewerbsvorteil gegenüber kohlenstoffintensiveren Kohlekraftwerken (trotz zeitgleich ebenfalls deutlich gestiegener CO₂-Preise in der zweiten Jahreshälfte) eingebüßt haben. Die damit verbundene bessere Ertragssituation (Deckungsbeitrag) der Kohlekraftwerke hatte zur Folge, dass Gaskraftwerke insbesondere im Verlauf der 2. Jahreshälfte zunehmend aus dem Markt gedrängt wurden. 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“ (Steinkohlenkraftwerke) sowie der „Clean Brown Spread“ (Braunkohlenkraftwerke).¹⁷⁾ Abbildung 10 zeigt, wie sich die Ertragssituation der Kohlekraftwerke im Verhältnis zu den Erdgaskraftwerken im Jahresverlauf 2021 verändert hat.

17) 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 2021 nach Energieträgern

	1990	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2020/ 2021	1990/ 2021
	Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Mrd. kWh						jahresdurch. Veränderungsrate in %		
Braunkohle	170,9	149,5	148,4	145,6	114,0	91,7	110,3	20,2	-1,4
Steinkohle	140,8	112,2	92,9	82,6	57,5	42,8	54,7	27,7	-3,0
Kernenergie	152,5	84,6	76,3	76,0	75,1	64,4	69,1	7,4	-2,5
Erdgas	35,9	80,6	86,0	81,6	90,0	94,7	89,7	-5,3	3,0
Mineralöl	10,8	5,7	5,5	5,1	4,8	4,7	4,7	0,4	-2,6
Erneuerbare	19,7	189,7	216,3	222,4	241,2	251,1	233,6	-7,0	8,3
Sonstige	19,3	27,3	27,5	27,3	25,4	24,8	26,0	4,8	1,0
Bruttostromerzeugung einschl. Einspeisung insgesamt	549,9	649,7	652,9	640,5	607,9	574,2	588,1	2,4	0,2
Stromflüsse aus dem Ausland	31,9	28,3	27,8	31,7	40,1	48,0	50,6	5,2	1,5
Stromflüsse in das Ausland	31,1	78,9	80,3	80,5	72,8	66,9	69,9	4,4	2,6
Stromausgleichssaldo Ausland	0,8	-50,5	-52,5	-48,7	-32,7	-18,9	-19,3	-	-
Bruttostromverbrauch	550,7	599,1	600,5	591,8	575,2	555,3	568,8	2,4	0,1
Veränderung gegenüber Vorjahr in %	X	0,0	0,2	-1,4	-2,8	-3,5	2,4		
Struktur der Bruttostromerzeugung in %									
Braunkohle	31,1	23,0	22,7	22,7	18,7	16,0	18,8		
Steinkohle	27,7	17,3	14,2	12,9	9,5	7,5	9,3		
Kernenergie	25,6	13,0	11,7	11,9	12,3	11,2	11,8		
Erdgas	6,5	12,4	13,2	12,7	14,8	16,5	15,2		
Mineralöl	2,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8		
Erneuerbare Energien	3,6	29,2	33,1	34,7	39,7	43,7	39,7		
Sonstige	3,5	4,2	4,2	4,3	4,2	4,3	4,4		
Bruttostromerzeugung	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		

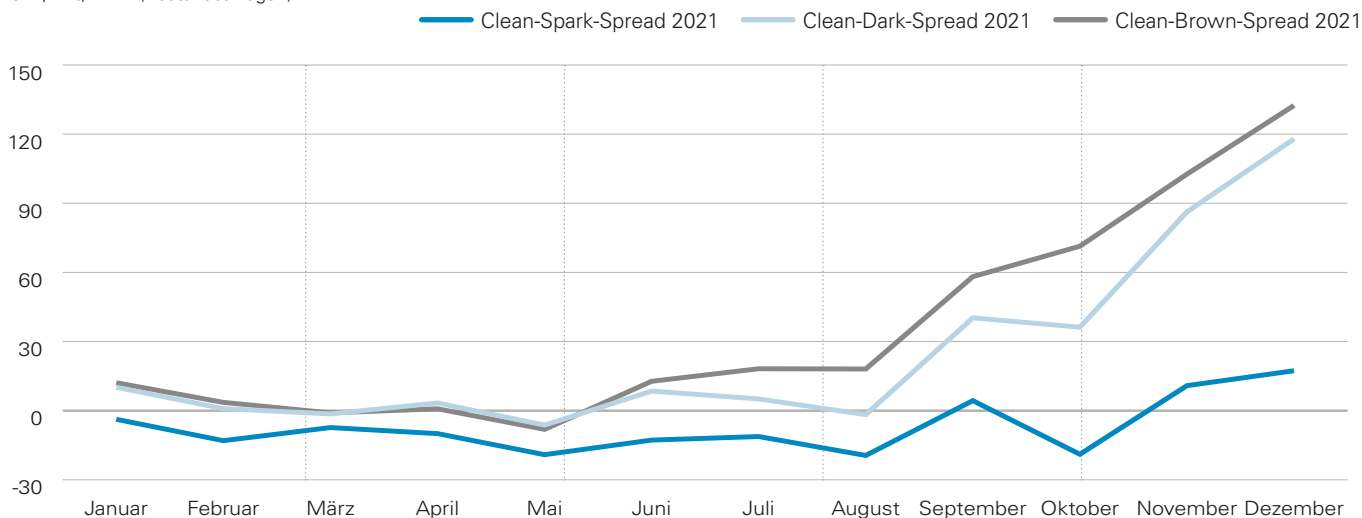
Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

Abbildung 10

Deckungsbeiträge verschiedener Kraftwerkstypen

2021, in €/MWh (Bestandsanlagen)



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

Die installierte Leistung der Gaskraftwerke ist im Vergleich zum Vorjahr leicht auf 30.160 MW angestiegen. Davon befinden sich derzeit allerdings 1.569 MW in der Netzreserve. Weitere 1.056 MW befinden sich in der Kapazitätsreserve und nehmen daher ebenfalls nicht am Markt teil.

Die Kernkraftwerke in Deutschland erzeugten im Berichtsjahr 69,1 Mrd. kWh Strom und damit 7,4 % mehr als im vergangenen Jahr. Eine im Vergleich zum Vorjahreszeitraum höhere Stromnachfrage, geringere Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen sowie der deutlich gestiegene CO₂-Preis begünstigten die höhere Auslastung der Kernkraftwerke und sorgten für den skizzierten Zuwachs. Die jüngsten Stilllegungen von Kernkraftwerken erfolgen gemäß Planungen zum Kernenergieausstieg zum 31. Dezember 2021. Konkret wurden die Blöcke Grohnde, Brokdorf und Gundremmingen C mit einer Leistung von zusammen 4.058 MW stillgelegt, sodass sich die installierte Leistung der Kernenergie zum Jahresbeginn 2022 von 8.113 MW auf 4.055 MW verringert.

Insgesamt wurden im Berichtsjahr 2021 rund 233,6 Mrd. kWh Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen. Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung des Bruttostromverbrauchs belief sich 2021 somit auf 39,7 % (2020: 43,7 %).

Die Windenergie blieb trotz rückläufiger Stromerzeugung aufgrund des geringen Winddargebots die

bedeutendste erneuerbare Energiequelle in Deutschland. Windkraftanlagen an Land produzierten voraussichtlich 89,5 Mrd. kWh und damit 14,6 % weniger Strom als 2020. Die Anlagen auf See lieferten 2021 mit 24,4 Mrd. kWh zwar auch weniger Strom als noch im Vorjahr (-10,7 %), jedoch fiel der Produktionsrückgang geringer aus als bei den Anlagen an Land. Die installierte Leistung der Windenergie an Land stieg 2021 um knapp 1.700 MW auf nunmehr 56.100 MW. Neue Windanlagen auf See wurden 2021 nicht angeschlossen. Hier beginnt die nächste Ausbauphase erst in den Jahren 2023 bis 2025. Damit beträgt ihre installierte Leistung in Deutschland weiterhin 7.774 MW.

Photovoltaikanlagen lieferten 2021 mit 50 Mrd. kWh rund 1 % mehr Strom als noch im Jahr zuvor. Diese Strommenge beinhaltet nicht nur die Einspeisungen in das Netz der allgemeinen Versorgung, sondern auch den Selbstverbrauch aus Eigenanlagen vor Ort – unabhängig davon, ob dieser EEG-vergütet wird oder nicht. Im Jahr 2021 wurden rund 5.800 MWp Photovoltaikleistung hinzugebaut, am Jahresende waren damit 59.500 MWp installiert. Damit erreicht der Photovoltaik-Zubau erstmals seit 2012 wieder einen Zuwachs von mehr als 5 GW. Lediglich in der Boomphase 2010-2012 lag der jährliche Zubau höher.

Aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse (einschließlich Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm) wurden im Jahr 2021 ersten Daten zufolge 44,8 Mrd. kWh

Strom gewonnen und damit etwas weniger als im Vorjahr (-1,0 %). Ihr Anteil am Energieträgermix der deutschen Stromerzeuger betrug damit insgesamt etwa 7,6 %.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft nahm nach den letzten drei (eher niederschlagsarmen) Jahren 2021 erstmalig wieder zu. Insgesamt erzeugten die Wasserkraftanlagen in Deutschland mit 19,1 Mrd. kWh etwa 4,2 % mehr Strom als im Vorjahr.

Ans deutsche Stromnetz angeschlossene Stromspeicher (ab 1 MW Nettonennleistung bzw. 1 MWh Speicherkapazität) nahmen 2021 in Summe 7,6 Mrd. kWh an elektrischer Energie auf und gaben 5,6 Mrd. kWh wieder ab. Den größten Anteil haben daran bisher die Pumpspeicher. Einer Pumparbeit von 7,5 Mrd. kWh stand eine Ausspeisung von 5,5 Mrd. kWh gegenüber. Die Ausspeiseleistung dieser Speichereinrichtungen beträgt insgesamt 7,2 GW, darunter 6,5 GW Pumpspeichwerke.¹⁸⁾

Der Trend der stetigen Zunahme des negativen Stromaustauschsaldo Deutschlands ist seit 2018 gebrochen. Nach Angaben des BDEW, dessen Daten eine leicht abweichende Abgrenzung im Vergleich zu den Daten des Statistischen Bundesamtes haben, lag der Saldo 2021 mit einem Ausfuhrüberschuss von 20,8 Mrd. kWh erneut (wenngleich geringfügig) unter dem Vorjahreswert (2020: 21 Mrd. kWh) (vgl. Abbildung 11). Auch die Struktur der Lastflüsse zwischen Deutschland und dem Ausland hat sich verändert: Die größten Stromexporte flossen Richtung Schweiz und Österreich, gefolgt von den Niederlanden und Polen (Schweiz: 16,6 Mrd. kWh, Österreich: 14,8 Mrd. kWh, Niederlande: 9,1 Mrd. kWh und Polen: 8,7 Mrd. kWh). Die größten Stromimportmengen kamen 2021 aus Frankreich nach Deutschland, gefolgt von Dänemark, den Niederlanden und Österreich (Frankreich 9,8 Mrd. kWh, Dänemark 8,2 Mrd. kWh, Niederlande 7,6 Mrd. kWh und Österreich 6,5 Mrd. kWh).

Insgesamt flossen aus deutschen Stromnetzen 73,2 Mrd. kWh ins Ausland (2020: 68,6 Mrd. kWh), aus dem Ausland bezog Deutschland 52,4 Mrd. kWh (2020: 47,6 Mrd. kWh). Offensichtlich sind 2021 sowohl die Export- als auch die Importmengen angestiegen. Eine Ursache hierfür sind die zusätzliche Grenzkuppelstelle nach Belgien sowie das Seekabel nach Norwegen, für die 2021 erstmals ganzjährig Flusssdaten vorliegen. Zu bemerken ist, dass es sich bei einem großen Teil der grenzüberschreitenden Stromflüsse nicht um vertraglich vereinbarte Lieferungen handelt, sondern um Transitmengen und Ringflüsse. So geht ein Teil der Stromflüsse von Deutschland nach den Niederlanden weiter in Richtung Belgien und Großbritannien.

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 u.a.) erhöhte sich nach ersten Abschätzungen 2021 im Gefolge der wirtschaftlichen Erholungsprozesse von 206,7 Mrd. kWh im Vorjahr um 2,5 % auf 211,8 Mrd. kWh. In einigen Sektoren, die von der konjunkturellen Erholung nicht in ausreichendem Umfang profitieren konnten, verringerte sich der (absolute) Stromverbrauch. Dazu gehörten 2021 der Fahrzeugbau (-12,6 %), die sonstige chemische Industrie (-5,3 %), das Papiergewerbe (-1,8 %) sowie die Gewinnung von Steinen und Erden (-0,5 %) und die NE-Metallindustrie und NE-Metallgießereien (-0,1 %). In allen übrigen Branchen hat die Zunahme der Produktion verbrauchssenkende Effekte (Effizienzverbesserungen, intrasektoraler Strukturwandel) überkompensiert. Die konjunkturelle Erholung schlug insbesondere auf den Stromverbrauch in den Wirtschaftszweigen Metallherstellung (+10,3 %), Metallbearbeitung (+8 %), Grundstoffchemie (+5,9 %), Maschinenbau (+4 %) sowie Glas und Keramik (+3,8 %) durch.

Für den Sektor der privaten Haushalte ergeben Schätzungen im Vergleich zum Vorjahr einen leichten

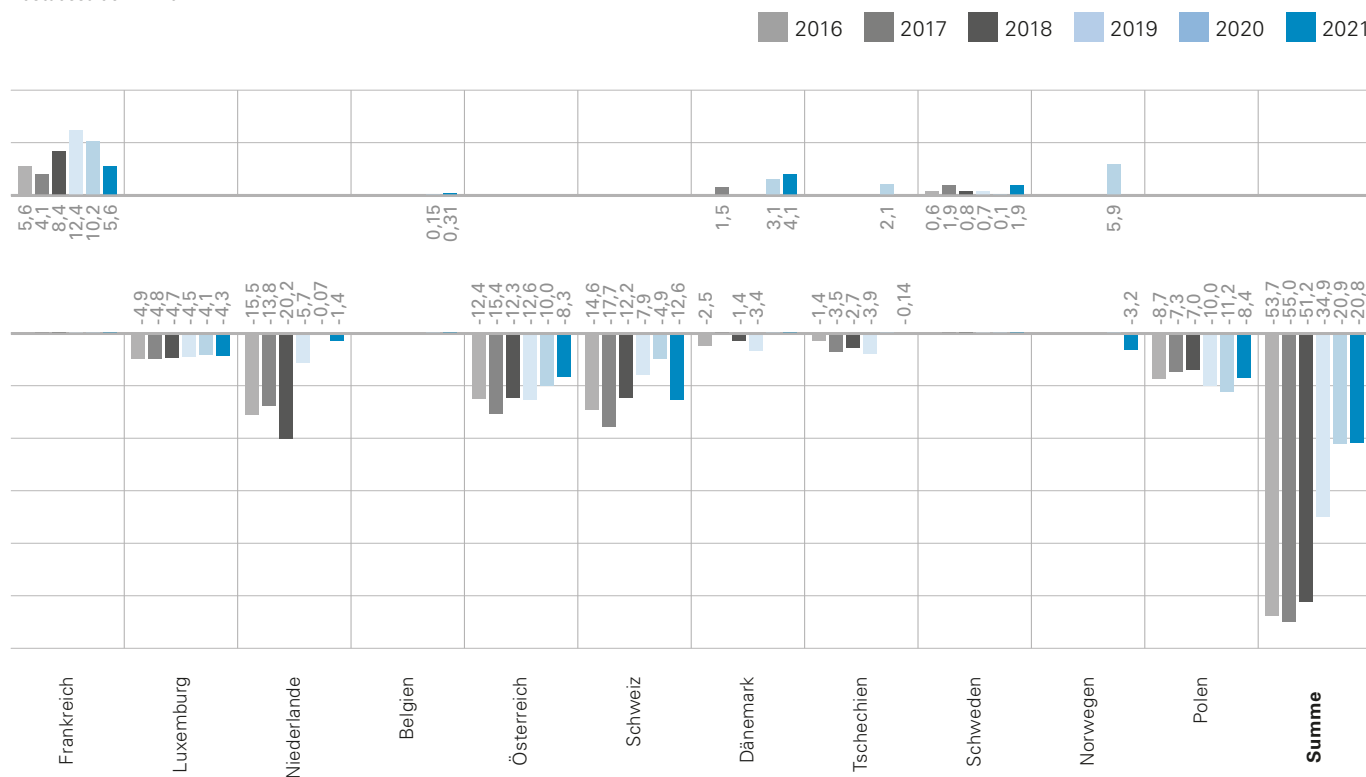
18) Hinzu kommt eine große Anzahl von Heimspeichern. Nach Angaben des Bundesverbandes Energiespeicher Systeme e.V. (BVES) werden nahezu 70 % aller Photovoltaikanlagen mit einem Heimspeicher verbaut. Nach Daten des BVES lag die kumulierte Leistung der Photovoltaik-Heimspeicher Ende 2020 bei 1.210 MW (insgesamt waren hierzulande ca. 285.000 Heimspeicher installiert). Die Anzahl der Heimspeicher könnte bis Ende 2021 um bis zu 60 % auf eine Größenordnung zwischen 385.000 bis 445.000 zunehmen. Darüber ist zu beobachten, dass die Speichergröße wächst (2019 lag die Kapazität je Speicher im Durchschnitt bei 8 kWh, 2020 betrug dieser Wert bereits 8,5 kWh).

19) 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 2021 (Stand Anfang Februar 2022) basiert. Die amtlichen Daten zur Entwicklung des Außenhandels lagen zu diesem Zeitpunkt für das Berichtsjahr 2021 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 2021).

Abbildung 11

Entwicklung des Stromaustauschsaldos mit Partnerländern von 2016 bis 2021

Austauschsaldo in Mrd. kWh



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

Verbrauchsanstieg von 2,2 % auf ca. 131 Mrd. kWh (2021). Für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen deuten erste vorläufige Schätzungen ebenfalls auf einen konjunkturbedingten Anstieg des Stromverbrauchs um etwa 1,5 % auf 137 Mrd. kWh hin. Dieser Verbrauch liegt nach wie vor um rund 5 Mrd. kWh (-3,3 %) unter dem Stromverbrauch, den die Unternehmen und Betriebe des GHD-Sektors 2019 für Zwecke der Produktion bzw. Bereitstellung von Dienstleistungen einsetzten. Elektrischer Strom wurde im GHD-Sektor im Jahr 2020 (aktuellere Angaben liegen noch nicht vor) vorwiegend für Zwecke wie Beleuchtung (32 %), Antrieb (21 %), Information- und Kommunikationstechnik (19 %) und Prozesswärme und Warmwasser (15 %) sowie Kühlung (13 %) eingesetzt.

Der Stromverbrauch für Mobilitätszwecke (Straßen- und Schienenverkehr) dürfte ebenfalls um rund 7,2 % über dem des Vorjahres liegen, wobei sich die Verbrauchsmengen an elektrischer Energie in diesem Segment mit rund 12,4 TWh (2021) immer noch auf einem niedrigen Niveau bewegen.

Im Ergebnis errechnet sich aus alledem für das Berichtsjahr 2021 ein Nettostromverbrauch in Deutschland in Höhe von 503,4 TWh. 2020 lag der Nettostromverbrauch noch bei 492 TWh (dies entspricht einem Plus von 2,3 % (vgl. Tabelle 13).

Die Anzahl der Unternehmen, die in der Elektrizitätswirtschaft tätig sind, steigt seit Beginn der Liberalisierung 1998 kontinuierlich. Ende Dezember 2021 waren 1.143 Unternehmen (+1,5 % gegenüber dem Vorjahr) im Bereich der Stromerzeuger, 4 Übertragungsnetzbetreiber ($\pm 0,0$ %), 896 Stromverteilnetzbetreiber (-0,8 %), 137 Stromspeicherbetreiber (> 1 MWe bzw. >1 MWh) (+11,4 %) sowie 1.364 Stromlieferanten (+1,0 %) im Markt tätig (Eine Addition ist nicht möglich, da viele der Unternehmen auf mehreren Wertschöpfungsstufen tätig sind und somit mehrfach erfasst wurden).

Die Zahl der Beschäftigten in den Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft stieg 2021 im Vergleich zum Vorjahr mit 143.000 leicht an (+0,4 %).

Tabelle 13

Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2018 bis 2021

	2018	2019	2020	2021 ¹⁾	Veränderungen 2020/2021
	Mrd. kWh				Veränderung in %
Bruttostromerzeugung	640,5	607,9	574,2	588,1	2,4
Kraftwerkseigenverbrauch	-31,0	-31,1	-27,7	-31,7	14,5
Nettostromerzeugung	609,5	576,8	546,6	556,5	1,8
Stromflüsse aus dem Ausland	31,7	40,1	48,0	50,6	5,2
Stromflüsse in das Ausland	80,5	72,8	66,9	69,9	4,4
Nettostromaufkommen für Inland	560,8	544,1	527,7	537,2	1,8
Pumparbeit	8,3	8,1	8,8	7,0	-19,7
Netzverluste und Nichterfasstes	26,8	27,5	26,9	26,7	-0,9
Nettostromverbrauch	525,6	508,6	492,0	503,4	2,3
davon:					
Bergbau und verarbeitendes Gewerbe	226,1	218,4	206,7	211,8	2,5
Haushalte	126,6	125,7	128,0	130,8	2,2
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	149,0	141,8	135,2	137,1	1,5
Verkehr	11,7	11,6	11,5	12,4	7,2
Energieverbr. im Umwandlungssektor (ohne Kraftwerkseigenverbrauch)	12,3	11,0	10,6	11,3	7,1
Bruttoinlandsstromverbrauch	591,8	575,2	555,3	568,8	2,4

1) Angaben z.T. vorläufig und geschätzt

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

Die Strompreise für Industriekunden (Versorgung in der Mittelspannung, Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh) nahmen, vor allem bedingt durch die Erhöhung der Kosten für Beschaffung, Vertrieb und Netznutzung um etwa 45 %, insgesamt um mehr als 20 % zu. Gleichzeitig reduzierten sich die Belastungen der Industrie durch Steuern, Abgaben und Umlagen im Jahr 2021 um etwa 2,2 %. Im Ergebnis verringerte sich der Anteil der staatlichen Belastungen am Strompreis für Industriekunden 2021 auf rund 42,5 % gegenüber noch 52,3 % im Jahr 2020 (inkl. Stromsteuer).

Der Strompreis für Haushaltskunden ist im Jahr 2021 gegenüber dem Vorjahr um 1,1 % auf durchschnittlich 32,16 ct/kWh angestiegen (Von Januar bis Dezember 2021 erhöhte sich der Strompreis für diese Kundengruppe um 1,7 %). Damit erreicht der Haushaltskundenpreis ein neues Rekordniveau. Grund dafür ist der Anstieg der Kosten für Beschaffung und Vertrieb, während die Netzentgelte 2021 nur geringfügig angestiegen sind und Steuern, Abgaben

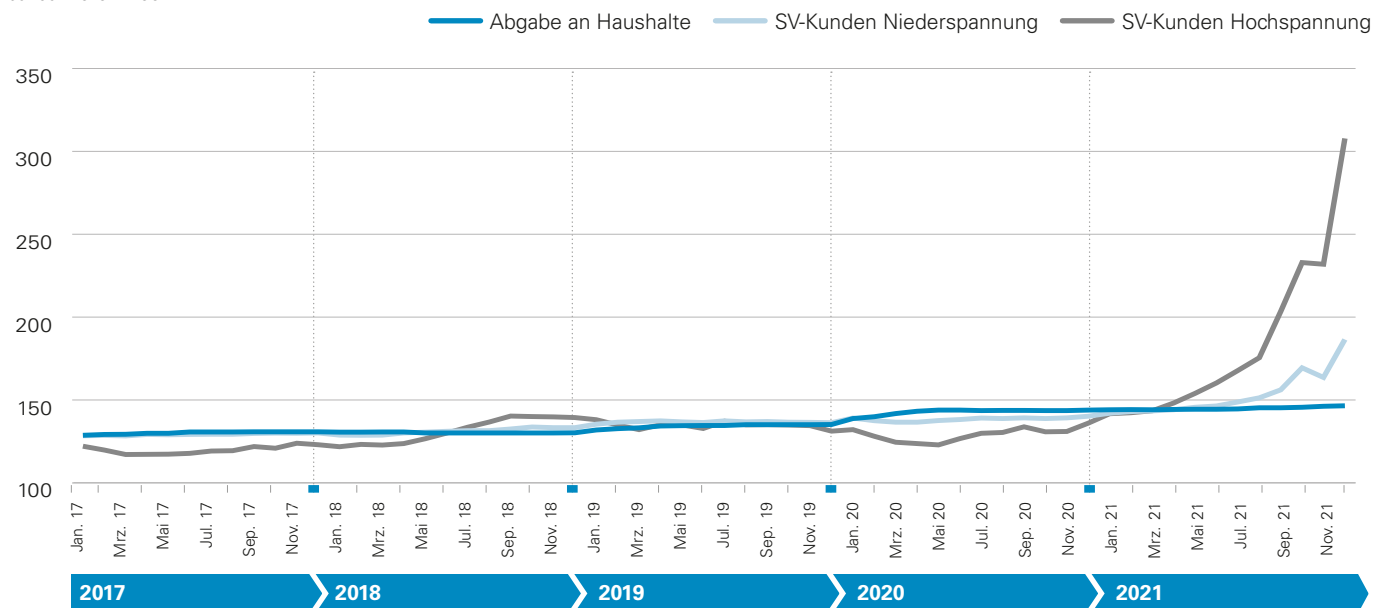
und Umlagen vor allem aufgrund der Deckelung der EEG-Umlage auf 6,5 ct/kWh geringfügig sanken. Ein weiterer Grund ist die befristete Absenkung der Mehrwertsteuer, die den Strompreis für Haushaltskunden im Zeitraum zwischen 1. Juli und 31. Dezember 2020 entlastet hatte. Insgesamt machen Steuern, Abgaben und Umlagen mit einem Anteil von 51 % weiterhin den größten Posten auf der Stromrechnung privater Kunden aus (vgl. Abbildung 12).

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

Abbildung 12

Strom-Erzeugerpreisindex für Sondervertragskunden und Abgabe an Haushalte in Deutschland von 2017 bis 2021

Januar 2010 = 100



Quelle: Statistisches Bundesamt

(Dezember 2020). Dieser Preisanstieg setzte sich im Verlauf des Berichtsjahres 2021 ungebrochen fort. In einem exponentiellen Verlauf stieg der Strompreis an der EEX von 52,80 €/MWh im Januar auf einen Wert von 221 €/MWh im Dezember 2021 an und erreicht damit ein neues Allzeithoch. Die Preisentwicklung an der Strombörse verläuft damit weitgehend parallel zu den Brennstoffpreisen (Kraftwerksgas- und -kohle) und den Kosten für CO₂-Zertifikate (vgl. Abbildung 13).

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 fördern die Wettbewerbsfähigkeit moderner und emissionsarmer Gas- und Dampfkraftwerke und verdrängen kohlenstoffintensive bzw. weniger effiziente Kraftwerke aus der Erzeugung. Inzwischen liegt eine geschlossene Zeitreihe der CO₂-Zertifikatspreise für die zweite Handelsperiode von 2008 bis 2012 und nun auch für die dritte Handelsperiode von 2013 bis 2020 vor.

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

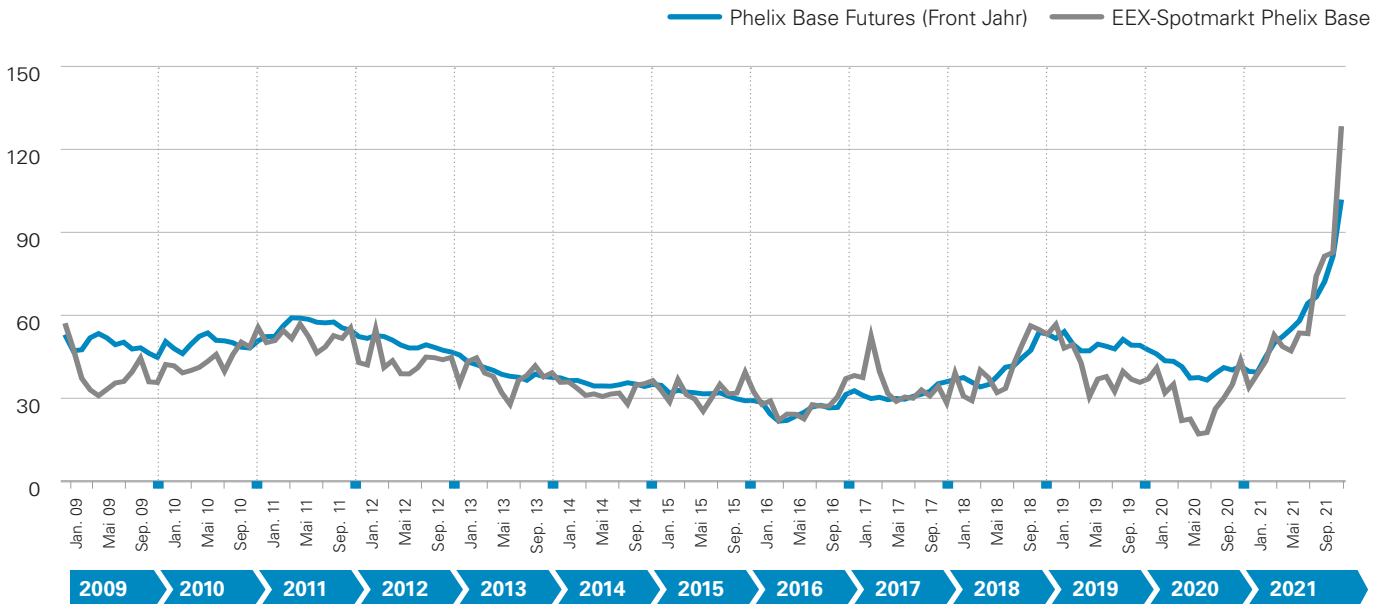
- die Zuteilung der Emissionsrechte erfolgt in zwei Phasen (von 2021 bis 2025 und von 2026 bis 2030), wobei die Zuteilungsmenge zu Beginn der jeweiligen Phase festgelegt wird,
- der lineare Kürzungsfaktor (zur branchenübergreifenden jährlichen Reduktion der Zuteilungsmenge), der in der 3. Handelsperiode noch 1,74 % p.a. betrug, steigt in der laufenden Handelsperiode auf 2,2 % p.a. und
- die Zuteilung kostenloser Emissionszertifikate 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,
- dass der größte Teil der Emissionsberechtigungen (57 % der Gesamtmenge) über Versteigerungen zugeteilt werden soll.

Insgesamt führen die Neuregelungen dazu, dass das Emissionsbudget in Zukunft schneller sinkt als zuvor. Die damit verbundene Verknappung der Zertifikatsmenge dürfte zu einer dauerhaften „Stabilisierung“ des CO₂-Preises auf einem höheren Niveau führen, als in der 2. oder 3. Handelsperiode zu beobachten war.

Abbildung 13

Entwicklung der Strompreise auf dem EEX-Spotmarkt und -Terminmarkt (Front-Jahr) von 2009 bis 2021

Strompreise in Euro/MW

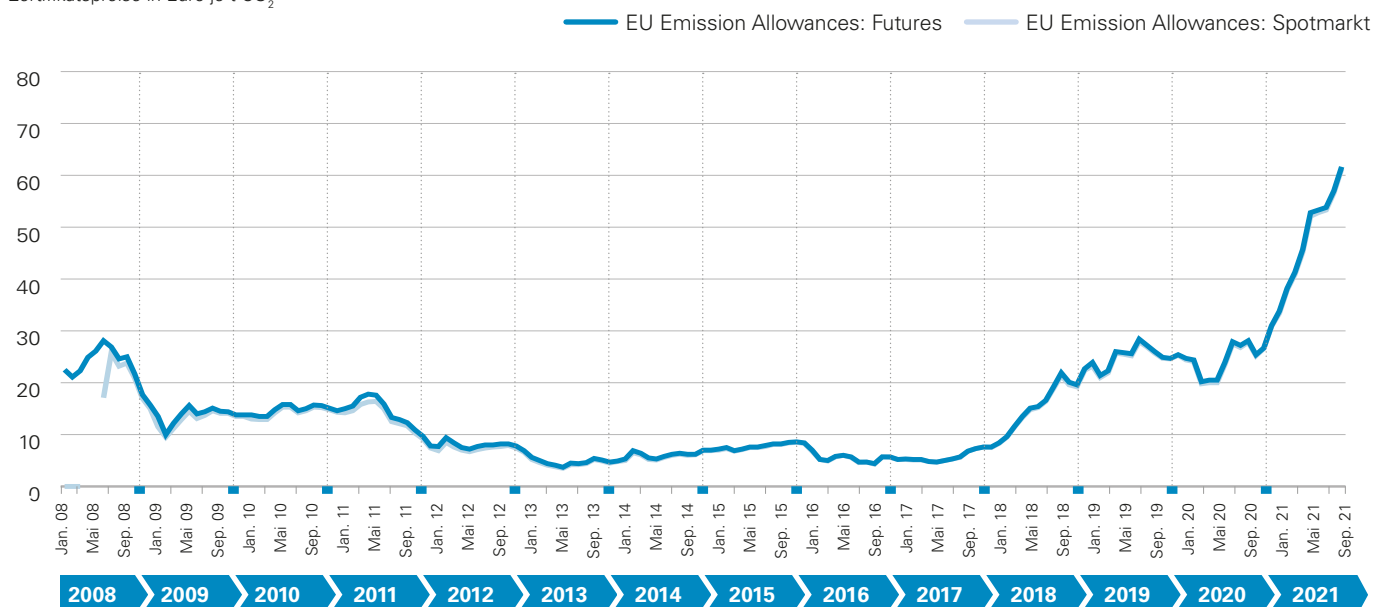


Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Im Durchschnitt des Jahres 2021 war an der EEX (Spotmarkt) ein CO₂-Preis in Höhe von 53,30 Euro je Tonne zu beobachten, er hat sich folglich gegenüber dem Vorjahr mehr als verdoppelt (+115 %). Noch deutlicher ausgeprägt ist der Preisanstieg in der unterjährigen Betrachtung sichtbar. Seit November

2020 ist der CO₂-Preis durchgängig angestiegen. Der Preis für CO₂-Zertifikate hat sich seit Januar 2021 von rund 33,40 Euro je Tonne auf fast 80 Euro je Tonne im Dezember 2021 erhöht. Dies entspricht einer Preiszunahme um 46,50 Euro je Tonne bzw. einem Plus von 139 %. (vgl. Abbildung 14).

Abbildung 14

EU Emission Allowances auf dem EEX-Spotmarkt von 2008 bis 2021
Zertifikatspreise in Euro je t CO₂

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Erneuerbare Energien²¹

Der Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger betrug im Jahr 2021 insgesamt 1.947 PJ (vgl. Tabelle 14). Im Vergleich zum Vorjahr (1.972 PJ) entsprach dies einem Rückgang um 1,2 % oder absolut 25 PJ. Wesentlicher Einflussfaktoren dieser Entwicklung waren eine windschwache und zugleich kältere Witterung, die zu geringerer Windstromerzeugung und einem höheren Verbrauch biogener Brennstoffe für Wärmezwecke führte.

Bedingt durch unterdurchschnittliche Windverhältnisse ging die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 2021 um 7 % zurück. Mit insgesamt 234 Mrd. kWh wurde weniger erneuerbarer Strom als in 2019 (241 Mrd. kWh) und deutlicher weniger als in 2020 (251 Mrd. kWh) produziert. Zwar steuerten Windenergieanlagen an Land und auf See mit zusammen 114 Mrd. kWh nahezu die Hälfte des erneuerbaren Stroms bei. Gegenüber dem Vorjahr wurden jedoch 18,3 Mrd. kWh (-14 %) weniger Windstrom erzeugt.

Auch der Ausbau der Windenergie blieb 2021 auf einem geringen Niveau: Während die Stromerzeugungskapazität auf See konstant blieb, erreichte der Netto-Zubau an Land rund 1,7 GW. Insgesamt waren damit Ende 2021 Windenergieanlagen an Land und auf See mit einer elektrischen Nennleistung von 56,1 GW und 7,8 GW in Betrieb.

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik erreichte 2021 rund 50,0 Mrd. kWh. Aufgrund der geringeren Globalstrahlung lag sie nur leicht über dem Niveau des Vorjahres (49,5 Mrd. kWh). Durch einen Netto-Zubau neuer Anlagen, der mit rund 5,0 GW etwas über dem Vorjahr (4,8 GW) lag, wuchs die gesamte Peak-Leistung auf 58,7 GW an. Sie lag damit erstmals höher als die Nennleistung der Windkraftanlagen an Land.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft nahm 2021 um 0,7 Mrd. kWh auf 19,1 Mrd. kWh zu, während die Stromerzeugung aus Biomasse einschließlich biogenem Abfall (50,4 Mrd. kWh) leicht rückläufig

war (-0,5 Mrd. kWh). In diesem Zusammenhang soll auf eine statistische Besonderheit, die internationale Konvention des Wirkungsgradprinzips, hingewiesen werden: Mangels physikalisch bestimmbarer Heizwerte wird bei der Bilanzierung der Energieträger Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik ein fiktiver Wirkungsgrad der Energieumwandlung von 100 % unterstellt. Das Wirkungsgradprinzip hat zur Folge, dass zum Beispiel der primärenergetische Beitrag der Stromerzeugung aus Windenergie (410 PJ Umwandlungseinsatz) in einer vergleichbaren Größenordnung wie die Stromerzeugung aus Biomasse (388 PJ Umwandlungseinsatz inkl. biogenem Abfall) ausgewiesen wird, obwohl die Stromerzeugung aus Windenergie mehr als doppelt so hoch lag.

Der gesamte Primärenergieverbrauch von Biomasse und biogenen Abfällen lag 2021 bei 1.177 PJ (Vorjahr 1.147 PJ). Dies entspricht etwa 60 % des gesamten Primärenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien. Rund 43 % hiervon wurde im Umwandlungssektor, das heißt im Wesentlichen zur Strom- und Fernwärmeerzeugung einschließlich der Deckung des Eigenverbrauchs der Erzeugungsanlagen, eingesetzt. Dabei wurden etwa zur Hälfte gasförmige Energieträger genutzt, während feste Brennstoffe einschließlich des biogenen Teils des Siedlungsabfalls die andere Hälfte ausmachten. Entsprechend der kühleren Witterung im Jahr 2021 nahm der Einsatz zur Stromerzeugung ab, während der Einsatz zur Fernwärmeerzeugung anstieg.

Der Großteil (rund 57 %) der energetischen Biomassenutzung entfiel auf den Endenergieverbrauch, welcher im Jahr 2021 um 35 PJ (+5,6 %) auf 665 PJ anstieg. Knapp zwei Drittel der Biomasse wurden von privaten Haushalten sowie im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen verbraucht (431 PJ), während der Anteil des Verkehrssektors (123 PJ) bei etwa 19 % und der des Industriesektors (111 PJ) bei rund 17 % lag. Infolge der im Vergleich zum Vorjahr niedrigeren Außentemperaturen nahm vor allem die Nutzung

21) 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).

Dieser Text beruht auf den Arbeiten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat, Stand: 18.2.2022). Weitere Informationen zur Entwicklung erneuerbarer Energien im Jahr 2021 können dem UBA-Hintergrundpapier „Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2021“ entnommen werden: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-2021>

Tabelle 14

Erneuerbare Energien in Deutschland 2020 und 2021 nach Verwendung und Energiequellen

	Wasserkraft		Windenergie (an Land und auf See)				Solarenergie				Geothermie				Biomasse				Abfälle				Summe							
	2020		2021		Ände- rungen		2020		2021		Ände- rungen		2020		2021		Ände- rungen		2020		2021		Ände- rungen		2020		2021		Ände- rungen	
	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule	%		
Gewinnung im Inland	66	69	4		476	410	-14		210	210	0		73	81	11		993	1.044	5		130	131	0		1.949	1.945	-0,2			
Außenhandelsaldo																	23	3	-88						23	3	-88,4			
Primärenergie- verbrauch	66	69	4		476	410	-14		210	210	0		73	81	11		1.016	1.046	3		130	131	0		1.972	1.947	-1,2			
Einsatz in Kraftwerken (Strom)	66	69	4		476	410	-14		178	180	1		8	9	8		338	331	-2		60	57	-4		1.126	1.056	-6,3			
Einsatz in Kraft- und Heizwerken (Wärme)									0	0	7		4	4	9		47	50	6		47	50	7		98	104	6,3			
Verbrauch bei Umwandlung, Verluste																	25	24	-4		0	0	0		25	24	-3,8			
Endenergie- verbrauch									32	30	-5		61	68	11		607	642	6		23	23	0		723	764	5,6			
Industrie									0	0	0		0	0	0		88	88	0		23	23	0		112	112	0,0			
Verkehr																	141	123	-12						141	123	-12,2			
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen									32	30	-5		61	68	11		378	431	14						471	529	12,3			

Alle Werte vorläufig (Stand 14. Februar 2022)

Quelle: AGEESat

von Biomasse in privaten Haushalten und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen überproportional zu (+53 PJ bzw. +14 %, überwiegend Energieholzsorimente), während die Beimischung von Biokraftstoffen im Verkehr insgesamt zurückging (-18 PJ bzw. -12 %).

Die sonstigen erneuerbaren Energieträger Solarthermie, Tiefengeothermie und Umweltwärme einschließlich oberflächennaher Geothermie umfassten rund 5 % des Primärenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien. Vor allem im Bereich der Wärmepumpen war ein starkes Wachstum zu verzeichnen: Laut Bundesverband Wärmepumpen wurden im Jahr 2021 rund 154.000 Heizungswärmepumpen und 23.500 Warmwasserpumpen neu in Betrieb genommen. In der Folge stieg die mittels Wärmepumpentechnologie gewonnene, erneuerbare Umweltwärme um 11 % auf 68 PJ an (inklusive 4 PJ direkter tiefengeothermischer Wärmenutzung).

Die solarthermische Wärmegegewinnung hingegen verringerte sich im Vergleich zum Vorjahr um ca. 5 % und sank auf ein Niveau von 30 PJ im Jahr 2021. Ursächlich dafür war die (im Kontext der

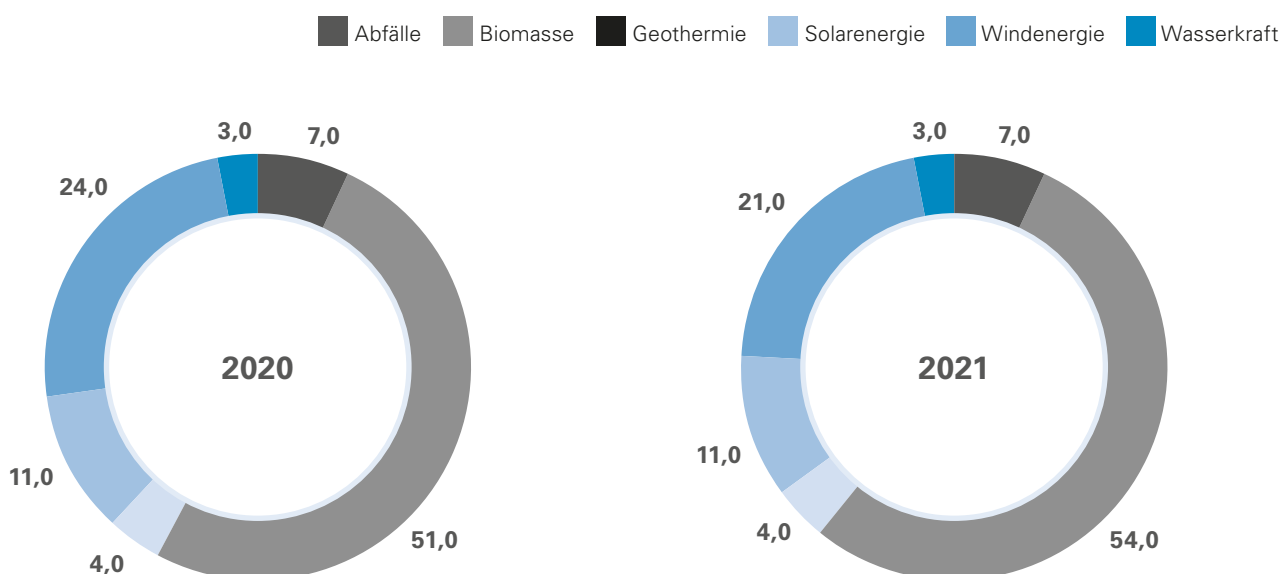
photovoltaischen Stromerzeugung) bereits erwähnte, im Jahr 2021 niedrigere Globalstrahlung als im Vorjahr. Da zugleich die Neuinstallationen nach Angaben des Bundesverbandes Solarwirtschaft mit rund 81.000 neuen Anlagen auf vergleichbarem Niveau wie 2020 stagnierten, wuchs die gesamte installierte Kollektorfläche in Deutschland nur leicht auf 21,8 Mio. m² an (entspricht +1,7 %).

Die Analyse der einzelnen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien verdeutlicht, dass der energieträgerspezifische Primärenergieverbrauch unterschiedliche Tendenzen zeigt (vgl. Abbildung 15). Während die Windenergie aufgrund des im Vergleich zu 2020 windschwachen Jahr deutlich Anteile (-3,1 %-Punkte) verloren hat, konnten alle anderen erneuerbaren Energieträger, insbesondere aber die Biomasse (+2,2 %-Punkte auf 53,7 % im Jahr 2021), ihren Beitrag erhöhen. Die erneuerbaren Abfälle, Solarenergie, Wasserkraft und Geothermie und konnten ihren Beitrag in der Reihenfolge ihrer Bedeutung im insgesamt leicht geschrumpften Markt zwischen 0,1 und 0,4 %-Punkten ausbauen.

Abbildung 15

Struktur der erneuerbaren Energien in Deutschland 2020 und 2021

Anteile an Primärenergieverbrauch der erneuerbaren Energien insgesamt in %



Alle Werte vorläufig (Stand 14. Februar 2022)

Quelle: Abbildung auf Basis der Daten der AGEE-Stat

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 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 Bruttoinlandsprodukt oder der Bevölkerung betrachtet. Jede Verringerung der so definierten Energieintensität ist gleichbedeutend mit einer Erhöhung der Energieproduktivität bzw. -effizienz.

Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland hat sich 2021 bezogen auf die Ursprungswerte des Primärenergieverbrauchs bei einer Steigerung der preisbereinigten gesamtwirtschaftlichen Leistung um 2,7 % und eines damit verbundenen noch etwas kräftigeren Anstiegs des Energieverbrauchs um 3,1 %, um etwa 0,4 %, gegenüber dem Vorjahr verschlechtert. Temperatur- und

Tabelle 15

Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2021

	Einheit	1990	2018	2019	2020	2021 ¹⁾	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %	
							2020 bis 2021	1990 bis 2021
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt, Referenzjahr 2015)	Verkettete Volumenangaben, in Mrd. €	1.959,1	3.211,1	3.245,0	3.096,7	3.179,9	2,7	1,6
Bevölkerung ²⁾	Mio.	79,8	82,9	83,1	83,2	83,2	0,0	0,1
Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	Petajoule	14.905	13.129	12.805	11.895	12.265	3,1	-0,6
Primärenergieverbrauch (bereinigt) ⁴⁾	Petajoule	15.051	13.408	12.951	12.078	12.366	2,4	-0,6
Bruttostromverbrauch ³⁾	Mrd. kWh	550,7	591,8	575,2	555,3	568,8	2,4	0,1
Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	131,4	244,6	253,4	260,3	259,3	-0,4	2,2
Energieproduktivität (bereinigt) ⁴⁾	Euro/GJ	130,2	239,5	250,6	256,4	257,1	0,3	2,2
Stromproduktivität	Euro/kWh	3,6	5,4	5,6	5,6	5,6	0,2	1,5

1) Angaben, z. T. geschätzt

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

3) Inkl. Pumpstromerzeugung

4) temperaturbereinigte Werte, Mineralöl lagerbestandsbereinigt

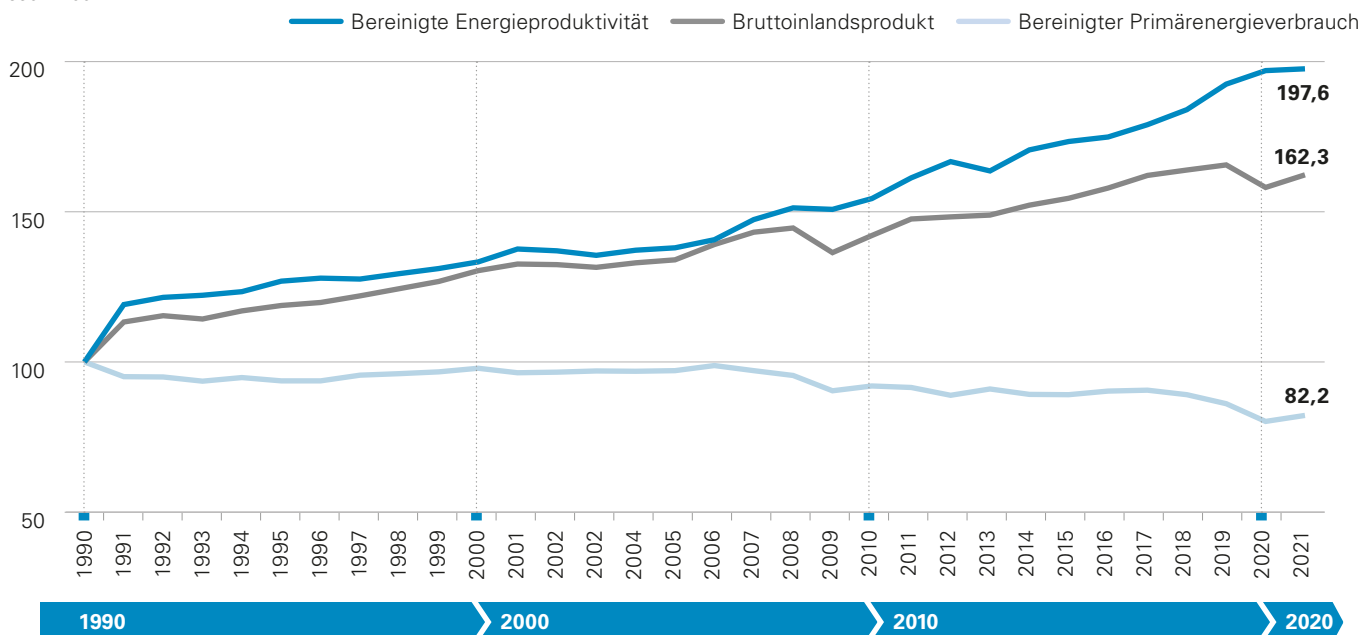
Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

Abbildung 16

Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität in Deutschland 1990 bis 2021

1990 = 100



Alle Werte für 2021 vorläufig

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

lagerbestandsbereinigt verbesserte sie sich jedoch mit einem Plus von 0,3 % verglichen mit dem Vorjahr geringfügig. Die Verbesserung der (bereinigten) gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität liegt damit im aktuellen Berichtsjahr 2021 spürbar unter dem Niveau des längerfristigen Trends (1990 bis 2021: rund 2,2 % p.a.). Insgesamt hat sich die Entkopplung zwischen gesamtwirtschaftlicher Entwicklung und Energieverbrauch (bezogen auf die bereinigten Werte) 2021, wenn auch verlangsamt, weiter fortgesetzt (vgl. Tabelle 15 und Abbildung 16).

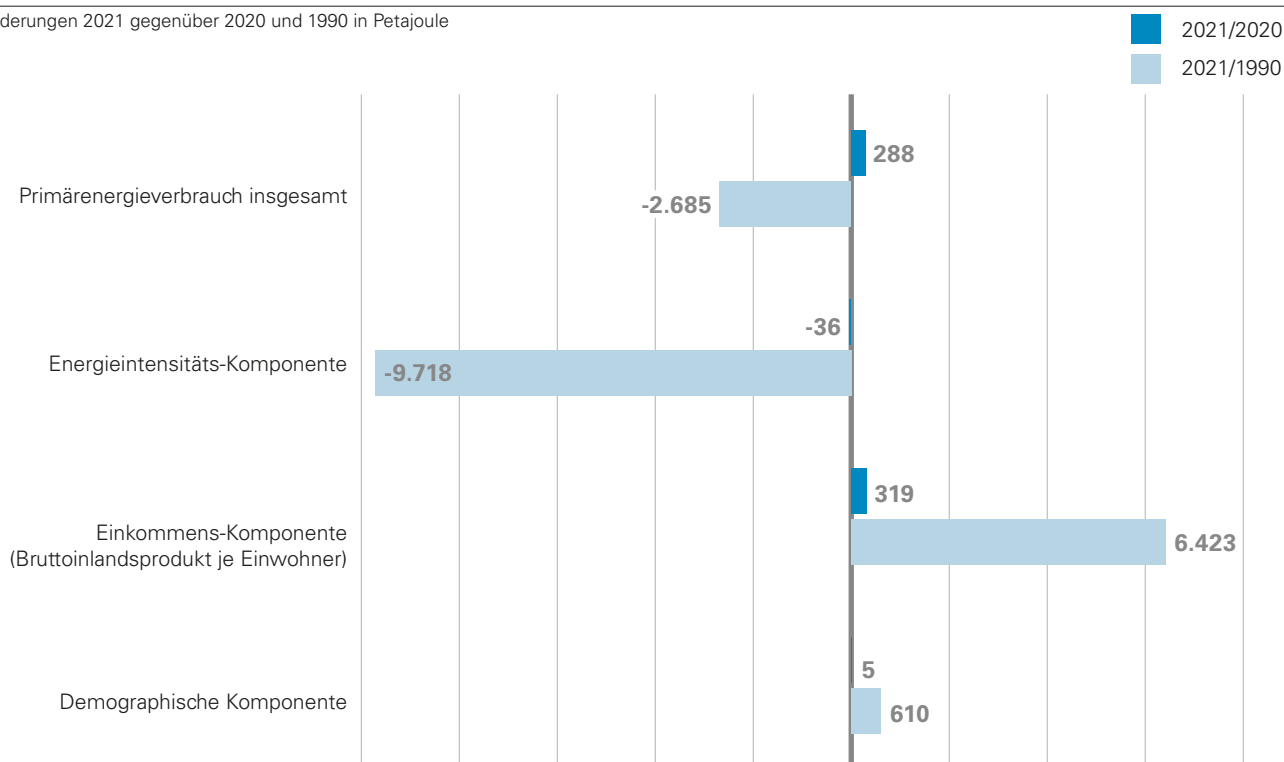
Die auf dem Primärenergieverbrauch beruhende Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität spiegelt allerdings auch statistische Effekte wider. Diese hängen mit der primärenergetischen Bewertung von Wasser- und Windkraft, Photovoltaik sowie der Kernenergie zusammen (die zur Stromerzeugung 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/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2019_20200325_dt.pdf abgerufen werden kann.

Abbildung 17

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des bereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2021 gegenüber 2020 und 1990 in Petajoule



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

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 17). Dabei zeigen die langfristigen Veränderungen von 2021 gegenüber 1990 sehr deutlich den großen Einfluss der gesunkenen Energieintensität (sprich: der Verbesserung der Energieeffizienz) auf die Minderung des (temperaturbereinigten) Primärenergieverbrauchs (-9.718 PJ). Dadurch konnten die verbrauchssteigernden Wirkungen des gesamtwirtschaftlichen Wachstums (+6.423 PJ) sowie des Bevölkerungszuwachses (+610 PJ) deutlich überkompensiert werden. Insgesamt hat sich der bereinigte Primärenergieverbrauch in der Zeit zwischen 1990 und 2021 um 3.685 PJ vermindert.

Die skizzierten Zusammenhänge gelten ähnlich für die kurzfristige Betrachtung der Veränderungen von 2020 auf 2021: Aber anders als im langfristigen Vergleich wirkt sich jetzt vor allem die in Folge des coronabedingten Konjunkturerinbruchs im Jahr 2020 wiederbelebte Wirtschaftsaktivität (+319 PJ) im Berichtsjahr deutlich verbrauchssteigernd aus, wohingegen Effizienzgewinne im Umgang mit Energie nur einen verhältnismäßig geringen Einfluss auf den Primärenergieverbrauch (-36 PJ) hatten. Die verbrauchssteigernden Wirkungen der Bevölkerungskomponente (zusammen +5 PJ) war vernachlässigbar gering, so dass es im Ergebnis zu einer Erhöhung des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs um 610 PJ (gegenüber 2020) gekommen ist.

Einschränkend sei in Bezug auf die Bewertung der Ergebnisse der Komponentenzerlegung 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 intrasektorale, 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 2021 aufgrund des konjunkturbedingt deutlichen Anstiegs des Stromverbrauchs (um 2,4 % auf 568,8 TWh) bei gleichzeitig noch stärker zunehmendem Wirtschaftswachstum (+2,7 %) geringfügig, nämlich um 0,2 % (im Vergleich zu 2020). Über den längerfristigen Zeitraum von 1990 bis 2021 betrachtet nahm die Stromproduktivität jahresdurchschnittlich um 1,5 % zu. Zur Erinnerung: Die gesamte Energieproduktivität (bereinigt) stieg im gleichen Zeitraum um 2,2 % p.a. (Einzelheiten dazu vgl. Tabelle 15 sowie Abbildung 18 und 19)

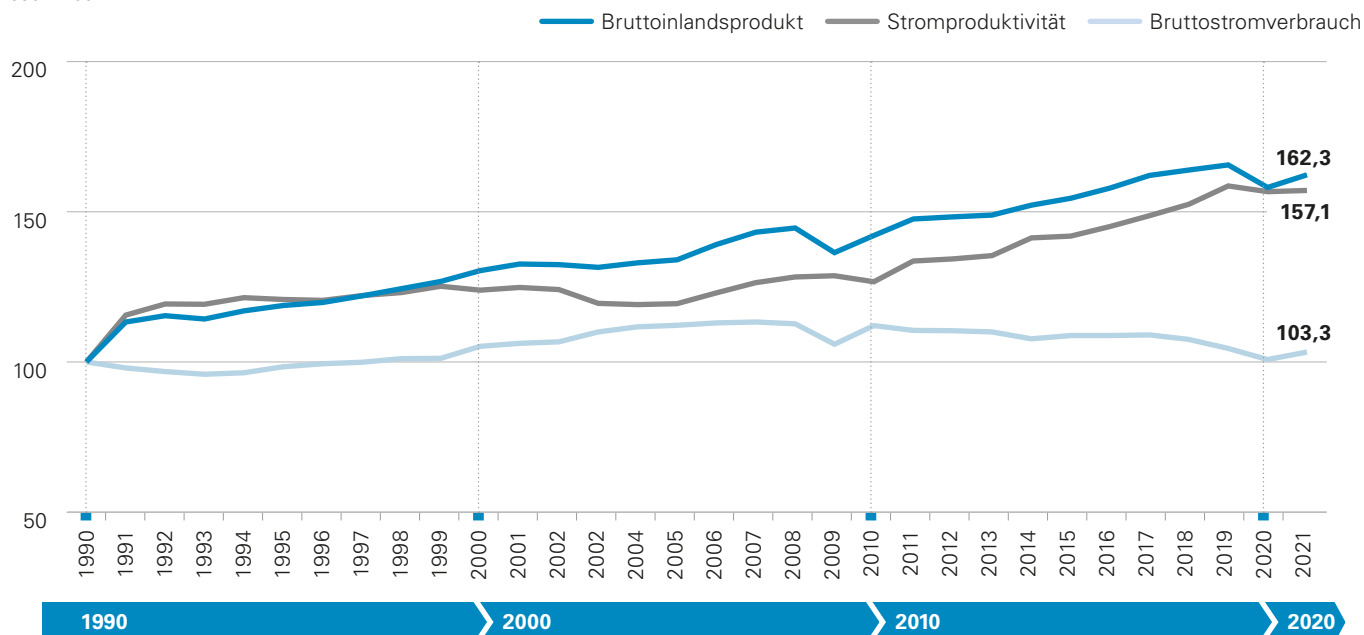
Den Einfluss ausgewählter Komponenten (Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung und Stromproduktivität) für die Veränderungen des Stromverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2021 bzw. 2020/2021 zeigt zum Abschluss dieses Abschnittes Abbildung 20. Danach ist der Anstieg des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2021 um 13,5 Mrd. kWh gegenüber 2020 vornehmlich auf die verbrauchs-erhöhende Wirkung des Wirtschaftswachstums (+14,7 Mrd. kWh) zurückzuführen. Von der nahezu stagnierenden Bevölkerungsentwicklung ging, wenig überraschend, kein nennenswerter Impuls auf den Stromverbrauch aus (+0,2 Mrd. kWh). Die höhere Stromproduktivität (Stromintensitäts-Komponente) bewirkte hingegen eine Verringerung des gesamtwirtschaftlichen Verbrauchs an elektrischer Energie in Höhe von 1,4 Mrd. kWh.

Auch über den gesamten Zeitraum von 1990 bis 2021 führte die langfristige Steigerung der Stromproduktivität nicht zu einer absoluten Senkung des Stromverbrauchs. Vielmehr erhöhte sich der Bruttostromverbrauch zwischen 1990 und 2021 um insgesamt rund 18 Mrd. kWh. Die Steigerung der Stromproduktivität (-262 Mrd. kWh) in derselben Zeitspanne war ursächlich dafür, dass der skizzierte Anstieg des Bruttostromverbrauchs (gegenüber 1990) trotz der starken Verbrauchserhöhung durch die wachsende Wirtschaft (+256 Mrd. kWh) und demografische Einflussfaktoren (+24 Mrd. kWh) auf rund 18 Mrd. kWh begrenzt werden konnte. Gegenüber 1990 ist der Stromverbrauch also um insgesamt 3,3 % gestiegen; er liegt damit (nach dem corona-bedingten Tiefstand im Jahr 2020) immer noch um rund 1,1 % (entspricht 6,4 Mrd. kWh) unter dem Niveau des Jahres 2019.

Abbildung 18

Bruttoinlandsprodukt¹⁾, Bruttostromverbrauch und gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität²⁾ in Deutschland 1990 bis 2021

1990 = 100



Alle Werte für 2021 vorläufig

1) Preisbereinigt

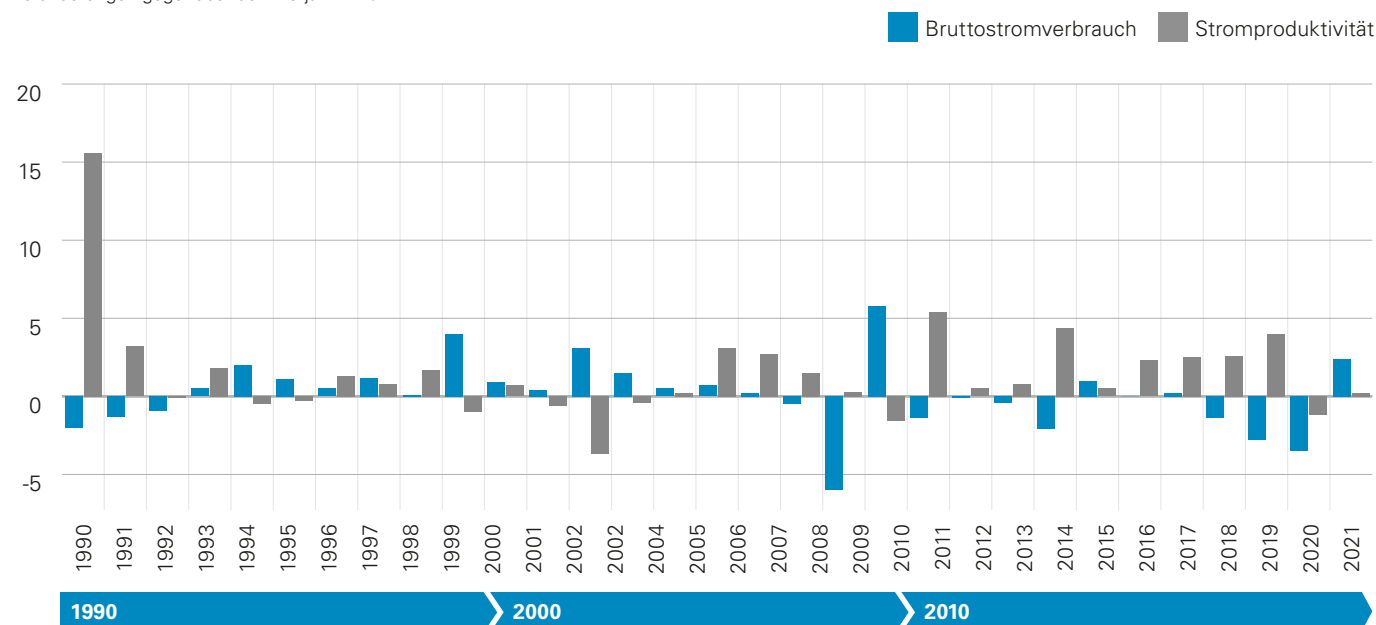
2) Bruttoinlandsprodukt je Einheit Bruttostromverbrauch

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

Abbildung 19

Veränderungen von Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität von 1991 bis 2021

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %



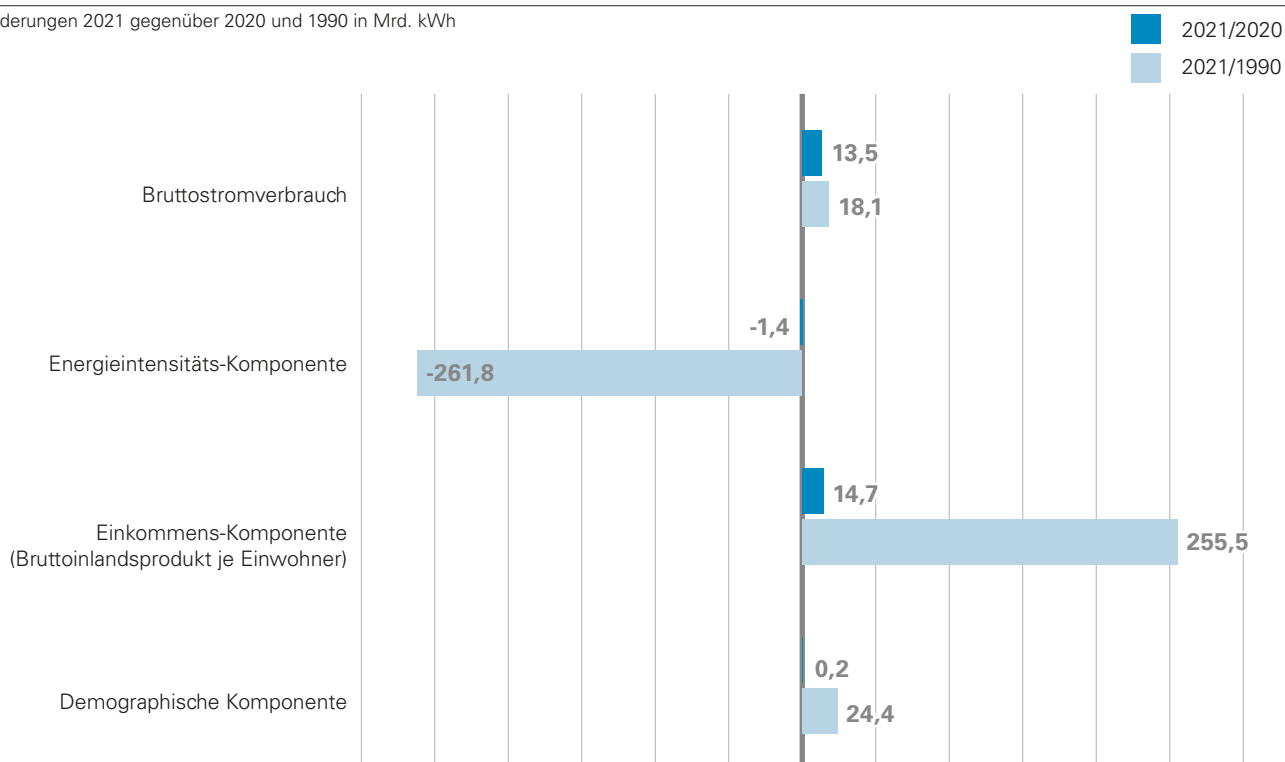
Alle Werte für 2021 vorläufig

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

Abbildung 20

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2021 gegenüber 2020 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 2021 rund 216 Mio. t CO₂. Dies entsprach im Vergleich zu 2020 einer Erhöhung des CO₂-Ausstoßes um rund 16 %. Der größte Teil dieses Emissionsanstieges entfiel 2021 auf die Stromerzeugung (reine Kondensations- und KWK-Stromerzeugung), die ihren Kohlendioxidausstoß bei schwacher Windstromerzeugung um fast 18 Mio. t erhöhte. Auch die Erzeugung von Fernwärme und die damit verbundenen CO₂-Emissionsmengen nahmen 2021 (vor allem bedingt durch die deutlich kühlere Witterung) kräftig zu.

Im Bereich der Stromerzeugung der Anlagen der Betriebe des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes waren von 2020 auf 2021, trotz fortschreitender Wirkungsgradverbesserungen und Energieträgersubstitutionen, eine vor allem konjunkturbedingt höhere Erzeugung von Strom und Wärme zu beobachten. Nach ersten Schätzungen dürften die CO₂-Emissionen allein in diesem Segment im Jahr 2021 um fast 2 Mio. t (rund 7,5 %) über dem Niveau des Vorjahres liegen.

Aus den in diesem Bericht zusammengetragenen ersten Daten und Schätzungen zur Entwicklung des Energieverbrauchs im Jahr 2021, lassen sich darüber hinaus grobe Hinweise auf die Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxidemissionen in anderen Sektoren, vornehmlich denen des Endenergieverbrauchs, ableiten:

- Die spürbare Erhöhung des Absatzes an Kraftstoffen (Ottokraftstoff, Diesel- und Flugkraftstoffe) sowie Verschiebungen des Absatzmixes könnten 2021 zu einer Steigerung der CO₂-Emissionen des Verkehrssektors um rund 3,4 Mio. t (bzw. +2,2 % gegenüber 2020) führen.²²⁾ Der mit Abstand größte Beitrag zu dieser Emissionserhöhung ist auf die Wiederbelebung des Flugverkehrs und das damit verbundene Wachstum der Verkehrsleistung in diesem Segment (aufgrund der konjunkturellen Erholung und des

Anstieges von touristischen Reisen, im Gefolge wachsender Reisefreiheit durch die sukzessive Überwindung der Covid-19-Pandemie u.a. durch Impfungen usw.). Allein im Luftverkehr könnten die Kohlendioxid-Emissionen um 23,5 % gegenüber 2019 zugenommen haben.

- Im Verarbeitenden Gewerbe (ohne Stromerzeugung in Industriekraftwerken sowie den Energieeinsatz in Raffinerien, Hochöfen und Kokereien) ist hingegen damit zu rechnen, dass die (direkten) energiebedingten CO₂-Emissionen aufgrund des Wachstums der Industrieproduktion 2021 verglichen mit dem Vorjahr um mehr als 3,7 Mio.t zunehmen könnten. Allein der vermehrte Einsatz von Steinkohle und Steinkohlenkoks sowie anderen fossilen Energieträgern zur Rohstahlproduktion, die insgesamt 2021 gegenüber dem Vorjahr um mehr als 5,3 Mio. t auf fast 41 Mio.t (+14,9 %) gewachsen ist, dürfte die Emissionsbilanz der Industrie im Berichtsjahr um 3,7 Mio. t (ohne den Beitrag der Hochöfen, die in der Energiebilanz im Umwandlungssektor erfasst sind) zusätzlich belastet haben. Rechnet man die Emissionen der Hochöfen hinzu, sind die energiebedingten CO₂-Emissionen gegenüber 2019 überschlägig gerechnet um mehr als 5,6 Mio. t gestiegen. Auch für andere Wirtschaftszweige wie z. B. die Produktion von Glas und Keramik, die Herstellung von Papier und Pappe oder die Erzeugung von Nahrungsmitteln und Tabak wird für das Berichtsjahr 2021 eine Steigerung der Emissionen prognostiziert. In einigen Sektoren, die 2021 in besonderem Maße mit Lieferengpässen bei der Versorgung mit Vorprodukten zu kämpfen hatten, wie z. B. im Fahrzeugbau oder im Maschinenbau wird hingegen ein produktionsbedingter Rückgang der CO₂-Emissionen erwartet.
- Aufgrund der im Vergleich zum Vorjahr etwas kühleren Witterung wäre im Bereich der privaten Haushalte zur Beheizung von Wohnungen 2021 ein höherer Energieverbrauch sowie eine damit

22) In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass die Effekte des „Tanktourismus“ zur Ausnutzung von Kraftstoffpreisdifferenzen in grenznahen Regionen in Absatzmengen für Diesellokraftstoff 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 verzerren sein. Zumal sich in den vergangenen Jahren durch die starke Anhebung der Kraftstoffbesteuerung in Nachbarländern (z. B. Frankreich, Belgien, Niederlande) die Richtung des „Tanktourismus“ umgekehrt hat.

verbundene gleichgerichtete Emissionsentwicklung zu erwarten gewesen. Tatsächlich ist der gesamte Energieverbrauch der Haushalte auf Basis der Berechnungen zur Frühschätzung der Energiebilanz 2021 leicht angestiegen (+0,5 %). Nach den vorliegenden (noch vorläufigen) Daten könnten die Emissionen der privaten Haushalte aufgrund von Substitutionen im Energiemix trotz des moderaten Verbrauchsanstieg um etwa 7 % 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 2021 haben die Haushalte ihre Tankbestände aufgrund der kräftigen Preiserhöhungen für leichtes Heizöl im Verlauf der zweiten Jahreshälfte erheblich abgebaut. Es wurden folglich insbesondere Heizölmengen verbraucht, die in der Absatzgröße der Energiebilanz nicht enthalten sind. Die verbrauchs- und emissionsrelevanten Bestandsentnahmen lagen 2021 nach unseren Schätzungen in der Größenordnung von rund 103 PJ (also ca. 7,5 Mio. t CO₂). Bereinigt man die Bilanzdaten allein beim Heizöl um diese geschätzte Bestandsentnahme, so wären die CO₂-Emissionen nicht gesunken (wie es die originären Bilanzdaten auf den ersten Blick suggerieren), sondern sie hätten im Gegenteil um rund 1,2 Mio.t (entspricht 1,3 %) gegenüber dem Vorjahr zugenommen.²³⁾

- Schließlich ist auch im GHD-Sektor mit einer Erhöhung der Emissionen (2021: +123.000 Tonnen, berechnet anhand der Energiebilanzzahlen) zu rechnen. Auf Basis von Verbrauchszahlen für den Einsatz von leichtem Heizöl, errechnet sich für diesen Wirtschaftszweig eine deutliche Zunahme der CO₂-Emissionen um etwa 0,9 Mio. t (bzw. 2 %) gegenüber dem Vorjahr. Die skizzierte Emissionsminderung im GHD-Sektor ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die Wirtschaftsleistung bezogen auf die preisbereinigte Bruttowertschöpfung 2021 um ca. 2,5 % gewachsen ist, nachdem sie im Vorjahr im Gefolge

der Lockdown-Maßnahmen, die in hohem Maße die Dienstleistungssektoren und den Einzelhandel getroffen haben, um 3,3 % gesunken ist.

Die Vorjahresschätzung des Umweltbundesamtes hat die CO₂-Emissionen differenziert nach den Sektoren des Klimaschutzgesetzes für 2020 auf rund 644 Mio. t geschätzt, darunter sind ca. 595 Mio. t, die unmittelbar auf den Einsatz von Brennstoffen und damit Verbrennungsprozesse zurückzuführen sind, wie sie auch in der Energiebilanz Deutschland verbucht sind²⁴⁾. Somit haben sich die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2020 (vor allem als Folge der sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen von Maßnahmen, die zur Bekämpfung der Corona-Pandemie ergriffen wurden) um rund 9,8 % verringert.

Fasst man vor diesem Hintergrund, die in diesem Abschnitt skizzierten Entwicklungen für eine erste Gesamteinschätzung zusammen, so ist für das Jahr 2021 nach überschlägigen Rechnungen der AG Energiebilanzen wieder ein Anstieg der energiebedingten CO₂-Emissionen zu erwarten²⁵⁾. Allein auf der Grundlage der geschätzten Energiebilanzdaten für das Berichtsjahr 2021 wäre damit zu rechnen, dass die energiebedingten CO₂-Emissionen in der Größenordnung von 2,8 % zugenommen haben (dies entspräche eine Steigerung des CO₂-Ausstoßes gegenüber dem Vorjahr zwischen 17 und 18 Mio. t). Verwendet man zur Berechnung der energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen – wie oben bereits angesprochen – anstelle der originären Energiebilanzdaten insbesondere für den Absatz von leichtem Heizöl an private Haushalte und den GHD-Sektor „echte“ Verbrauchsangaben (führt also eine Bereinigung der in der Energiebilanz in diesen Sektoren ausgewiesenen Absatzmengen um Lager- bzw. Vorratsveränderungen durch) verändert sich das Bild: Nach dieser (bereinigten) Berechnung haben sich die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2021 (verglichen mit dem Vorjahr) um ca. 5,3 % und damit verbunden um rund 31 Mio. t erhöht.

23) 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.

24) Einzelheiten vgl. Umweltbundesamt, Vorjahresschätzung der deutschen Treibhausgas-Emissionen für das Jahr 2020, Stand 15.3.2021 (Internet: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/emissionsuebersichten-in-den-sektoren-des> (Abrufdatum: 17.2.2022)).

25) 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. Aktuelle Daten zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen hat das Umweltbundesamt nach Redaktionsschluss dieses Berichtes am 15.3.2022 veröffentlicht. Die Daten können im Internet unter folgender Adresse abgerufen werden: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen> (Abrufdatum: 16.3.2022)

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.

Zusammenfassende Entwicklung

Der Energieverbrauch in Deutschland stieg 2021 nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AG Energiebilanzen) um 3,1 % auf 12.265 Petajoule (PJ) oder 418,5 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE) an. Trotz des skizzierten Verbrauchsanstieges liegt der Primärenergieverbrauch immer noch um 4,2 % unter dem Niveau des Jahres 2019.

Für den gestiegenen Energieverbrauch waren vor allem wirtschaftliche Erholungsprozesse (nach der pandemiebedingt schwachen Konjunktur des Vorjahres ist das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt 2021 um 2,7 % gewachsen) sowie die kühleren Außentemperaturen verantwortlich. Hingegen gingen von der Entwicklung der Energiepreise 2021, insbesondere in der zweiten Jahreshälfte, kräftige Anreize zur Einsparung von Energie aus. Nachdem die Weltmarktpreise für Öl, Erdgas und Steinkohle im Jahresverlauf 2020 nicht zuletzt auch aufgrund der pandemiebedingt schwächeren Nachfrage noch deutlich gesunken sind, erhöhten sie sich 2021 in Größenordnungen von 67 bis 139 % spürbar. Zwar federte die Aufwertung des Euro gegenüber dem US-Dollar den Anstieg geringfügig ab, auf die Verbraucherpreise insbesondere für Heizöl und Kraftstoffe schlug die Weltmarktpreisentwicklung ungebremsst durch. Die Verbraucherpreise für leitungsgebundene Energieträger (Erdgas, Strom, Fernwärme) waren je nach Kundengruppe (z. B. private Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) aufgrund längerfristiger Lieferverträge von den Entwicklungen auf den Beschaffungsmärkten noch nicht in vollem Umfang betroffen. Preissteigernd im Vergleich zum Jahr 2020 wirkte für Endverbraucher zudem die Wiederanhebung der Mehrwertsteuer auf 19 % sowie die Einführung der CO₂-Bepreisung für fossile Brennstoffe im Verkehrs- und Wärmemarkt.

Der drastische Anstieg der Verbraucherpreise für leichtes Heizöl hatte zur Folge, dass private und gewerbliche Verbraucher die Befüllung ihrer Heizöltanks verzögerten und (auch aufgrund der kühleren Witterung) im Laufe des Jahres 2021 in erheblichem Umfang Lagerbestände abgebaut haben (die privaten Haushalte und Betriebe des GHD-Sektors haben 2021 schätzungsweise 113 PJ an leichtem Heizöl aus vorrätigen Beständen verbraucht).

Ohne den Einfluss der Witterung (und unter Ausschaltung der Lagerbestandsveränderungen beim leichten Heizöl) hätte der Primärenergieverbrauch im Jahr 2021 um 2,4 % über dem Niveau des Jahres 2020 gelegen.

Gemessen an den Ursprungswerten hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität im Jahr 2021 (nach vorläufigen Berechnungen) geringfügig verschlechtert. Mit einer Rate von -0,4 % ist sie von 260,3 € BIP2005 /GJ (2020) auf 259,3 € BIP2005/GJ (2021) gesunken. Der jahresdurchschnittliche Zuwachs der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität in der Zeit von 1990 bis 2021 liegt bei 2,2 %. Bezogen auf den temperatur- und lagerbestandsbereinigten Primärenergieverbrauch nahm die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität 2021 gegenüber dem Vorjahr leicht, nämlich um 0,3 % zu.

Mit Blick auf einzelne Energieträger zeigt sich folgendes Bild: Der Verbrauch (bzw. Absatz) von Mineralöl (-3,1 %) und erneuerbaren Energien (-1,2 %) nahm 2021 als einzige Energiequellen ab. Hingegen erhöhte sich insbesondere der Verbrauch von Braunkohle (+17,7 %) und Steinkohle (+16,5 %) deutlich. Auch die Kernenergie und Erdgas konnten 2021 im wachsenden Markt Anteile gewinnen und legten um 7,4 % bzw. 4,9 % zu.

Mit einem Anteil am Primärenergieverbrauch von 32,3 % blieb das Mineralöl auch 2021 der wichtigste Energieträger, gefolgt vom Erdgas, das seinen Anteil auf 26,8 % (+0,4 %-Punkte gegenüber 2020) steigern konnte. An dritter Stelle rangierten die erneuerbaren Energieträger mit einem Anteil von 15,9 % (0,7 %-Punkte weniger als 2020) am Primärenergieverbrauch, gefolgt von der Braunkohle mit 9,2 % (+1,1 %-Punkte) und der Steinkohle mit 8,5 % (+1 %-Punkt). Der Anteil von Kernenergie zur Deckung des Primärenergieverbrauchs erhöhte sich 2021 auf 6,1 %.

Die Veränderungen bei den erneuerbaren Energien verliefen auch 2021 sehr unterschiedlich: Während sich der Primärenergieverbrauch von Windenergie (aufgrund des im Vergleich zum Vorjahr geringeren Winddargebotes) im Jahr 2021 um 3,1 % verringerte, nahm der Verbrauch aus Biomasse (+2,2 %) und Geothermie (+0,4 %) zu. Die übrigen erneuerbaren

Energien (Geothermie, erneuerbare Abfälle und Solar-energie) stagnierten bzw. verzeichneten sehr geringe Anstiege (zwischen 0,1 und 0,2 %).

Ebenso wie der Primärenergieverbrauch nahm auch der Bruttostromverbrauch in Folge der konjunkturellen Erholung bzw. der sukzessiven Überwindung der wirtschaftlichen Auswirkungen des Corona-Krisenjahrs 2020 im Jahr 2021 wieder spürbar zu. Allerdings fiel der Anstieg mit 2,4 % auf rund 568,8 Mrd. kWh nicht ganz so kräftig aus wie der Zuwachs des Primärenergieverbrauchs insgesamt. Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität verbesserte sich 2021 gegenüber dem Vorjahr um +0,2 %, sie stieg auf einen Wert von 5,59 €/kWh. Im Gesamtergebnis fiel die Verbesserung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität damit erneut spürbar gegenüber dem Mittel der Jahre von 1990 bis 2021 (ca. +1,5 % p.a.) zurück. Dies kann als Beleg dafür gedeutet werden, dass die kontinuierliche Steigerung der Stromeffizienz zunehmend an technische Grenzen stößt und dass der vermehrte Rückgriff auf elektrischen Strom häufig eine Strategie darstellt über die Modernisierung von Prozessen fossile Energieträger einzusparen.

Die Bruttostromerzeugung erhöhte sich 2021 mit etwa 2,4 % auf rund 588 Mrd. kWh und somit parallel zur Entwicklung des Bruttostromverbrauchs (der mit +2,4 % auf 568,8 Mrd. kWh anstieg). Weiter geändert hat sich auch die Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern: Während sich die Stromerzeugung aus dem Einsatz von Steinkohle (+27,7 %), Braunkohle (+20,2 %) und Kernenergie (+7,4 %) erhöhte, kam es bei den erneuerbaren Energieträgern zu einem Minus von rund 7 %. Zugleich nahm die Stromerzeugung aus Erdgas 2021 um 5,3 % ab, nachdem sie von 2019 auf 2020 noch um 5,3 % (4,7 TWh) zugenommen hatte.

Im Ergebnis konnten die erneuerbaren Energien ihre Spitzenposition mit einer Erzeugung von insgesamt rund 233,6 Mrd. kWh und einem Stromerzeugungsanteil von knapp 39,7 % im Erzeugungsmix halten. Die Braunkohle belegte mit 18,8 % den zweiten und die Stromerzeugung aus Erdgas mit 15,2 % den dritten Platz im Stromerzeugungsmix. Die Kernenergie trug im Jahr 2021 mit rund 11,8 %, die Steinkohle etwa 9,3

% zur gesamten Stromerzeugung bei. Am Bruttostromverbrauch waren die erneuerbaren Energien 2021 mit 41,1 % beteiligt, im Vorjahr lag dieser Anteil noch bei etwa 45,2 %.

Die Überschüsse beim Stromaustausch mit dem Ausland²⁶⁾ veränderten sich 2021 im Vergleich zum Vorjahr kaum (2021: knapp 21 Mrd. kWh, 2020: rund 20,8 Mrd. kWh). Besonders hohe Exportüberschüsse waren im Austausch mit der Schweiz (12,6 Mrd. kWh), Polen (8,4 Mrd. kWh), Österreich (8,3 Mrd. kWh) zu beobachten. Überschüsse bei den Stromflüssen aus dem Ausland konzentrieren sich traditionell auf Frankreich, wobei sich der Einfuhrüberschuss aus dieser Region von ca. 10 Mrd. kWh (2020) auf rund 5,6 Mrd. kWh im Jahr 2021 deutlich verringerte.

Eine genaue, ausschließlich auf endgültigen Statistikdaten basierende Ermittlung der energiebedingten CO₂-Emissionen für das Jahr 2021 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.

Vor diesem Hintergrund sowie in Anbetracht der Zunahme des Primärenergieverbrauchs dürften die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2021 nach überschlägigen Berechnungen auf der Grundlage geschätzter Energiebilanzdaten in der Größenordnung von 2,8 % zugenommen haben. Die größte Zunahme des CO₂-Ausstoßes resultierte aus dem vermehrten Rückgriff auf Braun- und Steinkohle zur Strom- und Wärmeherzeugung (+18 Mio. t CO₂). In der Industrie (ohne den Umwandlungseinsatz der Hochöfen sowie Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung in Industriekraftwerken) nahmen die CO₂-Emissionen vor allem infolge des Produktionswachstums ebenfalls um 3,7 Mio. t (entspricht ca. 4,2 %) zu. Im Verkehrssektor nahmen die Emissionen, vor allem aufgrund der

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

Zunahme der Flugbewegungen, ebenfalls wieder deutlich zu (+3,4 Mio. t bzw. 2,2 % gegenüber 2020). Hingegen nahmen die CO₂-Emissionen des Sektors „Private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ rein rechnerisch, also allein auf der Grundlage der geschätzten Energiebilanz 2021, insgesamt um 6,1 Mio. t ab.

Bei der Interpretation dieses Befundes ist allerdings zu beachten, dass die Energiebilanz Deutschland für die zuletzt genannten Sektoren lediglich Absatz- und keine tatsächlichen Verbrauchsmengen darstellt. Rechnet man die (geschätzten) Lagerbestandsbewegungen beim leichten Heizöl aus den bilanzierten Absatzwerten heraus, ergibt sich bezogen auf die daraus resultierende „echte“ Verbrauchsentwicklung eine Zunahme der CO₂-Emissionen um 11,6 Mio. t (+9,5 %). Die Zunahme ergibt sich u.a. aufgrund der deutlich kühleren Witterungsverhältnisse bzw. dem damit verbundenen höheren Energieverbrauch zur Beheizung von Wohn- und Gewerberäumen (Zunahme der Gradtagzahlen um 13,9 % gegenüber 2020) sowie aus dem Anstieg der Wirtschaftsleistung im GHD-Sektor um rund 2,6 % gegenüber dem Vorjahr.

Korrigiert um die skizzierten Lagerbestandseffekte beim leichten Heizöl wären die energiebedingten CO₂-Emissionen (nicht witterungsbereinigt) im Jahr 2021 um rund 5,3 % gestiegen (dies entspricht einem Emissionsniveau von rund 31 Mio. t CO₂).