



Energieverbrauch

in Deutschland im Jahr 2019

Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019 weiter rückläufig

Inhalt

Primärenergieverbrauch insgesamt	2
Abhängigkeit von Energieimporten	8
Primärenergiegewinnung in Deutschland	9
Mineralöl	10
Erdgas	14
Steinkohle	18
Braunkohle	22
Elektrizitätswirtschaft	25
Erneuerbare Energien	32
Energieeffizienz in Deutschland	36
CO ₂ -Emissionen	43
Zusammenfassung	44

Stand: März 2020

Bearbeitet von Hans Georg Buttermann (h.g.buttermann@eefa.de)

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
h.g.buttermann@ag-energiebilanzen.de

Auenheimer Straße 27, 50129 Bergheim
u.maassen@ag-energiebilanzen.de

www.ag-energiebilanzen.de

Primärenergieverbrauch insgesamt

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2019 insgesamt 12.832 Petajoule (PJ) oder 437,8 Millionen Steinkohleeinheiten

(Mio. t SKE); gegenüber dem Vorjahr nahm der Verbrauch damit um 2,1 % ab (Tabelle 1).

Tabelle 1

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2018 und 2019 ¹⁾

Energieträger	2018	2019	2018	2019	Veränderungen 2019 geg. 2018			Anteile in %	
	Petajoule (PJ)	Petajoule (PJ)	Mio. t SKE	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	%	2018	2019
Mineralöl	4.443	4.530	151,6	154,6	87	3,0	2,0	33,9	35,3
Erdgas	3.090	3.191	105,4	108,9	101	3,4	3,3	23,6	24,9
Steinkohle	1.427	1.134	48,7	38,7	-293	-10,0	-20,5	10,9	8,8
Braunkohle	1.464	1.167	50,0	39,8	-297	-10,1	-20,3	11,2	9,1
Kernenergie	829	820	28,3	28,0	-9	-0,3	-1,1	6,3	6,4
Erneuerbare Energien	1.802	1.896	61,5	64,7	94	3,2	5,2	13,8	14,8
Stromaustauschsaldo	-175	-118	-6,0	-4,0	58	2,0	-	-1,3	-0,9
Sonstige	222	212	7,6	7,2	-10	-0,3	-4,5	1,7	1,7
Insgesamt	13.102	12.832	447,0	437,8	-269	-9,2	-2,1	100,0	100,0

1) Alle Angaben sind vorläufig, Abweichungen in den Summen durch Rundungen

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; AGEE-Stat

Das Niveau des Energieverbrauchs sowie seine Zusammensetzung (Energimix) werden auch politisch und regulatorisch beeinflusst. Für die mittel- bis längerfristige Entwicklung bedeutsam sind der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022, die Beendigung des heimischen Steinkohlenbergbaus (Ende 2018), der geplante Ausstieg aus der Kohleverstromung (bis 2038) sowie die fortgesetzte Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Auf europäischer Ebene von Relevanz sind u.a. die Absenkung der Emissionsobergrenze in der laufenden 3. Handelsperiode 2013 bis 2020 innerhalb des EU-ETS sowie die Zielsetzungen für den Klimaschutz im Nicht-ETS-Bereich, der Energieeffizienz sowie den Ausbau erneuerbarer Energien.

Wichtigster Energieträger blieb in Deutschland auch 2019 das Mineralöl mit einem Anteil von 35,3 %. Es folgte das Erdgas mit einem auf 24,9 % leicht gestiegenen Anteil (2018: 23,6 %). Ihre Position an dritter Stelle konnten die erneuerbaren Energien auf 14,8 %

ausweiten, 2018 waren es noch 13,8 % gewesen. Der Primärenergieverbrauch an Stein- und Braunkohle ist 2019 um jeweils mehr als 20 % spürbar gesunken, so dass Braunkohle 2019 noch etwa 9,1 % und Steinkohle noch 8,8 % des Primärenergiebedarfs deckten. Der Beitrag der Kernenergie zum Primärenergieverbrauch ist 2019 gegenüber dem Vorjahr um 1,1 % zurückgegangen, so dass dieser Energieträger angesichts des noch kräftigeren Rückgangs des Gesamtverbrauchs seinen Anteil leicht auf 6,4 % steigern konnte. Der Überschuss bei den Stromflüssen in das Ausland hat sich 2019 weiter verringert. Infolgedessen wirkte sich der Stromaustauschsaldo auch im Jahr 2019 verbrauchsmindernd (um 0,9 Prozentpunkte) auf den Primärenergieverbrauch aus.

Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs wird von zahlreichen Faktoren beeinflusst. Dazu gehören die bereits erwähnten energiepolitischen und ordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen, die

makroökonomische und sektorale Entwicklung (Strukturwandel), demografische Faktoren, die Energiepreise sowie der Witterungsverlauf. Im Folgenden werden ausgewählte Faktoren, die für den Rückgang des Primärenergieverbrauchs in den Jahren 2018/2019 eine besondere Rolle gespielt haben, näher betrachtet.

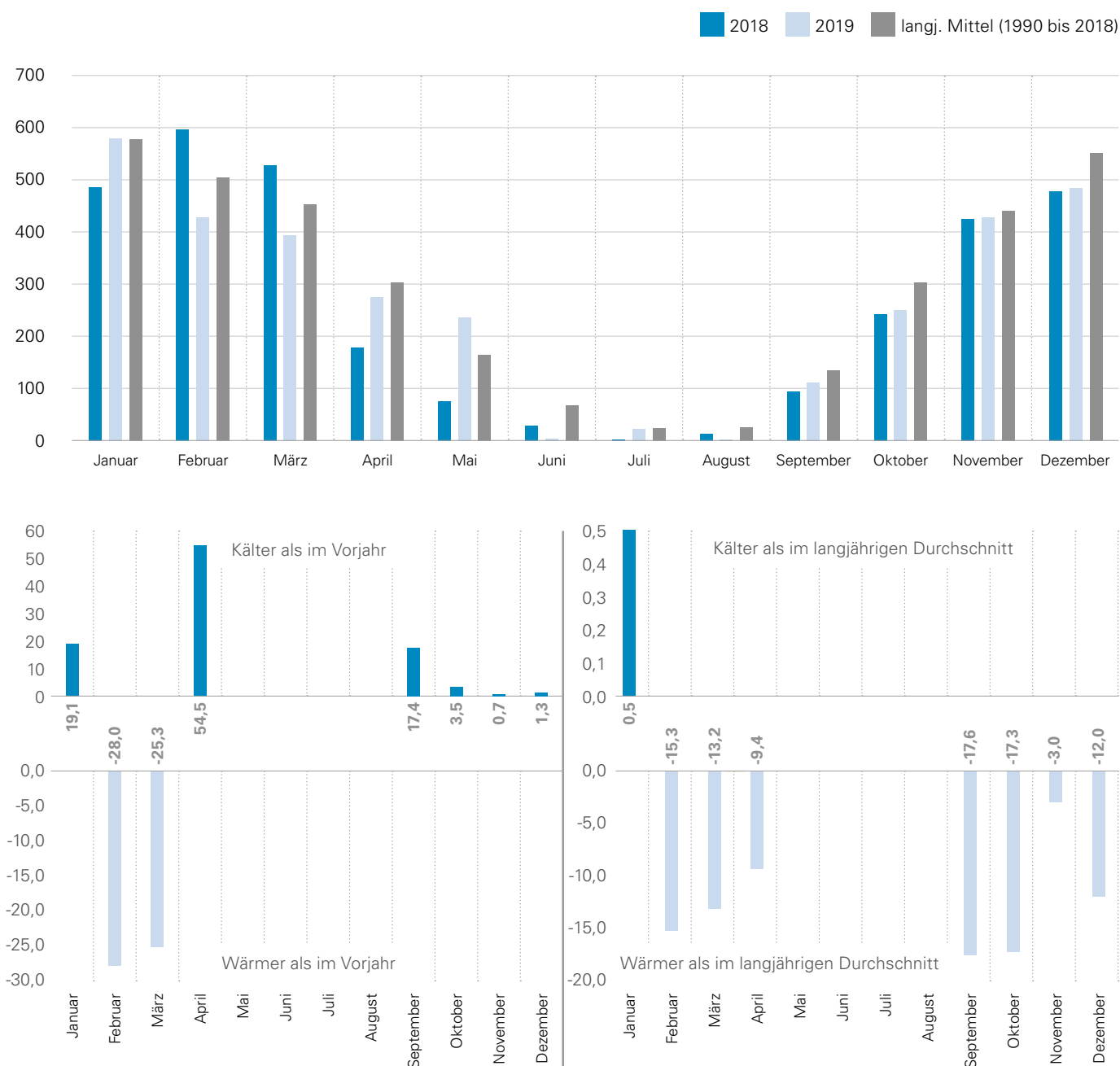
Temperatur- und Witterungseinflüsse

Für einen großen Teil des nicht-industriellen Energieverbrauchs spielt der Temperaturverlauf eine erhebliche Rolle, weil der überwiegende Teil des Energieverbrauchs in diesen Bereichen zum Beheizen oder Klimatisieren privat oder gewerblich genutzter Räume

Abbildung 1

Monatliche Gradtagzahlen in Deutschland 2019 (16 Messstationen)

Anzahl der Gradtage (nach VDI 2067) sowie langjähriges Mittel (1990 bis 2018), sowie Abweichungen in % (unterer Teil der Grafik, wobei die Monate Juni bis August wegen begrenzter Aussagefähigkeit entfallen)



Quelle: Deutscher Wetterdienst

bestimmt ist. Der Temperatureinfluss wird üblicherweise mit Hilfe von Gradtagzahlen gemessen; diese Maßzahl gibt die kumulierte Anzahl der Tage an, an denen die Durchschnittstemperatur unter ein bestimmtes Niveau (Heizgrenztemperatur, hier 15°C) fällt.

2019 lag die Zahl der Gradtage deutlich unter dem langjährigen Durchschnitt. Die geringere Zahl von Tagen mit einer Heizgrenztemperatur von unter 15°C verweist auf ein höheres durchschnittliches Temperaturniveau (+ 9,7 %) und ein Absinken des Energiebedarfs für Heizzwecke hin. Gegenüber dem Vorjahr hat sich die Zahl der Gradtage 2019 dagegen geringfügig erhöht, weil es 2019 etwas kühler als 2018 war. Insofern dürfte sich der Energieeinsatz für Wärmezwecke 2019 gegenüber dem Vorjahr etwas erhöht haben.¹

Mit Blick auf die Entwicklung der Gradtagzahlen in den einzelnen Monaten fällt auf, dass das Jahr 2019 insbesondere in den Monaten Januar, April und Mai deutlich kühler verlief als das Vorjahr. Im Februar und März

hingegen lagen die Temperaturen gemessen an den Gradtagzahlen deutlich höher als 2018 (Abbildung 1).

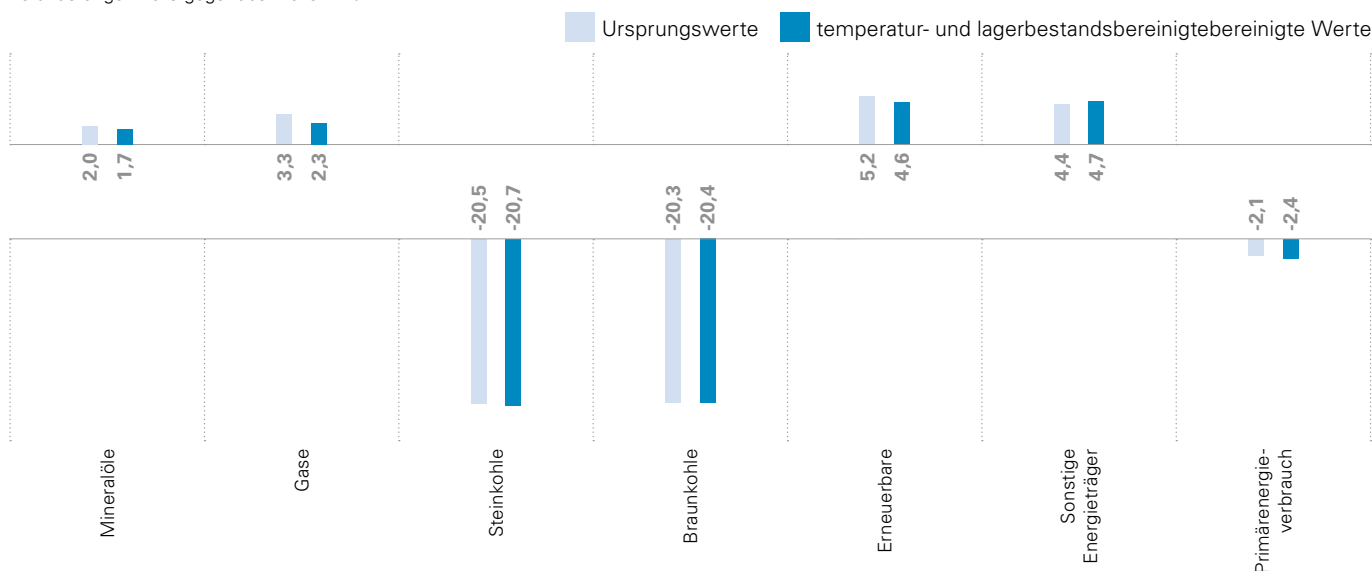
Der Einfluss kurzfristiger Temperaturentwicklungen auf die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs wird ausgeschaltet, indem Temperaturen wie im langjährigen Mittel unterstellt werden und lagerbestandsbereinigte Daten für den Mineralölverbrauch² berücksichtigt werden. Unter Zugrundelegung dieser Prämissen wäre der Primärenergieverbrauch nicht um 2,1 %, sondern um 2,4 % zurückgegangen. Der Bereinigungseffekt hat bei den einzelnen Energieträgern, abhängig von ihrer Anwendung für Raumwärmezwecke unterschiedliche Auswirkungen (vgl. Abbildung 2).

Für den Witterungseinfluss gilt im Allgemeinen, dass die temperaturbereinigten Veränderungen des Energieverbrauchs in vergleichsweise warmen Jahren kräftiger ausfallen als die Veränderungen der Ursprungswerte; entsprechend gilt, dass in kälteren Jahren der Anstieg der temperaturbereinigten Werte

Abbildung 2

Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern

Veränderungen 2019 gegenüber 2018 in %



Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; Deutscher Wetterdienst

¹ Im Vergleich zum langjährigen Mittel (Durchschnitt der Gradtagzahlen von 1990 bis 2018) war das Jahr 2019 allerdings wiederum außerordentlich warm, die Heizperiode infolge des milden Winters folglich relativ kurz. Die Temperaturen lagen im Durchschnitt des Jahres (gemessen an den Gradtagen, arithmetisches Mittel über 16 Messstationen) um 9,7 % über dem langjährigen Mittel. Konzentriert man die Betrachtung vor diesem Hintergrund auf die längerfristige Perspektive, hätte der Primärenergieverbrauch sowohl 2018 als auch 2019 über dem beobachteten Niveau liegen müssen, sofern die Witterungsbedingungen in diesen Jahren denen des langfristigen Mittels entsprochen hätten.

² Die Angaben zum Mineralölverbrauch in der Energiebilanz (insbesondere zum leichten 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 des Lagerbestands stellt die amtliche Statistik aber 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 ökonomisch 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 13.2.2020))

niedriger ausfällt als bei den Ursprungswerten. Dies wird auch an den unterschiedlichen Spreizungen der in Abbildung 2 dargestellten Energieträger deutlich.

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 in vielfältiger Weise von globalen Entwicklungen ab. Die Weltwirtschaft wuchs 2019 angesichts zahlreicher Krisen und zunehmender Handelsbarrieren nach Schätzung des IWF um rund 2,9 %. Zum Vergleich: Im Jahr 2018 expandierte die Weltwirtschaft noch um 3,6 %.

Das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt (BIP) in Deutschland ist im Jahr 2019 um 0,6 % gewachsen (dies ist die niedrigste Wachstumsrate seit 2013: 0,4 %). Im vorausgegangenen Jahr war das Bruttoinlandsprodukt noch mit 1,5 % und damit deutlich stärker gestiegen. Wachstumsimpulse gingen 2019 vor allem vom Konsum (Private Konsumausgaben

+1,6 %, Konsumausgaben des Staates + 2,5 %) und den Bauinvestitionen (+ 3,8 %) aus. Die Ausfuhren von Waren und Dienstleistungen hingegen verzeichneten 2019 mit einem Plus von 0,9 % zwar noch eine Zunahme, verloren jedoch im Vergleich zum Vorjahr (+2,1 %) erheblich an Dynamik.

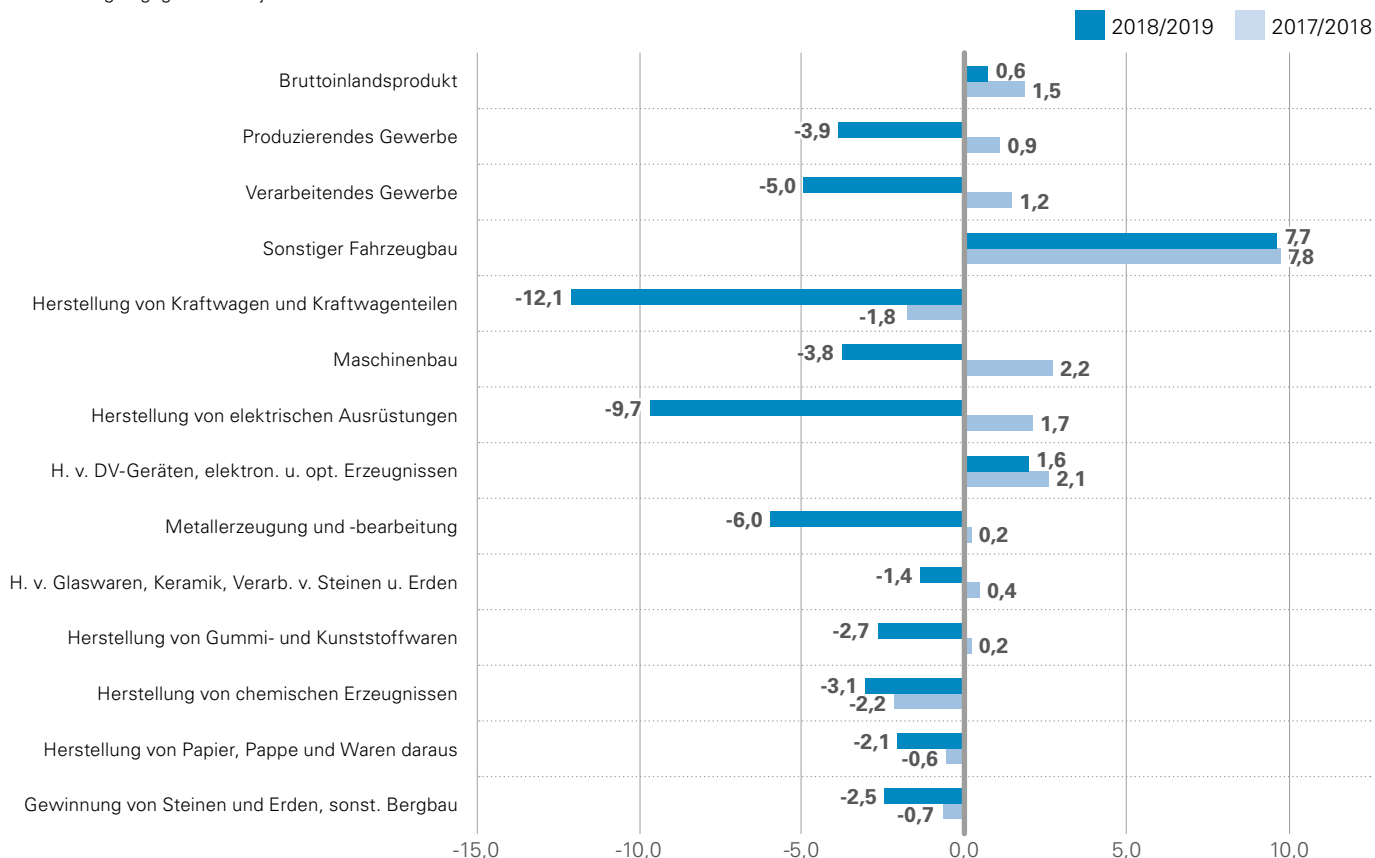
Der konjunkturelle Abschwung traf vornehmlich die produzierenden Bereiche der Wirtschaft. Die Produktion im Produzierenden Gewerbe insgesamt schrumpfte im Jahr 2019 um 3,9 % (2018: + 0,9 %), im Verarbeitenden Gewerbe ging die Produktion (ebenfalls gemessen am Produktionsindex) 2019 sogar um -5 % (2018: +1,2 %) zurück.

Die Divergenzen bei den makroökonomischen Verwendungsaggregaten finden unmittelbaren Niederschlag in der sektoralen Produktion und haben darüber 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, waren überdurchschnittlich hart vom Rückgang der Exporte betroffen.

Abbildung 3

Produktionsindex im verarbeitenden Gewerbe in Deutschland von 2018 bis 2019

Veränderungen gegenüber Vorjahr in %



Quelle: Statistisches Bundesamt

Konsum- oder Verbrauchsgüterproduzierende Wirtschaftszweige sowie Branchen, die Vorleistungen für die Bauwirtschaft herstellen waren weniger stark von der konjunkturellen Abschwächung betroffen.

Abbildung 3 gibt vor diesem Hintergrund einen Überblick über die jährlichen Veränderungsdaten der Produktionsindizes von 2017 bis 2019 für 11 wichtige (auf der Ebene von WZ-Zweistellern aggregierte) Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes:

- 2019 konnten nur 2 Wirtschaftszweige Produktionszuwächse erzielen. Dazu gehörten die Sektoren „Sonstige Fahrzeugbau“ (+7,7 %) sowie „Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten sowie elektronischen und optischen Geräten“ (+1,6 %), wobei die Produktionszuwächse in beiden Wirtschaftszweigen nicht das Vorjahresniveau erreichten.
- Alle anderen Branchen des verarbeitenden Gewerbes verzeichneten Produktionsrückgänge.
- Gegenüber dem verarbeitenden Gewerbe deutlich überdurchschnittliche Wachstumseinbrüche spiegelten sich in der Abnahme der Produktion in den Wirtschaftszweigen „Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen“ (-12,1 %), „Herstellung von elektrischen Ausrüstungen“ (-9,7 %) sowie in der ausgesprochen energieintensiven „Metallerzeugung und -bearbeitung“ (-6,0 %).
- Die Produktionsrückgänge der übrigen energieintensiven Branchen fielen gegenüber der Entwicklung im verarbeitenden Gewerbe insgesamt unterdurchschnittlich aus. Die Produktion von chemischen Erzeugnissen verringerte sich 2019 um 3,1 %, von Papier und Pappe sowie Waren daraus um 3,1 % und die Erzeugung von Glas, Keramik sowie die Verarbeitung von Steinen und Erden (zu der auch energieintensive Prozesse wie z. B. das Brennen von Zement, Kalk oder Ziegeln zählt) um 1,4 %.

Als Folge der skizzierten Produktionsrückgänge in nahezu allen Branchen des verarbeitenden Gewerbes ist für das Berichtsjahr 2019 grundsätzlich ein

verbrauchsmindernder Impuls beim Energieeinsatz zu erwarten, wenngleich zu beachten ist, dass ein Teil des konjunkturbedingten Verbrauchsrückgangs infolge niedriger Kapazitätsauslastung vermutlich wieder kompensiert wurde.³

Demografische Faktoren

In der Zeit zwischen 2018 und 2019 nahm die Bevölkerung in Deutschland von 82,9 auf rund 83,1 Mio. Menschen zu, dies entspricht einem Bevölkerungswachstum um 0,2 %. Die Zahl der Haushalte dürfte unter diesen Prämissen ebenfalls weiter zunehmen. 2018 existierten in Deutschland rund 41,4 Mio. Haushalte, davon knapp 42 % Ein-Personenhaushalte.

Ursächlich für die Zunahme der Zahl der Haushalte ist nicht allein die demografische Entwicklung, sondern auch der anhaltende Trend zu kleineren Haushalten. Gegenwärtig leben durchschnittlich etwa 2,0 Personen in einem Haushalt.

Die demografische Entwicklung dürfte 2019 verbrauchssteigernd auf den Energieverbrauch gewirkt haben, wenngleich ihr Einfluss auf den Energieverbrauch eher von untergeordneter Bedeutung gewesen sein dürfte.

Energiepreise

Darüber hinaus haben die Energiepreise Auswirkungen auf das Verbrauchsverhalten, Effizienzsteigerungen und Substitutionsprozesse. Grundsätzlich gilt, dass Effizienzverbesserungen und Substitutionen umso eher erfolgen je höher Preissteigerungen bei einzelnen Energieträgern ausfallen.

Die Einfuhrpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohlen sind im Durchschnitt des Jahres 2019 zwischen 2,3 und 20,6 % gefallen, nachdem im Vorjahr insbesondere für Rohöl und Erdgas noch Preissteigerungen zu beobachten waren (vgl. Tabelle 2). Die Importpreise auf Dollarbasis sind noch kräftiger gesunken. Die Wechselkursentwicklung (Abwertung des Euro gegenüber dem US-Dollar)

³ 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.

haben den Preisrückgang auf dem Weltmarkt für Verbraucher in Deutschland zum Teil kompensiert.

Die Preise für inländische Verbraucher weichen von der Entwicklung der Importpreise zum Teil spürbar ab, da diese neben staatlichen Steuern und Abgaben

auch Komponenten wie Transport und Verteilungskosten sowie sonstige Vertriebskosten umfassen. Die Verbraucherpreisentwicklung für spezifische Kundengruppen bzw. Endverbraucher beleuchtet der vorliegende Beitrag in den Abschnitten für die einzelnen Energieträger genauer.

Tabelle 2

Preise ausgewählter Energieträger

Veränderungen 2019 gegenüber 2018 in %

	2018	2019				
		1. Vj.	2. Vj.	3. Vj.	4. Vj.	Durchschnitt
		Einfuhrpreise				
Erdöl	24,6	3,4	1,7	-11,4	-1,9	-2,3
Erdgas	18,1	6,8	-18,0	-34,2	-32,1	-20,6
Steinkohle	2,0	2,2	-11,3	-17,6	-25,0	-13,3
		Verbraucherpreise				
Heizöl, leicht	21,8	11,6	3,1	-5,6	-15,1	-2,5
Erdgas	-1,3	2,4	3,6	4,5	5,2	3,9
Strom	1,3	2,7	3,2	3,8	3,9	3,4

Quelle: Statistisches Bundesamt

Abhängigkeit von Energieimporten

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

Vor diesem Hintergrund ist ein Blick auf die Außenhandelsbilanz Deutschlands mit Energieträgern von besonderem Interesse. Deutschland ist bei den fossilen Energieträgern (Steinkohlen, Mineralöl, Erdgas) in erheblichem Maße oder gänzlich Nettoimporteur. Der Primärenergieverbrauch hierzulande wurde 2018 bei der Steinkohle zu 88 %, den Mineralölen zu 99 % und Erdgas zu 97 % durch Einfuhren gedeckt. 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 2018 zu knapp 71 % auf Importe angewiesen.

Diese Situation hat sich auch 2019 grundsätzlich nicht geändert. Die Importabhängigkeit bei der Steinkohle ist (bedingt durch die vollständige Einstellung der

inländischen Förderung Ende 2018) im Jahr 2019 auf 100 % angestiegen. Gleichzeitig nahm die inländische Förderung der Braunkohle um 21 % ab und die der erneuerbaren Energien um 6 % zu. Bei der elektrischen Energie blieb der Exportüberschuss 2019 weiter bestehen; er reduzierte sich allerdings gegenüber dem Vorjahr um 58 PJ (bzw. mehr als 16 Mrd. kWh). Nach ersten überschlägigen Berechnungen schlagen sich die skizzierten Veränderungen (bei insgesamt rückläufigem Primärenergieverbrauch) in einer leichten Steigerung der Importquote nieder; die Einfuhrabhängigkeit dürfte aber auch 2019 noch knapp 71 % betragen.

Wesentlich geändert haben sich die Importpreise für die fossilen Energieträger. Im Ergebnis führte die Verringerung der Einfuhrpreise dazu, dass sich die Importrechnung für Kohle, Öl und Gas von rund 65 Mrd. Euro im Jahr 2018 um 4,1 Mrd. Euro bzw. um 6,3 % auf knapp 61 Mrd. Euro im Jahr 2019 erheblich vermindert hat.

Mit Blick auf einzelne Energieträger zeigt sich folgendes Bild: Der Wert der Ölimporte verringerte sich um 2,8 %, der der Erdgasimporte um 12,7 %. Der wertmäßige Importsaldo bei den Kohlen sogar um mehr als 18 % ab. Beim elektrischen Strom verringerte sich der Exportüberschuss um rund 16 % (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3

Saldo des Außenhandels mit Energieträgern in Deutschland von 2010 bis 2019

	2010	2012	2015	2016	2017	2018	2019	Veränderung 2019 gegenüber 2018	
	Außenhandelssaldo (Importe ./ Exporte) in Mrd. Euro							Mrd. €	%
Kohle, Koks und Briketts	4,4	5,1	4,0	3,5	5,2	5,0	4,0	-0,9	-18,3
Erdöl, Erdölerzeugnisse und verwandte Waren	49,4	68,0	38,0	29,0	36,1	43,8	42,6	-1,2	-2,8
Gas ¹⁾	20,7	30,5	20,5	16,1	15,0	18,0	15,7	-2,3	-12,7
Summe fossile Energien	74,6	103,6	62,5	48,6	56,3	66,8	62,4	-4,4	-6,6
Elektrischer Strom	-1,0	-1,4	-2,1	-1,7	-1,8	-1,9	-1,6	0,3	-15,9
Insgesamt	73,5	102,2	60,4	46,9	54,5	64,9	60,8	-4,1	-6,3

1) Einschließlich Transitmengen

Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 2 Reihe 1, (Werte nach Abschnitten des internationalen Warenverzeichnisses für den Außenhandel, SITC Rev. 4), Quelle ab 2017: Fachserie 7, Reihe 1 (Zusammenfassende Übersichten über den Außenhandel, Tabellen 7.2 (Importe) u. 7.1 (Exporte))

Primärenergiegewinnung in Deutschland

Die inländische Energiegewinnung ist 2019 mit Ausnahme der erneuerbaren Energien bei allen Energieträgern gesunken, so dass es insgesamt zu einem Rückgang um etwa 8 % auf 3.582 PJ oder 122,2 Mio. t SKE gekommen ist (Tabelle 4). Am stärksten fiel dieser Rückgang mengenmäßig bei der Braunkohle mit einem Minus von rund 316 PJ (-21 %) und bei der Steinkohle mit -79 PJ (-100 %). Zugleich ging in den vergangenen Jahren auch die inländische Förderung von Erdöl und Erdgas aufgrund der zunehmenden Erschöpfung von Altfeldern und Lagerstätten zurück. Dieser Trend setzte sich im Berichtsjahr 2019 fort: Die Erdgas- und Erdölgasgewinnung nahm 2019 gegenüber dem Vorjahr um 4 % (8 PJ), die inländische Erdölgewinnung um knapp 7 % (6 PJ) ab.⁴

Die erneuerbaren Energieträger konnten ihre Position als bedeutsamste heimische Energiequelle vor der traditionell starken Braunkohle deutlich ausbauen; ihr Anteil an der gesamten inländischen Gewinnung beträgt nunmehr reichlich 53 %, gefolgt von der Braunkohle, auf die etwa ein Drittel der inländischen Energiegewinnung entfällt. Beide rangieren weiter mit großem Abstand vor dem Erdgas und dem Erdöl.

Bezogen auf den Primärenergieverbrauch im Jahr 2019 hat sich der Anteil der inländischen Gewinnung verringert, und zwar von 29,7 % im Jahr 2018 auf nunmehr knapp 28 % (vgl. Tabelle 4).

Tabelle 4

Primärenergiegewinnung in Deutschland 2018 und 2019

	Gewinnung				Veränderungen 2019 gegenüber 2018		Anteile	
	2018	2019	2018	2019			2018	2019
	Petajoule (PJ)	Petajoule (PJ)	Mio. t SKE	Mio. t SKE	PJ	%	%	%
Mineralöl	88	82	3,0	2,8	-6	-6,9	2,3	2,3
Erdgas, Erdölgas	200	192	6,8	6,6	-8	-4,0	5,1	5,4
Steinkohle	79	0	2,7	0,0	-79	-100,0	2,0	0,0
Braunkohle	1.506	1.190	51,4	40,6	-316	-21,0	38,7	33,2
Erneuerbare Energien	1.797	1.906	61,3	65,0	109	6,1	46,2	53,2
Übrige Energieträger	222	212	7,6	7,2	-10	-4,5	5,7	5,9
Insgesamt	3.892	3.582	132,8	122,2	-310	-8,0	100,0	100,0
Nachrichtl.: Anteil am Primärenergieverbrauch	-	-	-	-	-	-	29,7	27,9

Angaben teilweise geschätzt, Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.; Gesamtverband Steinkohle e.V. (GVSt); Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG); Mineralölwirtschaftsverband e.V.

⁴ 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 war 2019 mit 4.530 PJ (154,6 Mio. t SKE) im Vergleich zum Vorjahr um 2,0 % höher.

Mit Ausnahme von Rohbenzin und schwerem Heizöl lagen alle Produkte (Inlandsabsatz) im Plus. Dabei

entwickelte sich der Verbrauch der wichtigsten Mineralölprodukte sehr unterschiedlich (vgl. Tabelle 5):

Der Verbrauch von Dieselmotoren nahm gegenüber dem Vorjahr um 1,5 % auf 38 Mio. t zu. Gleichwohl blieb der Dieselmotorenverbrauch mit 38 Mio. t noch immer mehr als doppelt so hoch wie der der Ottomotoren, der

Tabelle 5

Verbrauch und Aufkommen von Mineralöl in Deutschland 2018 und 2019

	2018	2019 ¹⁾	Veränderung
	in Mio. t	in Mio. t	in %
Verbrauch insgesamt	103,9	105,9	2,0
Eigenverbrauch und Verluste ²⁾	5,7	5,6	-2,4
Inlandsverbrauch	98,2	100,3	2,2
davon: Ottomotoren	17,8	18,0	0,7
Dieselmotoren	37,5	38,0	1,5
Flugmotoren	10,2	10,3	0,9
Heizöl, leicht	13,3	15,3	15,5
Heizöl, schwer ³⁾	1,8	1,8	-1,1
Rohbenzin	11,4	11,0	-3,5
Flüssiggas	3,6	3,9	8,2
Schmierstoffe	1,0	1,1	4,8
Sonstige Produkte	10,3	10,5	2,5
Recycling (abzüglich)	-5,5	-6,3	14,6
Bio-Kraftstoffe ⁴⁾ (abzüglich)	-3,4	-3,4	0,4
Aufkommen insgesamt	98,1	100,3	2,2
Inländische Gewinnung	2,1	2,0	-4,3
Raffinerieerzeugung	99,0	98,7	-0,3
aus: Rohöleinsatz	87,7	87,0	-0,8
Produkteneinsatz	11,4	11,7	2,8
Außenhandel Produkte (Saldo)	17,7	20,3	-
Einfuhr	40,3	42,4	5,0
Ausfuhr	22,6	22,0	-2,7
Ausgleich [Saldo (Bunker, Differenzen)]	-12,9	-13,1	-
Raffineriekapazität	102,7	102,7	-
Auslastung der Raffineriekapazität in %	0,9	0,8	-
Primärenergieverbrauch von Mineralöl (PJ)	4.443	4.530	2,0

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Einschließlich Bestandsveränderungen

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband e. V.

3) Einschließlich anderer schwerer Rückstände

4) Nur beigemischte Biokraftstoffe

deren Nachfrage im Jahr 2019 um 0,7 % zulegte. Der Verbrauch von Flugkraftstoffen nahm im Berichtsjahr nur um 0,9 % zu, damit hat sich die Wachstumsdynamik weiter verringert. (2018: + 2,3 %, 2017: 8,6 %). Insgesamt war die Nachfrage nach Kraftstoffen (2019 mehr als 66 Mio. t), die einen Anteil von knapp 63 % am gesamten deutschen Ölverbrauch hatten, im Jahr 2019 um 1,2 % höher als 2018.

Mit einer Zunahme von 15,5 % entwickelte sich der Absatz von leichtem Heizöl stark positiv. Dies dürfte angesichts der auch 2019 verglichen mit dem Vorjahr nur geringfügig kühleren Witterung, leicht gesunkenen Preisen und weiter fortschreitenden Effizienzverbesserungen durch den Einsatz moderner Öl-Brennwertheizungen sowie schließlich die Substitution ölbefuerter Heizungsanlagen z. B. durch Wärmepumpen oder Erdgas-Brennwertgeräte, weniger auf „echte“ Verbrauchssteigerungen, sondern vor allem der Aufstockung der Heizölbestände bei den privaten Haushalten geschuldet sein.

Immerhin nahmen die Preise für leichtes Heizöl im Jahresdurchschnitt von 2018 auf 2019 von 68,9 c/Liter auf 67,3 c/Liter und damit um etwa 2,3 % ab. Angesichts der Preissenkungen in Kombination mit der milden Witterung dürfte es zum Aufbau der Bestände in einer Größenordnung von knapp 1 Mio. t (bzw. 41 PJ) gekommen sein. Sofern dies der Fall war, wäre der tatsächliche Verbrauch entsprechend geringer als die 2019 abgesetzte Heizölmenge.

Die Raffinerieerzeugung ging mit 0,3 % im Jahr 2019 geringfügig zurück. Dabei nahm die Raffinerieerzeugung aus Rohöl mit ihrem Anteil von rund 88 % um 0,8 % ab, während die Produktenverarbeitung um 2,8 % zunahm. Die 2019 unveränderte inländische Raffineriekapazität von 103 Mio. t wurde angesichts der rückläufigen Erzeugung im Jahr 2019 mit 84,8 % ausgelastet; 2018 betrug die Auslastung noch 85,4 %.

Der Außenhandel mit Mineralölprodukten veränderte sich insgesamt nur wenig. Per Saldo überwog 2019 die Einfuhr in Höhe von 42,4 Mio. t die Ausfuhr von 22 Mio. t um mehr 20 Mio. t.

Deutschland ist wegen der sehr begrenzten einheimischen Erdölressourcen weitgehend abhängig von Rohölimporten, die 2019 mit 86 Mio. t um 0,9 % über dem Niveau des Vorjahres lagen. Die drei mit Abstand

wichtigsten Bezugsländer von Rohöl waren 2019 erneut Russland (Anteil: 31,5 %), Norwegen (11,3 %) und Großbritannien (11,9 %), die zusammen mit 54,7 % an den deutschen Rohölimporten beteiligt waren. Weitere wichtige Länder waren 2019 Kasachstan, Aserbaidschan, Nigeria sowie die USA, wobei die Importe aus den USA vergleichen mit dem Vorjahr um 37 % zugenommen haben. (Tabelle 6). Nach Fördergebieten untergliedert verringerte sich der Anteil der Rohölimporte aus den Ländern der ehemaligen Sowjetunion (GUS-Staaten) spürbar, er sank von 47,9 % (2018) auf 42,3 % im Jahr 2019. Dagegen verzeichneten die OPEC-Staaten (2018: 22,6 %) und die Nordsee-Anrainerländer (2018: rund 21 %) Anteilsgewinne.

Die den deutschen Rohölimportpreis bestimmenden internationalen Ölpreise und der Euro-US-Dollar-Devisenkurs entwickelten sich auch 2019 volatil, d.h. mit erheblichen kurzfristigen Schwankungen (Abbildung 4).

Die für Europa wichtige Rohölsorte Brent UK, die im Jahresdurchschnitt 2018 mit rund 71 US-Dollar je Barrel (US-\$/bbl; 1 barrel = 159 Liter) den höchsten Stand seit 2016 erreicht hatte (wobei dieses Preisniveau noch weit von den Höchstständen der Jahre 2011/2012 mit rund 112 US-\$/bbl entfernt ist), verbilligte sich im Mittel des Jahres 2019 auf knapp 64 US-\$/bbl. Im Jahresverlauf 2019 zeigte sich noch keine eindeutige Tendenz: Der Rohölpreis nahm am Jahresanfang zu, erreichte seinen monatlichen Höchststand im Mai (mehr als 71 US-\$/bbl), verringerte sich bis August auf seinen Jahrestiefstand (59 US-\$/bbl) und stieg bis Dezember 2019 wieder auf ein Niveau von mehr als 67 US-\$/bbl an.

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 Anfang 2018 hat sich der Euro-Kurs weiter verschlechtert. Im Vergleich zum Januar 2018 war der Wechselkurs bis Januar 2019 von 1,22 US-\$ je Euro um mehr als 6 % auf 1,1416 US-\$ gefallen. Im Jahresverlauf 2019 setzte sich diese Entwicklung fort. Bis zum Jahresende 2019 verlor der Euro gegenüber dem US-Dollar weiter an Wert, der Wechselkurs verringerte sich (unter monatlichen Schwankungen) bis Dezember 2019 um 2,6 % auf rund 1,11 US-\$ je Euro. Die Abwertung des Euro gegenüber dem US-Dollar hat den Preisrückgang für

Tabelle 6

Rohölimporte Deutschlands 2018 und 2019 nach Ursprungsländern

Wichtige Lieferländer / Förderregionen	2018	2019	Veränderungen 2018/2019	2018	2019
	in Mio. t			Anteile in %	
Russland	31,0	27,1	-12,5	36,3	31,5
Norwegen	10,0	9,7	-3,2	11,8	11,3
Libyen	7,2	8,3	15,6	8,5	9,7
Kasachstan	6,8	6,3	-7,3	8,0	7,4
Großbritannien	6,7	10,2	52,8	7,8	11,9
Nigeria	5,5	5,2	-4,1	6,4	6,1
USA	3,9	5,3	37,0	4,6	6,2
Aserbaidschan	3,1	2,5	-20,0	3,6	2,8
Irak	3,0	2,0	-35,4	3,6	2,3
Saudi-Arabien	1,4	1,7	21,9	1,7	2,0
übrige Länder	6,6	7,6	15,0	7,8	8,8
Insgesamt	85,2	86,0	0,9	100,0	100,0
OPEC	19,2	20,4	6,1	22,6	23,7
Nordsee ¹⁾ (o. BRD)	17,8	20,8	17,2	20,8	24,2
Ehemalige GUS	40,9	36,4	-10,9	47,9	42,3
Sonstige	7,4	8,4	13,9	8,7	9,8
Insgesamt	85,2	86,0	0,9	100,0	100,0

1) Einschließlich übrige EU-Staaten.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; RohölINFO Dezember 2019

Rohöl auf dem Weltmarkt für deutsche Verbraucher teilweise kompensiert. Im Ergebnis verringerten sich die deutschen Rohölimportpreise (auf Jahresbasis und in Euro/bbl gerechnet) von 2018 auf 2019 langsamer (-5,3 %) als die Weltmarktpreise für Rohöl (-10,2 %).

Im Ergebnis sanken die deutschen Rohölimportpreise von 452 Euro je Tonne (Euro/t) im Jahresdurchschnitt 2018 auf 428 Euro/t im Jahr 2019. Angesichts der im Jahr 2019 um knapp 1 % gegenüber dem Vorjahr gestiegenen Einfuhrmengen, bei im gleichen Zeitraum um 5,3 % gesunkenen Rohölpreisen für deutschen Verbraucher, nahmen die Gesamtkosten für die Rohölimporte um etwa 4,4 % von 38,5 Mrd. Euro auf 36,8 Mrd. Euro ab.

Die Preise für Ölprodukte in Deutschland folgten weitgehend den Veränderungen der Rohölkosten und der internationalen Produktnotierungen, allerdings mit

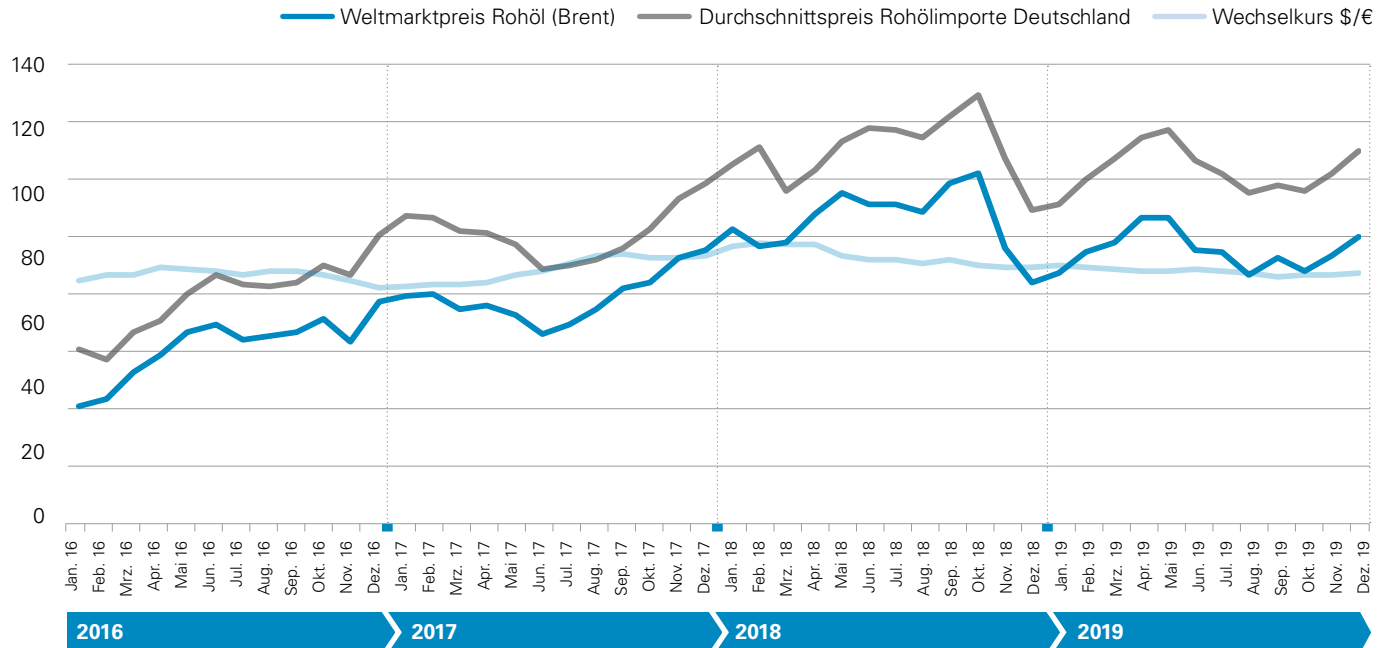
unterschiedlichen Raten (Abbildung 5). Nachdem die Preise für Superbenzin, Dieselkraftstoff und leichtes Heizöl im Jahresdurchschnitt von 2017 auf 2018 spürbar gestiegen waren, kam es 2019 gegenüber 2018 zu einem leichten Preisrückgang: Im Jahresdurchschnitt gaben die Preise für Superbenzin um 1,7%, für Dieselkraftstoff um 1,6 % und für leichtes Heizöl 2,3 % nach.

Allerdings zeigten sich im Jahresverlauf 2019 bei allen drei Produkten zunächst wieder steigende Tendenzen, so dass die Preise im Mai 2019 durchweg über dem Niveau lagen, das noch im Mai des Vorjahres zu beobachten war. Bis zum Jahresende gaben die Preise bei allen hier betrachteten Produkten dann wieder nach, lagen jedoch zum Jahresende noch geringfügig über dem niedrigen Niveau vom Januar. Gemessen am Erzeugerpreis-Index waren Mineralölzeugnisse insgesamt in Deutschland im Jahresdurchschnitt 2019 um 2,4% preiswerter als 2018.

Abbildung 4

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent)¹⁾, Grenzübergangspreise für deutsche Rohölimporte²⁾ und Wechselkurse von 2016 bis 2019

Januar 2010 = 100



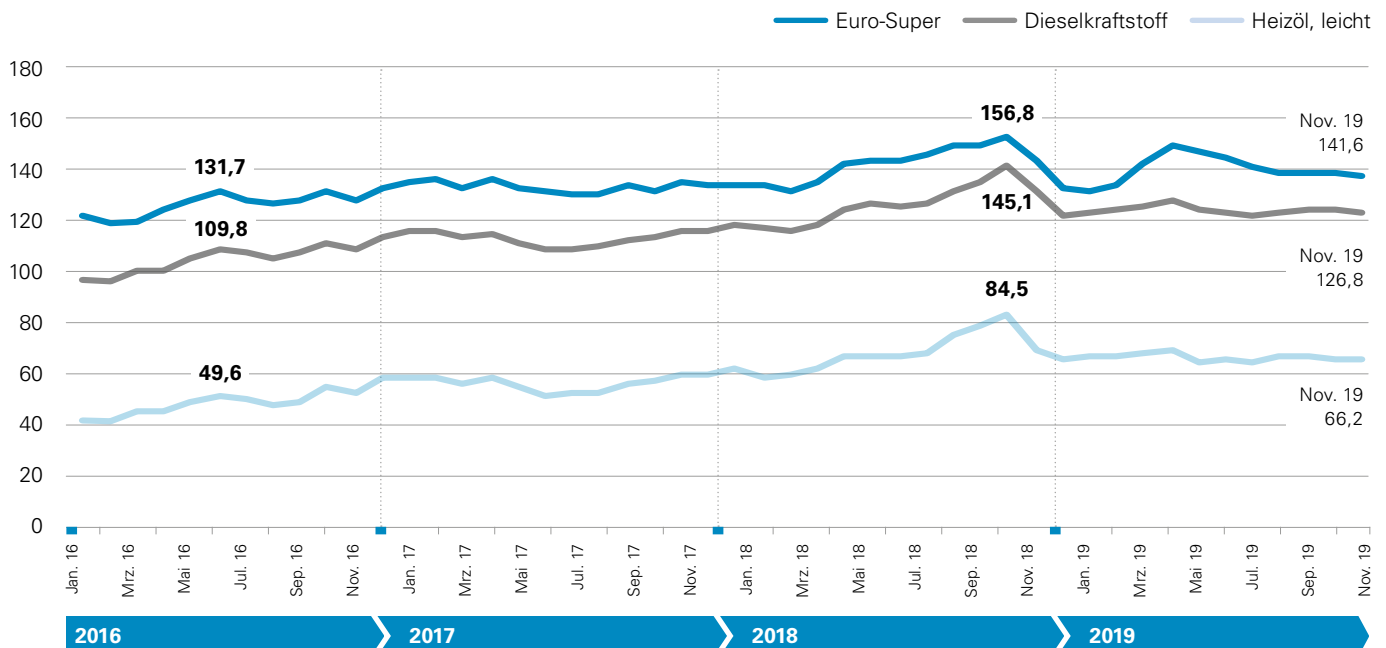
- 1) Ursprungswerte in US-Dollar je Barrel
- 2) Ursprungswerte in Euro je Tonne

Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Deutsche Bundesbank; Mineralölwirtschaftsverband e. V.

Abbildung 5

Preise für Kraftstoffe und leichtes Heizöl in Deutschland 2016 bis 2019

Cent je Liter



Quellen: Mineralölwirtschaftsverband e. V.; Statistisches Bundesamt

Erdgas

Der Erdgasverbrauch in Deutschland nahm 2019 nach vorläufigen Daten um gut 3 % auf 982 Mrd. kWh zu. Dieser Anstieg lässt sich durch mehrere Faktoren erklären. Insbesondere führte der gestiegene Einsatz von Erdgas zur Strom- und Wärmeerzeugung in den Kraftwerken und BHKW der Stromversorger zu einem deutlichen Verbrauchszuwachs. Auch die Witterung im ersten Halbjahr 2019, die zeitweise deutlich kühler als im Vorjahreszeitraum war, ließ den Absatz vor allem an die privaten Haushalte sowie an den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen steigen. Ein stetiger Zubau an erdgasbeheizten Wohnungen verstärkte den Verbrauchszuwachs. Andererseits führte die konjunkturelle Abkühlung zu einem Rückgang der industriellen Nachfrage nach Erdgas, was den Verbrauchszuwachs insgesamt dämpfte.

Der Anteil des aus Erdgas erzeugten Stroms bezogen auf die gesamte Bruttostromerzeugung in Deutschland nahm um 2,1 Prozentpunkte auf 15,1 % zu. Die Entwicklungen, die zu diesem Ergebnis führten, waren jedoch sehr uneinheitlich. Die Stromversorger setzten in ihren Kraftwerken und BHKW deutlich mehr Erdgas ein. Die von der Industrie in ihren eigenen Kraftwerken zur gekoppelten Strom- und Wärmegewinnung eingesetzte Erdgasmenge nahm hingegen um gut 1 % ab.

Für die Wärmeerzeugung in den Heiz- und Heizkraftwerken der Energieversorger wurde gut 3 % mehr Erdgas eingesetzt. Nach ersten Abschätzungen stammten fast 47 % der 2019 in Deutschland erzeugten Fernwärme aus Erdgas.

Nachdem die vergleichsweise kühleren Temperaturen in den Monaten Januar, April und Mai zunächst zu einem höheren Erdgasverbrauch zur Beheizung von Wohn- und Geschäftsräumen führten, sank der Wärmebedarf aufgrund der warmen Temperaturen ab Juni. Der Temperatureffekt wurde durch die zeitweise viel zu trockene Witterung in Teilen Deutschlands (im Westen lag die Niederschlagsmenge im Durchschnitt) verstärkt.

Als ein verbrauchssteigernder Aspekt ist der stete Zubau von Wohnungen zu benennen, die direkt oder indirekt (Fernwärme) mit Erdgas beheizt werden. Im Jahr 2019 wurden nach vorläufigen Zahlen Baugenehmigungen für ca. 295.000 neue Wohnungen

(in neuen Wohngebäuden) erteilt. In 37,0 % davon wird eine Gasheizung für Wärme sorgen, 25,5 % erhalten einen Fernwärmeanschluss. Hinzu kommen neue Wohnungen in bestehenden Gebäuden sowie Bestandswohnungen, die von anderen Heizsystemen auf eine Erdgas- oder Fernwärmeheizung umgerüstet werden. Insgesamt waren zum Jahresende 2019 gut 20,9 Mio. Wohnungen oder 49,5 % des Wohnungsbestands mit einer Gasheizung ausgestattet.

Einsatz und Verwendung von Erdgas in den einzelnen Verbrauchssektoren entwickelten sich 2019 in der Zusammenfassung recht unterschiedlich (vgl. Tabelle 7):

- Der Zubau an direkt oder indirekt mit Erdgas beheizten Wohnungen, aber auch der Erdgaseinsatz in Nichtwohngebäuden sowie die Anfang 2019 kühlere Witterung sorgten für ein leichtes Absatzplus im Raumwärmemarkt. Der Erdgasverbrauch der privaten Haushalte, der Wohnungsgesellschaften sowie der Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen stieg voraussichtlich um 0,6 %.
- Die Erdgasnachfrage der Industrie zeigte sich aufgrund der eingetrübten Konjunktur bereits seit dem 3. Quartal 2018 rückläufig. Sowohl zur Erzeugung von Prozesswärme und Strom in industrieeigenen Kraftwerken als auch als Rohstoff in der chemischen Grundstoffindustrie wurde weniger Erdgas verbraucht als im Vorjahr. Insgesamt nahm der Verbrauch in der Industrie um 0,7 % ab.
- Der Einsatz von Erdgas in den Kraft- und Heizwerken der allgemeinen Versorgung nahm mit Beginn des zweiten Halbjahres 2016 deutlich zu. Das lag neben den zugunsten von Erdgas verbesserten Preis-Spreads zu anderen Energieträgern darin begründet, dass die im KWKG (Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung) 2016 eingeführte Bestandsanlagensicherung den Erdgas-KWK-Anlagen wieder höhere Vollbenutzungsstunden ermöglichte. Nachdem hier 2018 ein Rückgang zu verzeichnen war, führte eine Vielzahl von Faktoren 2019 zu einem erneuten Anstieg: preisliche Signale, Abschaltungen oder Überführungen von Kohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft, aber auch die steigende

Anzahl von Fernwärmeanschlüssen. In Summe ergab sich ein deutliches Plus von 12,7 % beim Erdgaseinsatz in der Strom- und Wärmeversorgung (einschließlich Blockheizkraftwerke).

Der Anteil von Erdgas am gesamten Primärenergieverbrauch nahm verglichen mit 2018 um 1,3 Prozentpunkte auf 24,9 % im Jahr 2019 zu.

Tabelle 7

Erdgasaufkommen und -verwendung in Deutschland 2019 und 2018

	Einheit	2018	2019 ¹⁾	Veränderung in %
Inländische Förderung	Mrd. kWh	62	59	-4,0
Einfuhr ²⁾	Mrd. kWh	1.773	1.712	-3,4
Summe Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1.835	1.771	-3,5
Speichersaldo ³⁾	Mrd. kWh	-22	-53	140,3
Ausfuhr ²⁾	Mrd. kWh	862	737	-14,5
Eigenverbrauch und stat. Differenzen	Mrd. kWh	16	25	57,1
Erdgasabsatz im Inland	Mrd. kWh	935	957	2,3
Erdgasverbrauch im Inland (Primärenergieverbrauch)	Mrd. kWh	951	982	3,3
	Petajoule (H_u)	3.090	3.191	3,3
	Mio. t SKE (H_u)	105	109	3,3
Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunft				
Inländische Förderung	%	3,4	3,3	
Importquote	%	96,6	96,7	
Struktur des Erdgasverbrauchs nach Kundengruppen				
Industrie (einschl. Industriekraftwerke)	Mrd. kWh	366	363	-0,7
Stromversorgung (einschl. BHKW)	Mrd. kWh	109	129	18,1
Fernwärme-/Kälteversorgung (einschl. BHKW)	Mrd. kWh	63	66	3,3
Private Haushalte	Mrd. kWh	283	285	0,7
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mrd. kWh	113	113	0,6
Verkehr	Mrd. kWh	2	2	0,0
Erdgasabsatz insgesamt	Mrd. kWh	935	957	2,3
Eigenverbrauch und statistische Differenzen	Mrd. kWh	16	25	57,1
Erdgasverbrauch	Mrd. kWh	951	982	3,3

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Import- und Exportmengen einschließlich sämtlicher Transitmengen

3) Minus = Einspeicherung; Plus = Ausspeicherung

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

Die seit Jahren weiterhin stark rückläufige inländische Erdgasförderung betrug 2019 gut 59 Mrd. kWh. Sie deckte 6,0 % des inländischen Erdgasverbrauchs. 94,0 % des in Deutschland verbrauchten Erdgases wurden importiert.

Per Saldo wurden 2019 fast 53 Mrd. kWh Erdgas eingespeichert. Gegen Ende des Jahres 2019 waren die Erdgasspeicher in Deutschland zu 97 % gefüllt. Ein derart hoher Speicherfüllstand zum Ende eines Jahres ist historisch einzigartig. Ersten Zahlen zufolge wurden im Berichtsjahr 9,8 Mrd. kWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in das deutsche Erdgasnetz eingespeist. Im Jahr 2018 waren es 10,3 Mrd. kWh gewesen. Knapp 8 Mrd. kWh gingen in die gekoppelte Stromerzeugung, rund 0,5 Mrd. kWh wurden als Kraftstoff eingesetzt, rund 0,5 Mrd. kWh fanden im Wärmemarkt (Raumwärme, Warmwasser) Absatz. Weitere 1,0 Mrd. kWh wurden 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, stieg weiter. Ende 2018 gab es 1.262 Unternehmen,

per Ende 2019 waren es 1.320. Im Detail waren von diesen Unternehmen sieben als Erdgasfördergesellschaften, 31 als Speicherbetreiber, 68 als reine Großhändler, 16 als Ferngasnetzbetreiber, 704 als Gasverteilnetzbetreiber und 1.074 als Vertriebsgesellschaften im Endkundengeschäft tätig.⁵ Die Zahl der in der Gaswirtschaft Beschäftigten nahm leicht um 0,4 % auf 39.180 per Ende 2019 zu.

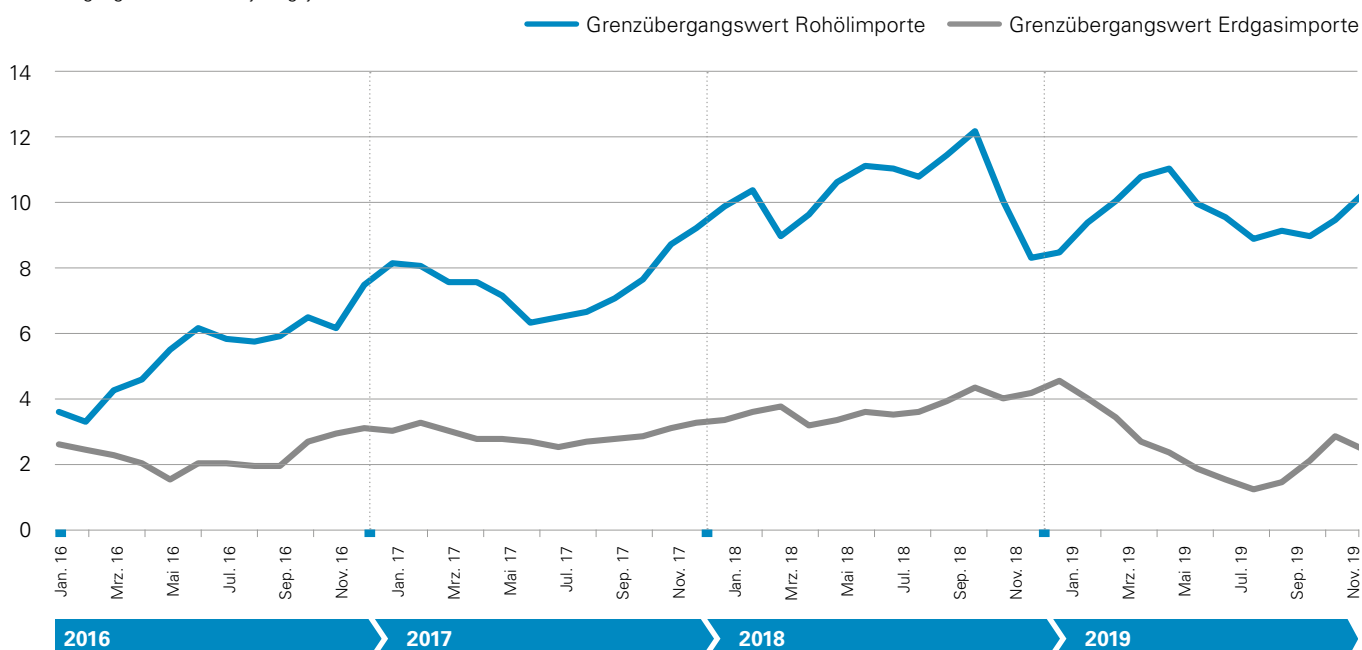
Mit der Liberalisierung der Energiemärkte haben sich Spot- und Terminmärkte für Erdgas zügig entwickelt. Der Gashandel an den europäischen Hubs zeigt insgesamt ein deutliches Wachstum. An diesen virtuellen Handelspunkten entstehen heute wesentliche angebots- und nachfragebasierte Preissignale für den 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, der in der Abbildung 6 gut erkennbar ist. Die Entwicklung der Ölpreise spielt inzwischen für die Entwicklung der Gasbeschaffungskosten keine entscheidende Rolle mehr.

Im Laufe des Jahres 2019 haben die Importpreise sichtbar nachgegeben. Im Jahresdurchschnitt lag der

Abbildung 6

Monatliche Grenzübergangswerte für Rohöl und Erdgas von 2016 bis 2019

Grenzübergangswerte in Euro je Gigajoule



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

⁵ Eine Addition der Unternehmenszahlen ist nicht möglich, da viele der Unternehmen auf mehreren Wertschöpfungsstufen tätig sind und somit mehrfach erfasst wurden.

Grenzübergangspreis bei 1,62 ct/kWh. Das entspricht einem Rückgang von 16 % gegenüber 2018. Gegen Ende des Jahres zeichnete sich jedoch wieder ein leichter Preisanstieg ab. Insgesamt liegen die Preise weiterhin deutlich unter dem Niveau des Jahres 2012.

Die Entwicklung der Importpreise wirkt sich unterschiedlich auf die inländischen Abgabepreise aus (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 sank das Preisniveau für Erdgas an der Börse um 33 %, die Abgabepreise an Kraftwerke gingen um 10 % zurück. Für große industrielle Abnehmer (Jahresabgabe größer 500 GWh) reduzierten sich die Preise aufgrund der kurzfristigeren Beschaffung um 13 % gegenüber dem Vorjahr, für kleine industrielle Gasverbraucher (Abgabe 11,63 GWh/a) waren es 6 % weniger. Aufgrund frühzeitiger Beschaffung stiegen die Gaspreise für die Bereiche Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie für Haushalte um rund 4 %.

Die unterschiedliche Entwicklung von Börsen- und Vertriebspreisen für verschiedene Kundengruppen

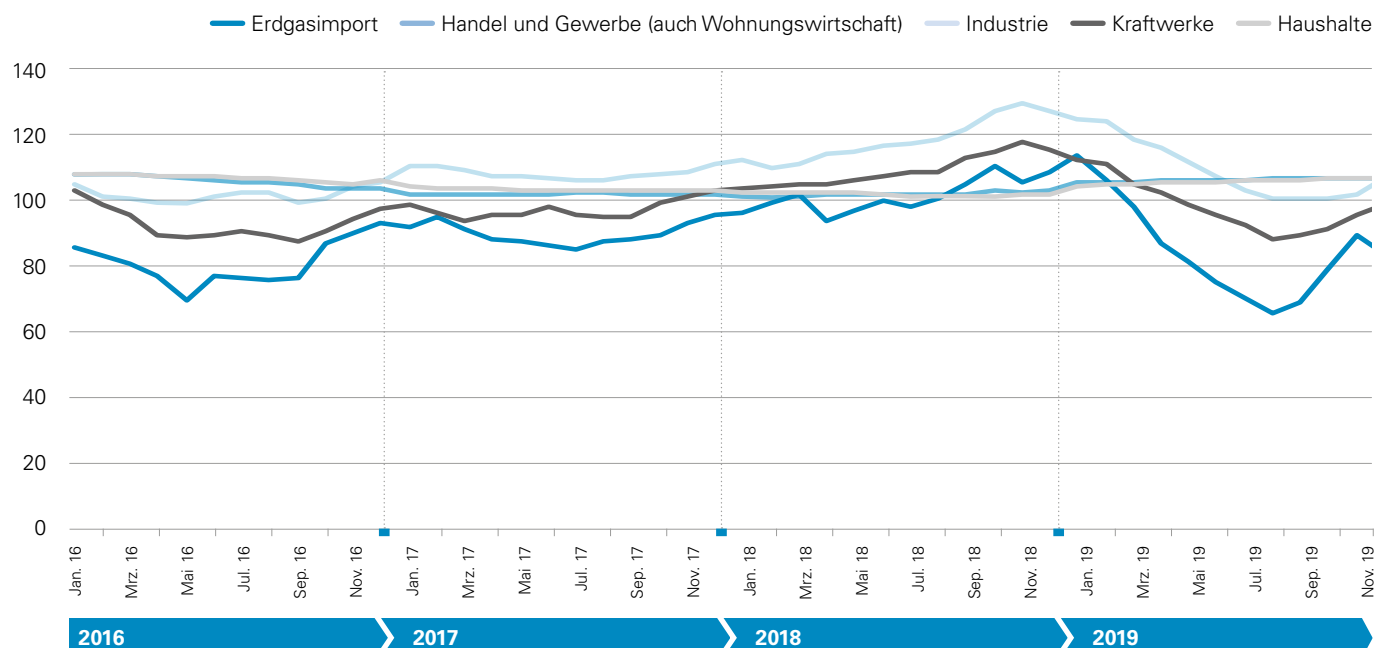
hängt mit der Zusammensetzung der Endkundenpreise und unterschiedlich langen Vertragslaufzeiten zusammen. Die Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt bilden nur einen Teil des Endkundenpreises ab. Hinzu kommen Netzentgelte für die Finanzierung der Netzinfrastruktur sowie Steuern und Abgaben, die nur gering 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 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 eine Steigerung der Einkaufspreise, die sich ebenfalls in geringerem Umfang und verzögert auf den Endkundenpreis auswirkt.

Abbildung 7

Preise für Erdgasimporte und Erdgasabsatz in Deutschland 2016 bis 2019

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



Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; Statistisches Bundesamt

Steinkohle

Nach vorläufigen Schätzungen hat der deutsche Steinkohlenverbrauch im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr weiter nachgegeben. Der Rückgang betrug knapp 21%, so dass der Steinkohleverbrauch auf das geringste Niveau in der Nachkriegszeit fiel und 2019 bei 38,7 Mio. t SKE (1 134 PJ) lag. (vgl. Tabelle 8). Der nunmehr über sechs Jahre stetig verlaufende Abwärtstrend ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass einerseits Steinkohlekraftwerkskapazitäten aus dem Markt genommen und andererseits regenerative Energien im Stromsektor massiv ausgebaut wurden. Hinzu kamen der deutlich höhere CO₂-Zertifikatspreis in den letzten anderthalb Jahren und niedrige Erdgaspreise. Im Rahmen dieser Entwicklungen wurde die Steinkohle in der Stromerzeugung zunehmend aus der Mittellast verdrängt.

Alle drei betrachteten Sektoren des Steinkohleeinsatzes zeigten sich im vergangenen Jahr rückläufig: So ist der Steinkohleeinsatz als Reduktionsmittel in der Stahlindustrie (Kokskohle und Koks) um fast 4 % auf 19,6 Mio. t SKE (574 PJ) gesunken. Ursächlich war im Wesentlichen ein Rückgang der Roheisenerzeugung um rund 4 % auf unter 26 Mio. t. Erheblich stärker ist indes der Verbrauch in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung zurückgegangen. Dieser fiel im Vergleich zum Vorjahr um rund ein Drittel auf 18,1 Mio. t SKE (531 PJ).

Erstmals seit langem wurde der Kraftwerkssektor damit als wichtigster Einsatzbereich von Steinkohle in Deutschland durch den Stahlsektor übertroffen. Der drastische Rückgang im Kraftwerkseinsatz ist insbesondere auf Verdrängungseffekte durch andere Energieträger zurückzuführen. Regenerative Energieträger, insbesondere Windkraft und Photovoltaik, speisten höhere Strommengen als im Vorjahr ein. Und Erdgas wurde in der Merit Order (preisabhängige Einsatzreihenfolge der Kraftwerke) durch niedrigere Erdgas- und höhere CO₂-Preise begünstigt. Hinzu kam, dass die Betreiber von Steinkohlekraftwerken 2019 nach Angaben der Bundesnetzagentur ihre Kapazitäten um rd. 1 GW abbauten. Der Wärmemarkt für Steinkohle, der in dieser Abgrenzung Gießereien, Fernheizwerke, Kleingewerbe und private Haushalte umfasst, blieb vom Volumen her relativ unbedeutend und verringerte sich etwa um 9 % auf rd. 1 Mio. t SKE (29 PJ).

Mit Ausnahme des Januars waren die Veränderungsdaten der Steinkohleverstromung im Jahr 2019 über alle Monate bis einschließlich Dezember hinweg im Vergleich zum jeweiligen Vorjahresmonat zweistellig negativ. Ab dem Sommer verschlechterte sich die Situation weiter. Hohe Verfügbarkeiten erneuerbarer Energieträger, milde Witterung insbesondere im vierten

Tabelle 8

Aufkommen und Verwendung von Steinkohle in Deutschland 2018 und 2019

	2018		2019 ¹⁾		Veränderung in %
	PJ	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	
Primärenergieverbrauch	1.427	48,7	1.134	38,7	-20,5
Kraft- und Heizkraftwerke	797	27,2	530	18,1	-33,5
Stahlindustrie	598	20,4	574	19,6	-3,9
Wärmemarkt	32	1,1	29	1	-9,1
Einfuhr von Steinkohle und Koks ²⁾	1.301	44,4	1.111	37,9	-14,6
Steinkohlenförderung	79	2,7	0	0	-100,0

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Koks in Kohle umgerechnet

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V., Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., Gesamtverband Steinkohle e.V.

Tabelle 9

**Deutsche Steinkohleneinfuhren¹⁾ nach Lieferländern 2018 und 2019
 (Januar bis November)**

	2018	2019 ²⁾	Veränderung	2018	2019
	in Mio. t		in %	Anteile in %	
Russland	17,6	17,6	0,0	41,5	45,1
USA	8,7	7,4	-14,9	20,5	19,0
Australien	4,6	4,4	-4,3	10,8	11,3
Kolumbien	3,6	1,9	-47,2	8,5	4,9
Polen	1,6	1,3	-18,8	3,8	3,3
Kanada	1,4	1,2	-14,3	3,3	3,1
Südafrika	0,9	0,7	-22,2	2,1	1,8
Tschechische Republik	0,3	0,3	0,0	0,7	0,8
Sonstige Drittländer	1,1	1,7	54,5	2,6	4,4
Übrige EU-Länder ³⁾	2,6	2,5	-3,8	6,1	6,4
Gesamteinfuhren	42,4	39	-8,0	100,0	100,0
Gesamtjahr (Hochrechnung), in Mio. t SKE⁴⁾	44,4	37,94	-14,5	-	-

1) Einschließlich Koksimporte, Koks in Kohle umgerechnet.

2) vorläufig

3) Einschließlich Transitmengen aus Drittländern über belgische und niederländische Häfen.

4) Istwerte für 2018, hochgerechnete Werte für 2019 auf Basis der Importe im aufgelaufenen Zeitraum.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.; Statistisches Bundesamt

Quartal, nur leicht höhere Strompreise, anhaltend niedrige Erdgaspreise und hohe CO₂-Zertifikatepreise spielten ineinander. Diese Marktconstellationen führten insgesamt zu einer schwachen Nachfrage insbesondere im nordwesteuropäischen Markt für Kraftwerkskohle. Die Kraftwerkskohlenpreise fielen im Jahr 2019 gegenüber Vorjahr durchschnittlich um ein gutes Drittel auf knapp 61,00 US-\$/t frei nordwesteuropäische Häfen. Der Durchschnittspreis lag 2018 noch bei 91,93 US-\$/t.

Seit der Einstellung des heimischen Steinkohlenbergbaus zum Ende 2018 speist sich das Steinkohleaufkommen in Deutschland nur noch durch Importe und Lagerbestände.

Auf Basis vorläufiger Daten aus der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes sind die deutschen Steinkohlenimporte in den ersten elf Monaten des Jahres 2019 im Vergleich zum Vorjahreszeitraum um 8,0 % auf rd. 39,0 Mio. t gesunken (vgl. Tabelle 9). Davon entfielen auf Kraftwerkskohle 26,1 Mio. t, auf Koks 10,3 Mio. t, auf Anthrazit und Briketts 0,9 Mio. t sowie auf Koks 1,7 Mio. t. Unter Einbeziehung länderspezifischer Heizwerte aus Datenerhebungen nach Energiestatistikgesetz ließen sich für das Gesamtjahr 2019 Steinkohlenimporte in Höhe von 37,9 Mio. t SKE hochrechnen. Im Vergleich zum Vorjahr entspräche dies einem Rückgang um rd. 15 %. Der deutlich schwächere Rückgang der Einfuhren im Vergleich zum Verbrauch ist durch

mehrere Effekte zu erklären. Im gesamten Jahr 2018 gab es noch Produktion aus dem heimischen Steinkohlebergbau, die im Folgejahr vollständig entfiel. Dieser Rückgang wurde 2019 durch Importe ausgeglichen. Ferner liegt seit 2019 eine Contango-Situation vor, d. h. die Futures steigen, und es lohnt sich, die Bestände zu erhöhen.

Im Betrachtungszeitraum von Januar bis November 2019 dominierte erneut Russland mit einem Anteil von 45 % an den Gesamtimporten. In absoluten Zahlen gemessen, bewegten sich die Importe aus Russland dabei auf Vorjahresniveau. Zweitwichtigste Lieferregion blieben die Vereinigten Staaten, die einen Anteil von 19 % erreichten. Gegenüber dem Vorjahreszeitraum gaben die US-Importe um knapp 15 % nach. Erheblich stärker, nämlich fast um die Hälfte, gingen die Importe aus Kolumbien zurück. In der sektoralen Aufteilung war Russland bei Kraftwerkskohle mit knapp 60 % das bedeutendste Herkunftsland. Bei den Koksimporten führte Australien mit 42 % das Feld an. Koksimporte stammten mehrheitlich, zu 84 %, aus der EU, vor allem aus Polen mit einem Anteil von allein 63 %.

Die Veränderungen auf dem deutschen Steinkohlenmarkt wurden 2019 intensiv begleitet von der Diskussion über den aus klimapolitischen Gründen geplanten Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland. Die dazu von der Bundesregierung eingesetzte „Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (landläufig: Kohlekommission oder Kommission WSB) legte dazu im Sommer 2019 ihre im breiten Konsens verabschiedeten Empfehlungen vor, die einen Plan zum

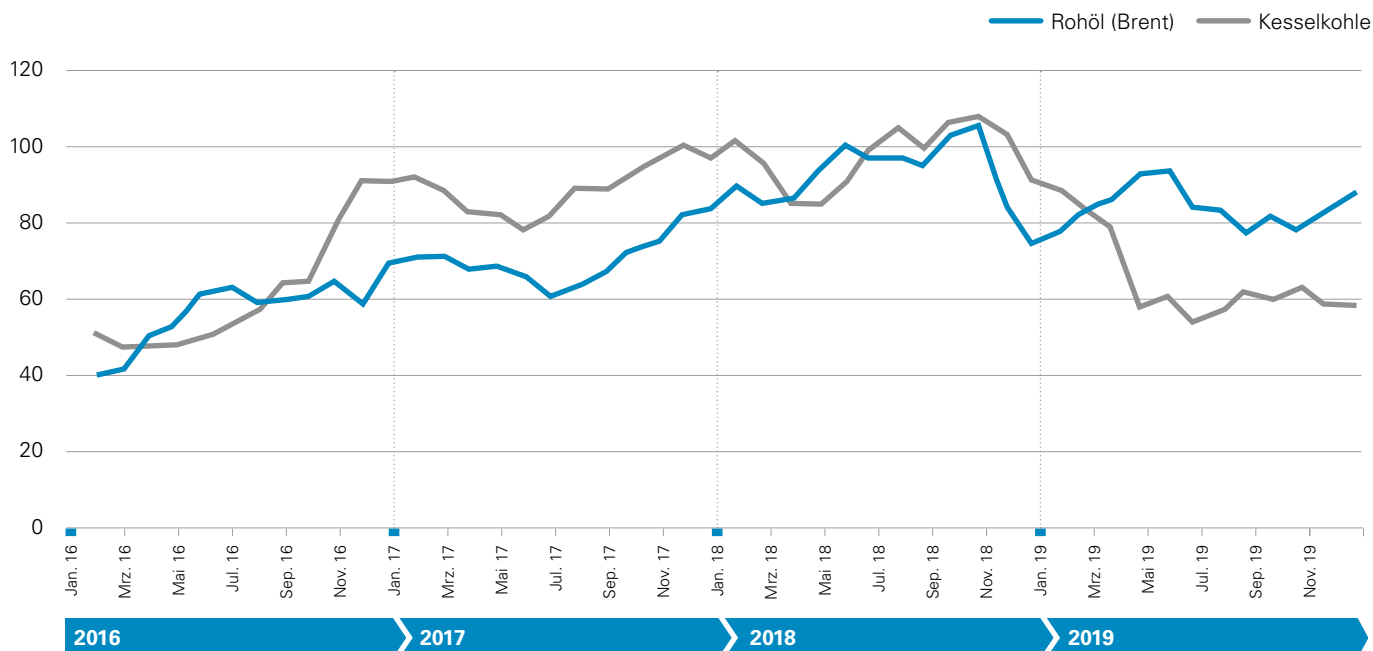
schrittweisen, energie- und strukturpolitisch flankierten Auslaufen der Kohleverstromung bis spätestens 2038 formuliert hat. Die Bundesregierung sagte zu, „die Empfehlungen der Kommission WSB konsequent umzusetzen“. Im Herbst 2019 hat die Bundesregierung zur Umsetzung des strukturpolitischen Teils den Entwurf des Strukturstärkungsgesetzes Kohleregionen vorgelegt. Der energiepolitische Teil des Entwurfs des Kohleausstiegsgesetzes, bestehend aus einem Gesetz zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung sowie weiteren Begleitmaßnahmen im EnWG, EEG und KWK-Gesetz wurde mehrfach verschoben und 2019 deshalb nicht mehr vom Bundeskabinett verabschiedet. Dies erfolgte erst im Januar 2020. Das parlamentarische Verfahren zu beiden Gesetzentwürfen soll möglichst bis zum Sommer 2020 abgeschlossen werden.

Einen Eindruck von der längerfristigen Entwicklung der Preise für Kraftwerkskohle auch im Vergleich zu den Veränderungen beim Rohöl vermittelt Abbildung 8. 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 2018 im Jahresverlauf 2019 deutlich nachgegeben haben. Der Importpreis für Kesselkohle verringerte sich von rund 108 Euro/t SKE (Jahresdurchschnitt 2018) auf etwa 72 Euro/t SKE im Jahr 2019. Nachdem im Januar des Jahres 2019 noch ein Preisniveau von rund 100 Euro/t SKE zu beobachten war, sank der Einfuhrpreis für Kesselkohlen bis Dezember 2019 auf einen Wert unter 65 Euro/t SKE.

Abbildung 8

Weltmarktpreis für Rohöl (Brent) und Kesselkohle Januar 2016 bis Dezember 2019

Januar 2010 = 100

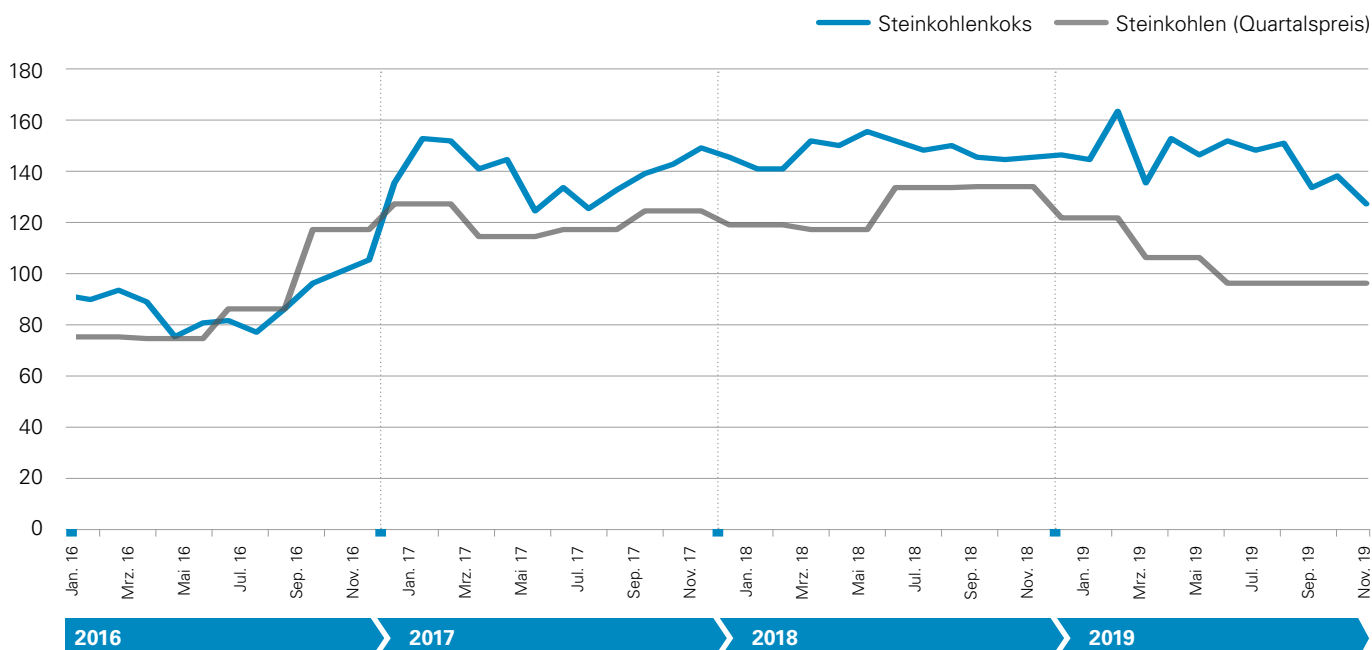


Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V.; Mineralölwirtschaftsverband e.V.

Abbildung 9

Entwicklung ausgewählter Steinkohlenimportpreise von 2016 bis 2019

Januar 2010 = 100



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

Braunkohle

Die Braunkohlenförderung blieb im Jahr 2019 mit rund 131 Mio. t zum siebten Mal in Folge unter dem Vorjahresergebnis (-21 %). Dabei war der Rückgang in den einzelnen Revieren unterschiedlich stark: Im Rheinland (-24,9 %) und in Mitteldeutschland (-24,6 %) war er besonders hoch, aber auch in der Lausitz (-14,3 %) war die Veränderungsrate zweistellig negativ.

Die Veränderungen entsprechen weitgehend der jeweiligen Entwicklung der Lieferungen an die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (115,0 Mio. t; -22,4 %), an die rund 90 % der Förderung gehen. Ursachen für diese Entwicklung sind die Sicherheitsbereitschaft weiterer Kraftwerke, die deutliche Zunahme der Stromerzeugung aus Windenergie und Erdgas, die Minderförderung im Tagebau Hambach als Folge des OVG-Beschlusses sowie eine im Vorjahresvergleich größere Zahl von Kraftwerksrevisionen. Seit 2016 sind insgesamt 2.730 MW Nettoleistung in die Sicherheitsbereitschaft gegangen; zuletzt gingen zum 1. Oktober 2019 ein Block des Kraftwerks Neurath im Rheinland (knapp 300 MW) sowie ein Block des Kraftwerks Jänschwalde in der Lausitz (465 MW) vom Netz.

Der Energieinhalt der gewonnenen Braunkohle lag mit 40,6 Mio. t SKE (1.190 PJ) um rund 21 % unter dem Vorjahresergebnis. Der Anteil der Braunkohle an der heimischen Energiegewinnung erreichte mehr als 33 %. Sie bleibt damit ein wichtiger heimischer Energieträger.

Die Stromerzeugung aus Braunkohle war mit knapp 114 TWh erneut niedriger als im Vorjahr (-22 %). Der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung ist auf etwa 18,6 % (Vorjahr 22,6 %) gesunken. Fast jede fünfte Kilowattstunde Strom, die in Deutschland verbraucht wird, stammt aus Braunkohle (vgl. Tabelle 10).

Die Herstellung von Veredlungsprodukten aus Braunkohle ist insgesamt um etwa 10 % auf rund 6 Mio. t zurückgegangen. Die Rückgänge betragen bei Brikett -7,0 %, bei Staub -10,0 %, bei Wirbelschichtkohle -22,9 %. Die Koksproduktion blieb weitgehend auf dem Vorjahresniveau (-1,2 %).

Mit 39,8 Mio. t SKE (1.167 PJ) war der Primärenergieverbrauch Braunkohle um 20,3 % niedriger als im Vorjahr. Damit deckte sie gut 9 % des gesamten inländischen Energiebedarfs.

Die Endenergiesektoren verbrauchten 2019 mit rund 2,6 Mio. t SKE insgesamt weniger Braunkohle und Braunkohlenprodukte als im Jahr zuvor (-10 %) (vgl. Tabelle 11). In der Industrie nahm der Braunkohleneinsatz um etwa 9 % ab, bei den privaten Haushalten wurde der Absatz noch deutlicher eingeschränkt (-17 %).

Die Zahl der Beschäftigten lag Ende 2019 in der deutschen Braunkohlenindustrie bei 20.336. In dieser Zahl sind knapp 1.300 Auszubildende und fast 4.800 Mitarbeiter enthalten, die in den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung der Braunkohlenunternehmen arbeiten. Die Beschäftigtenstatistik wies im Rheinland 9.785 Mitarbeiter aus. Für die Lausitz 8.116 und für Mitteldeutschland 2.334. Im Revier Helmstedt waren nach dem Ende der Kohlegewinnung noch 101 Mitarbeiter für die Braunkohlenindustrie tätig. Insgesamt werden in Deutschland gut 70.000 Arbeitsplätze durch den Braunkohlenbergbau und die Stromerzeugung aus Braunkohle direkt und indirekt gesichert, wenn man die Ergebnisse der Studie „Folgenabschätzung Klimaschutzplan und Strukturwandel in den Braunkohleregionen“ des IW Köln zugrunde legt.⁶

⁶ IW: „Folgenabschätzung Klimaschutzplan und Strukturwandel in den Braunkohleregionen“, 10/2018, <https://www.iwkoeln.de/studien/gutachten/beitrag/roman-bertenrath-cornelius-baehr-thilo-schaefer-strukturwandel-in-den-braunkohleregionen.html>

Tabelle 10

Aufkommen und Verwendung von Braunkohle in Deutschland 2018 und 2019

		2018	2019 ¹⁾	Veränderung
	Einheit			in %
1. Rohbraunkohle Inland				
Braunkohlenförderung insgesamt	Mio. t	166,3	131,3	-21,0
	Mio. t SKE	51,4	40,6	-21,0
	PJ	1.506	1.190	-21,0
2. Außenhandel				
Einfuhren insgesamt	1.000 t SKE	23,9	25,5	6,5
Ausfuhren insgesamt	1.000 t SKE	1.095,3	972,0	-11,2
Außenhandelsaldo	1.000 t SKE	-1.071,3	946,6	-
3. Primärenergieverbrauch				
	Mio. t SKE	50,0	39,8	-20,3
	PJ	1.464	1.167	-20,3
4. Absatz				
Absatz insgesamt	Mio. t	149,1	115,7	-22,4
an Kraftwerke der allg. Versorgung	Mio. t	148,2	115,0	-22,4
an sonstige Abnehmer	Mio. t	0,9	0,7	-14,4
Einsatz zur Veredlung	Mio. t	14,6	13,2	-10,0
Einsatz in KW des Braunkohlenbergbaus	Mio. t	2,5	2,5	-2,5
Bestandsveränderung	Mio. t	0,0	-0,1	-
5. Stromerzeugung aus Braunkohle				
Kraftwerke der allg. Versorgung	Mrd. kWh	142,2	110,7	-22,1
Industrie-Kraftwerke	Mrd. kWh	3,4	3,3	-3,6
Stromerzeugung aus Braunkohle insgesamt	Mrd. kWh	145,6	114	-21,7

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Tabelle 11

Braunkohlen-Bilanz für Deutschland 2018 und 2019

In 1.000 t SKE

	2018	2019 ¹⁾	Veränderung in %
Gewinnung Inland	51.399	40.602	-21,0
+ Einfuhr	24	25	4,2
= Aufkommen	51.423	40.627	-21,0
+/- Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: -)	17	164	-
- Ausfuhr	1.094	972	-11,2
= Primärenergieverbrauch	50.346	39.819	-20,9
- Einsatz in Kraftwerken	46.617	36.300	-22,1
- Sonst. Umwandlungseinsatz	5.086	4.682	-7,9
+ Umwandlungsausstoß	4.796	4.500	-6,2
- Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch	508	700	37,8
= Endenergieverbrauch	2.931	2.637	-10,0
Industrie	2.447	2.237	-8,6
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Deputate	484	400	-17,4

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Elektrizitätswirtschaft

2019 wurden nach vorläufigen Zahlen in Deutschland brutto 612,4 Mrd. kWh Strom erzeugt.⁷ Damit ging die Stromproduktion gegenüber ihrem Vorjahreswert um 4,8 % zurück. Die Stromerzeugung aus den einzelnen Energieträgern entwickelte sich uneinheitlich. Aus Erneuerbaren Energien insgesamt sowie aus Erdgas wurde 2019 deutlich mehr Strom gewonnen als im Vorjahr. Die Stromerzeugung der Kohlenkraftwerke hingegen war stark rückläufig. Der Beitrag der Kernenergie zur Stromerzeugung in Deutschland sank leicht. Der Bruttostromverbrauch nahm nach vorläufigen Schätzungen für das Berichtsjahr um 2,5 % auf 579,7 Mrd. kWh ab (2018: 594,8 Mrd. kWh) (vgl. Tabelle 12)

Die Stromerzeugung der Braunkohlenkraftwerke belief sich rund 2019 auf rund 114 Mrd. kWh. Das entspricht einem Rückgang von 21,7 % im Vergleich zum Vorjahreswert. Am Jahresende war nach vorläufigen Daten eine Netto-Kraftwerksleistung von 20.928 MW installiert; davon befanden sich allerdings 2.730 MW in der Braunkohlen-Sicherheitsbereitschaft und damit nicht mehr im Markt. Der Beitrag der Braunkohlenkraftwerke zur Bruttostromerzeugung sank auf 18,6 %.

Der Einsatz von Erdgas als Brennstoff in den Kraft- und Heizkraftwerken der Stromversorgung nahm nach einem leichten Rückgang im Vorjahr 2019 wieder stark zu. In Summe wurde in den Kraftwerken der Stromversorger, der Industriebetriebe und in Blockheizkraftwerken sonstiger Stromerzeuger voraussichtlich 91 Mrd. kWh Strom erzeugt, das entspricht verglichen mit 2018 einem Plus von 10,3 %. Soviel elektrischer Strom wurde in Deutschland noch nie aus Erdgas produziert. Die Stromerzeugung der Gaskraftwerke stieg insbesondere wegen unterjährig deutlich gesunkener Spotmarkt-Preise für Gas sowie eines deutlich höheren Preisniveaus für CO₂-Zertifikate, wodurch erdgasbefuerter Kraftwerke ihre Wettbewerbsposition gegenüber Kohlekraftwerken verbessern konnten. Die installierte Leistung (netto) blieb im Vergleich zum Vorjahr mit 29.721 MW in etwa unverändert. Inbetriebnahmen von insgesamt 346 MW standen

Stilllegungen in Höhe von 392 MW gegenüber. Von den 29.721 MW installierter Leistung befinden sich derzeit 3.009 MW in der Netzreserve. Nach ersten Berechnungen hatte Erdgas einen Anteil von 15,1 % an der Bruttostromerzeugung Deutschlands 2019.

Steinkohlenkraftwerke lieferten 2019 mit gut 57 Mrd. kWh erneut weniger Strom als im vorangegangenen Jahr. Mit -30,6 % entspricht das im Vorjahresvergleich einem Rückgang von nahezu einem Drittel. Weitere Kraftwerksstilllegungen im Jahr 2019 führten dazu, dass per Jahresende 22.737 MW Leistung (netto) installiert waren, zum Vergleich: 2018 waren es noch 23.759 MW. Das entspricht einem Rückgang um 1.022 MW bzw. gut 4 % der installierten Leistung gegenüber Ende 2018. Von den 22.737 MW installierter Leistung befinden sich derzeit 2.308 MW in der Netzreserve. Der Anteil der Steinkohle am Energieträgermix der Stromversorgung betrug damit 9,4 %.

Die Kernkraftwerke in Deutschland erzeugten im Berichtsjahr 75 Mrd. kWh Strom und damit rund 1,2 % weniger als 2018; das entspricht einem Anteil von 12,3 % an der Bruttostromerzeugung. Die installierte Leistung reduzierte sich um 1.402 MW durch die Stilllegung des Kernkraftwerks Philippsburg 2 zum 31.12.2019 auf nunmehr 8.114 MW zum Jahresende 2019.

Ihre Stellung als bedeutendste erneuerbare Energiequelle konnte die Windenergie an Land 2019 weiter ausbauen. Die Onshore-Windkraftanlagen produzierten mit gut 101 Mrd. kWh 11,9 % mehr Strom als 2018. Die Offshore-Anlagen lieferten mit fast 25 Mrd. kWh ebenfalls spürbar mehr Strom als im Vorjahr (+26,9 %), was auf das überdurchschnittlich gute Windjahr, aber auch auf den weiter fortschreitenden Ausbau der Windkraftanlagen auf See zurückzuführen ist. Die installierte Leistung der Windkraftwerke stieg 2019 onshore um knapp 900 MW auf nunmehr 53.315 MW; offshore wurden gut 1.100 MW neu ans Netz angeschlossen. Damit beträgt die installierte Offshore-Windleistung in Deutschland inzwischen 7.503 MW.

⁷ In dieser Erzeugung sind Produktionsmengen der Pumpspeicher (Pumparbeit) sowie sonstigen Speicher enthalten. Zu den methodischen Auswirkungen der Behandlung der Pumpspeicher sowie anderer Technologien zur Zwischenspeicherung von elektrischem Strom auf die Höhe der Bruttostromerzeugung und des damit verbundenen Bruttostromverbrauchs vgl. Hans Georg Buttermann, Tina Baten und Thomas Nieder, Methodische Konsequenzen der gegenwärtig praktizierten Behandlung von Stromspeichern in der Energiebilanz, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 70 Jg. (2020), Heft 1/2 Seite 84-89.

Tabelle 12

Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2019 nach Energieträgern

	1990	2000	2010	2015	2016	2017	2018 ¹⁾	2019	2018 bis 2019	1990 bis 2019
	Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Mrd. kWh							Jahresdurchschnittliche Veränderung in %		
Braunkohle	170,9	148,3	145,9	154,5	149,5	148,4	145,6	113,9	-21,8	-1,4
Kernenergie	152,5	169,6	140,6	91,8	84,6	76,3	76,0	75,1	-1,2	-2,4
Steinkohle	140,8	143,1	117,0	117,7	112,2	92,9	82,6	57,3	-30,6	-3,1
Erdgas	35,9	49,2	89,3	62,0	81,3	86,7	82,5	91,0	10,3	3,3
Mineralöl	10,8	5,9	8,7	6,2	5,8	5,6	5,2	5,1	-1,9	-2,6
Erneuerbare Energien	19,7	37,9	105,2	188,8	189,7	216,3	224,8	244,3	8,7	9,1
Sonstige	19,3	22,6	26,6	27,3	27,3	27,5	26,8	25,7	-4,1	1,0
Bruttostromerzeugung einschl. Einspeisung insgesamt	549,9	576,6	633,3	648,3	650,5	653,7	643,5	612,4	-4,8	0,4
Stromflüsse aus dem Ausland	31,9	45,1	43,0	37,0	28,3	27,7	31,7	39,8	25,6	0,8
Stromflüsse in das Ausland	31,1	42,1	57,9	85,3	78,9	80,3	80,5	72,5	-10,0	3,0
Stromaustauschsaldo Ausland	0,8	3,1	-15,0	-48,3	-50,5	-52,5	-48,7	-32,7	-32,9	-
Bruttostromverbrauch	550,7	579,6	618,3	600,0	600,0	601,2	594,8	579,7	-2,5	0,2
Veränderung gegenüber Vorjahr in %		4,0	5,8	1,0	-0,0	0,2	-1,1	-2,5		
Struktur der Bruttostromerzeugung in %										
Braunkohle	31,1	25,7	23,0	23,8	23,0	22,7	22,6	18,6		
Kernenergie	27,7	29,4	22,2	14,2	13,0	11,7	11,8	12,3		
Steinkohle	25,6	24,8	18,5	18,2	17,2	14,2	12,8	9,4		
Erdgas	6,5	8,5	14,1	9,6	12,5	13,3	12,8	14,9		
Mineralöl	2,0	1,0	1,4	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8		
Erneuerbare Energien	3,6	6,6	16,6	29,1	29,2	33,1	34,9	39,9		
Sonstige	3,5	3,9	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2		
Bruttostromerzeugung	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

Insgesamt hat die Windenergie 2019 einen Anteil von 20,9 % am deutschen Stromerzeugungsmix.

Photovoltaikanlagen lieferten nach ersten Zahlen mit reichlich 47,5 Mrd. kWh ebenfalls mehr Strom als 2018 (45,8 Mrd. kWh). Verglichen mit dem Vorjahr ist das ein Plus von 3,8 %. Diese Strommenge umfasst nicht nur die Einspeisungen in das Netz der allgemeinen Versorgung, sondern jeweils auch den Selbstverbrauch aus Eigenanlagen vor Ort – unabhängig davon, ob dieser EEG-Strom vergütet wurde oder nicht. Im Jahr 2019 wurden nach Angaben der Bundesnetzagentur gut 3.900 MWp Photovoltaik-Leistung hinzugebaut, am Jahresende waren damit 49.125 MWp installiert. Der Beitrag der Solarenergie zum deutschen Strommix betrug im Berichtsjahr rund 7,8 %.

Aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse (einschließlich Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm) wurden im Berichtsjahr 44,6 Mrd. kWh Strom gewonnen. Das Ergebnis blieb mit einer Veränderung von weniger als -0,2 % zum Vorjahr in etwa stabil. Der Beitrag der Biomassekraftwerke zur Stromerzeugung betrug 7,4 %. Zuzüglich der anteiligen Erzeugung in Müllkraftwerken (aus biogenen Abfällen) wurden im Jahr 2019 in Deutschland gut 50 Mrd. kWh Strom aus biogenen Energieträgern produziert. Ihr Anteil am Energieträgermix der deutschen Stromerzeuger betrug damit insgesamt 8,2 %.

Nach dem Dürrejahr 2018 konnte die Stromerzeugung aus Wasserkraft 2019 wieder Zuwächse verzeichnen. Aufgrund weiterhin geringer Niederschläge vor allem zu Beginn des Jahres konnte jedoch erst in der zweiten Jahreshälfte ein Erzeugungsplus erzielt werden. Die Stromerzeugung der Lauf- und Speicherwasserkraftwerke in Deutschland betrug 2019 nach ersten Zahlen 20 Mrd. kWh. Das entspricht einem Plus von 12,3 % im Vergleich zu Vorjahr. Der Anteil der Wasserkraft am Strommix lag bei etwa 3,3 %.

Insgesamt wurden 2019 rund 244,3 Mrd. kWh Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen, das entspricht einem Zuwachs von 8,7 %. Der Beitrag der Erneuerbaren zur Deckung des Bruttostromverbrauchs erhöhte sich nach ersten Zahlen 2019 auf rund 39,9 % (2018: 34,9 %).

Stromspeicher nahmen 2019 8,2 Mrd. kWh Strom auf und gaben 6,0 Mrd. kWh wieder ab. Den größten

Anteil haben daran bisher die Pumpspeicher. Einer Pumparbeit von 8,1 Mrd. kWh stand eine Ausspeisung von 5,9 Mrd. kWh gegenüber.

Der Trend der stetigen Zunahme des negativen Stromaustauschaldos Deutschlands ist seit 2018 gebrochen. Der Saldo lag 2019 mit einem Ausfuhrüberschuss von 34,9 Mrd. kWh erneut unter dem Vorjahreswert (2018: 51,2 Mrd. kWh) (vgl. Abbildung 10). Die größte Strommenge floss Richtung Österreich, gefolgt von der Schweiz und den Niederlanden (Österreich: 16,7 Mrd. kWh, Schweiz: 14,0 Mrd. kWh, Niederlande: 11,1 Mrd. kWh). Die größten Strommengen kamen 2019 aus Frankreich nach Deutschland, gefolgt von der Schweiz und den Niederlanden (Frankreich 15,2 Mrd. kWh, Schweiz 6,1 Mrd. kWh, Niederlande 5,4 Mrd. kWh). Insgesamt flossen aus deutschen Stromnetzen 74,5 Mrd. kWh ins Ausland (2018: 82,7 Mrd. kWh), aus dem Ausland bezog Deutschland 39,6 Mrd. kWh (2018: 31,5 Mrd. kWh). 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 ging nach ersten Abschätzungen 2019 konjunkturbedingt von 226,1 Mrd. kWh im Vorjahr um 4,1 % auf 216,8 Mrd. kWh zurück. Insbesondere die stromintensiven Industrien wiesen beinahe ganzjährig deutliche Produktionsrückgänge auf. Auch für den Sektor der privaten Haushalte zeigen erste Schätzungen einen Verbrauchsrückgang von 0,7 % auf knapp 126 Mrd. kWh im Vergleich zum Vorjahr. Für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen deuten erste Zahlen hingegen auf einen unveränderten Verbrauch hin (+0,1). Der Verbrauch im Verkehr lag ebenfalls über dem im Vorjahr.

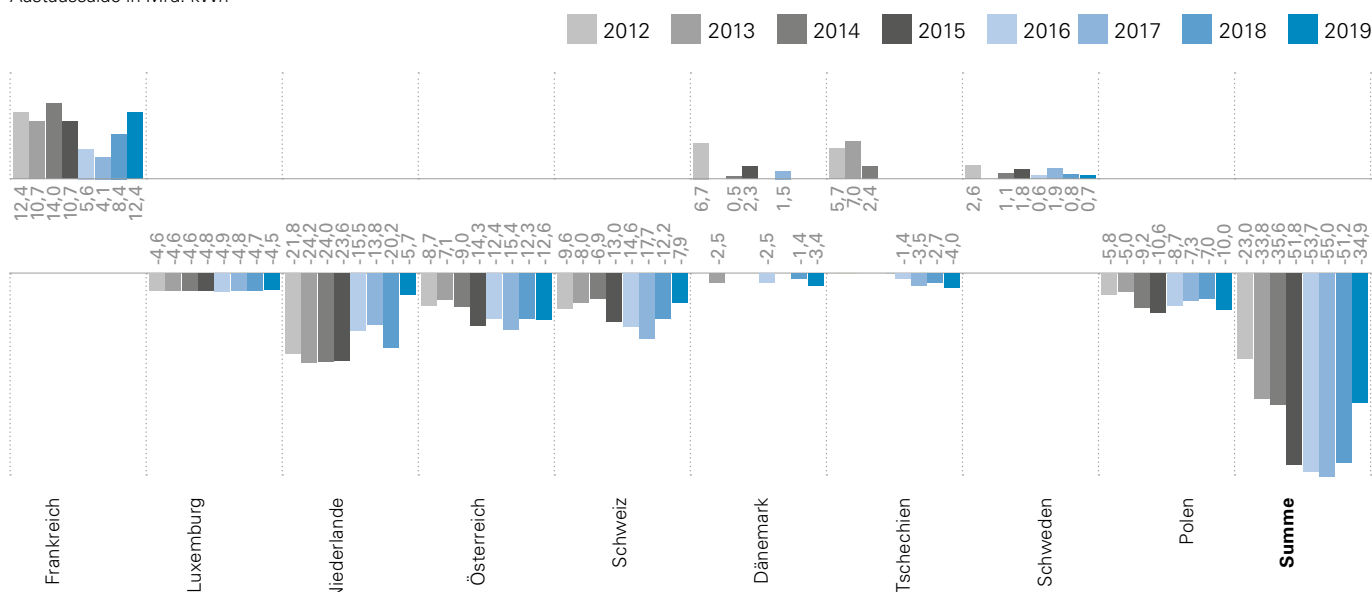
Im Ergebnis errechnet sich ein Nettostromverbrauch in Deutschland im Jahr 2019 in Höhe von 517,8 TWh. Im Vorjahr lag der Nettostromverbrauch noch bei 525,6 TWh (dies entspricht einem Minus von 1,5 % (vgl. Tabelle 13).

Nach aktuellen Abschätzungen sind die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft in der Abgrenzung des Klimaschutzplans um 52 Mio. t CO₂ eq auf

Abbildung 10

Entwicklung des Stromaustauschsaldos mit Partnerländern von 2012 bis 2019

Austausssaldo in Mrd. kWh



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

Tabelle 13

Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2017 bis 2019

	2017	2018	2019 ¹⁾	Veränderungen 2018/2019
	Mrd. kWh			Veränderung in %
Bruttostromerzeugung	653,7	643,5	612,4	-4,8
Kraftwerkseigenverbrauch	-34,6	-34,0	-30,2	-11,1
Nettostromerzeugung	619,1	609,5	582,2	-4,5
Stromflüsse aus dem Ausland	27,8	31,7	39,8	25,6
Stromflüsse in das Ausland	80,3	80,5	72,4	-10,0
Nettostromaufkommen für Inland	566,6	560,8	549,6	-2,0
Pumparbeit	8,3	8,3	8	-3,9
Netzverluste und Nichterfasstes	27,1	26,8	23,8	-11,2
Nettostromverbrauch	531,3	525,6	517,8	-1,5
davon:				
Bergbau und verarbeitendes Gewerbe	228,1	226,1	216,8	-4,1
Haushalte	128,2	126,6	125,7	-0,7
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	151,5	149,0	149,2	0,1
Verkehr	11,2	11,7	11,9	1,8
Energieverbr. im Umwandlungssektor (ohne Kraftwerkseigenverbrauch)	12,3	12,3	14,2	15,4
Bruttoinlandsstromverbrauch	601,3	594,7	579,8	-2,5

1) Angaben z.T. vorläufig und geschätzt

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

221 Mio. t CO₂ gesunken. Der Rückgang der darin enthaltenen diffusen Emissionen um 1,5 Mio. t ist vor allem auf das Ende des Steinkohlenbergbaus Ende 2018 zurückzuführen (Einmaleffekt). Die Kraftwerke der Energiewirtschaft emittierten 50 Mio. t CO₂ weniger als im Vorjahr, die Industriekraftwerke 2 Mio. t CO₂ weniger. Der spezifische Emissionsfaktor des Gesamtmixes beträgt 0,385 kg CO₂/kWh netto.

Die Anzahl der Unternehmen, die in der Elektrizitätswirtschaft tätig sind, steigt seit Beginn der Liberalisierung 1998 kontinuierlich. Ende 2018 waren 1.899 Unternehmen in der Elektrizitätsversorgung aktiv, Ende 2019 waren es 1.952. Im Detail waren von den genannten Unternehmen 90 als Erzeugergesellschaften mit einem Kraftwerkspark größer 100 MW, 903 als Stromverteilnetzbetreiber, vier als Übertragungsnetzbetreiber, 103 als Betreibern von Stromspeichern, 58 als Stromgroßhändler und 1.353 als Vertriebsgesellschaften im Letztverbrauchergeschäft 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 blieb 2019 im Vergleich zum Vorjahr mit 138.000 in etwa stabil.

Die Strompreise für Industriekunden nahmen vor allem bedingt durch den Anstieg der Kosten für Beschaffung, Vertrieb und Netznutzung um knapp 3 % zu, während Steuern, Abgaben und Umlagen 2019 nahezu unverändert blieben. Daher sank der Anteil der staatlichen Belastungen am Strompreis für Industriekunden 2019 auf leicht 44 % gegenüber noch 45 % im Jahr 2018 (ohne Stromsteuer).

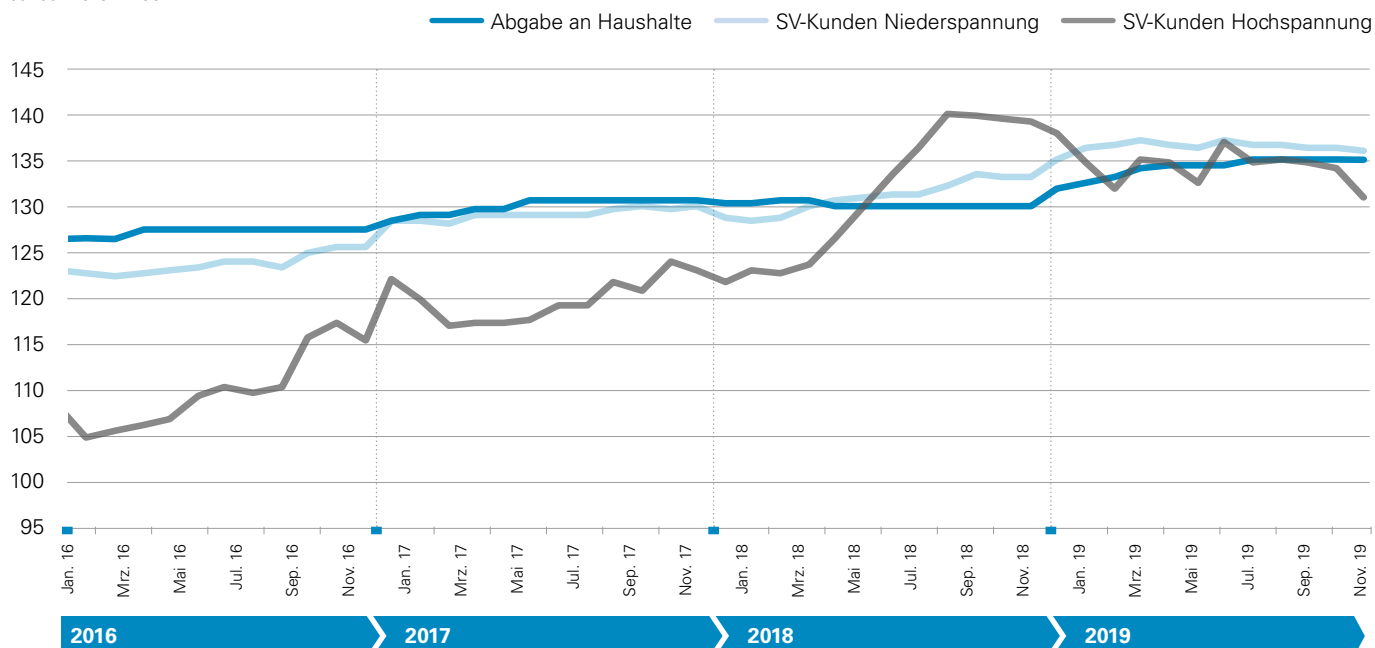
Die Strompreise für Haushalte stiegen 2019 um 3,4 %. Grund dafür waren die gestiegenen Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt sowie der Anstieg der Netznutzungsentgelte. Steuern, Abgaben und Umlagen blieben 2019 unverändert. Ihr Anteil sank entsprechend 2019 auf 53 % gegenüber noch 54 % im Vorjahr. Diese Posten blieben aber weiterhin der größte Posten auf der Kundenrechnung. Im Jahr 2020 steigen die staatlichen Belastungen insbesondere aufgrund des Anstiegs der EEG-Umlage um 0,5 Cent/kWh an (vgl. Abbildung 11).

Die monatliche Entwicklung der Börsenpreise für Strom seit 2008 zeigt nach einem Hoch im Jahr 2008 zunächst einen starken Rückgang, dem nach einem vorübergehenden Anstieg beginnend mit dem ersten Halbjahr 2011 bis Mitte 2016 auf dem Spotmarkt wie

Abbildung 11

Strom-Erzeugerpreisindex für Sondervertragskunden und Abgabe an Haushalte in Deutschland von 2016 bis 2019

Januar 2010 = 100

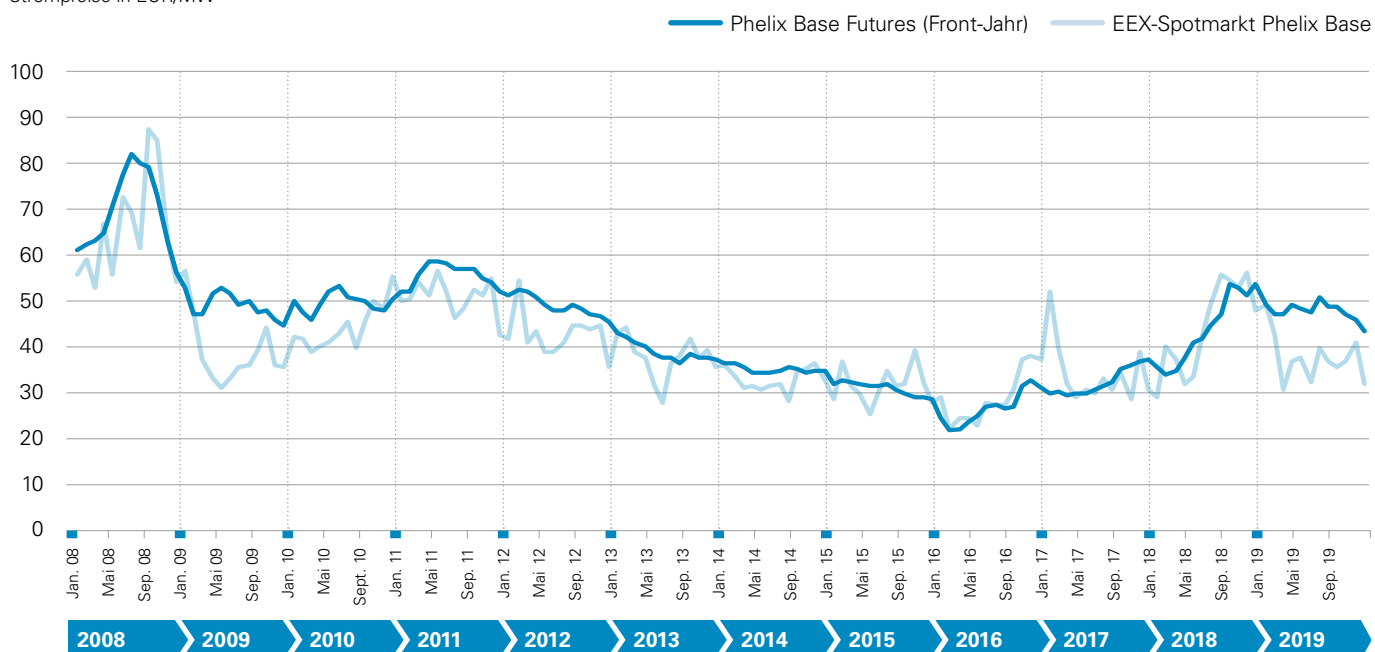


Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V., Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Abbildung 12

Entwicklung der Strompreise auf dem EEX-Spotmarkt und -Terminmarkt (Front-Jahr) von 2008 bis 2019

Strompreise in EUR/MWh



Quelle: Angaben nach Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

auf dem Terminmarkt eine deutliche Preissenkungstendenz folgte (Abbildung 12). Der folgende Preisaufschwung blieb bis Ende 2016 allerdings meist noch unter der Grenze von 40 Euro/MWh. Allerdings zeigen sich nach der Jahreswende 2016/2017 erhebliche Preisausschläge bis zu mehr als 100 Euro/MWh. Seit Mitte 2018 übertraf der Börsenpreis meist die 50 Euro/MWh-Grenze. Anfang 2019 verringerte sich der Strompreis auf dem Spotmarkt spürbar, er fiel von rund 49 Euro/MWh im Januar auf knapp 31 Euro/MWh im März des Jahres. In den restlichen 3 Quartalen schwankte er zwischen minimal 32 Euro/MWh (Dezember 2019) und maximal 41 Euro/MWh (November 2019).

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 emissionsarme 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 sowie für die ersten sieben Jahre der dritten Handelsperiode von 2013 bis 2020 vor.

Mit Inkrafttreten der Novelle des Treibhausgasemissionshandelsgesetzes im April 2018 hat Deutschland die neue Emissionshandelsrichtlinie (diese dient der Neuregelung des EU-Emissionshandels für die 4. Handelsperiode, also ab 2021) umgesetzt. Die wichtigsten Elemente der Neuregelung betreffen die Einrichtung einer Marktstabilitätsreserve (soll Anpassungen der jährlichen Auktionsmenge auslösen, sofern die im Umlauf befindliche Menge an Zertifikaten außerhalb einer vordefinierten Bandbreite liegt) und das Emissionsbudget, welches in Zukunft schneller als zuvor (und zwar um 2,2 % p.a. anstatt wie in der 3. Handelsperiode mit 1,7 % p.a.) reduziert wird. Eine weitere Neuregelung gibt Mitgliedstaaten die Möglichkeit durch Kraftwerksstilllegungen verursachte CO₂-Zertifikate zu löschen, damit die frei werden Emissionsrechte nicht an anderer Stelle genutzt werden und auf diese Weise Emissionsminderungen zunichtemachen würden.

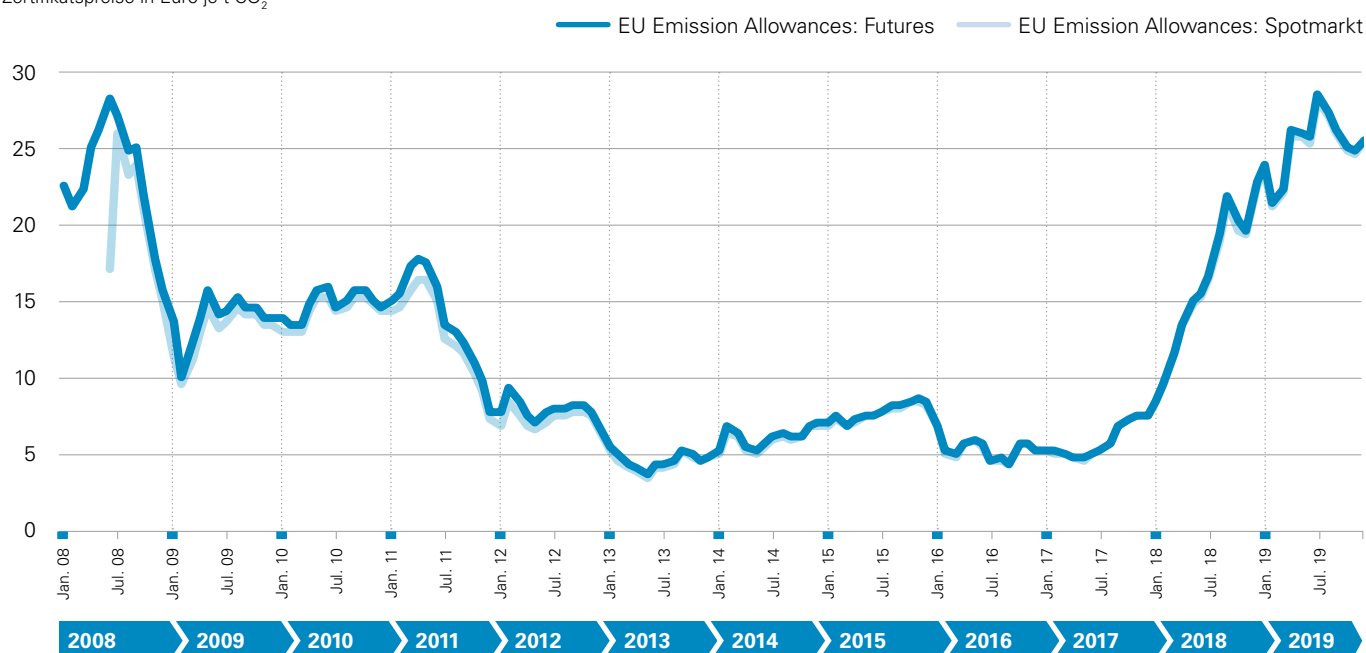
Nach Beschluss der skizzierten Strukturreform des Emissionshandels im April 2018 hat sich der Preis für Emissionszertifikate von durchschnittlich 5 Euro je Tonne CO₂ im Jahr 2017 zunächst auf 15 Euro im Jahr 2018 verdreifacht. Zum Jahresbeginn 2019 ist der Preis weiter gestiegen und bewegte sich zwischen

20 und 26 Euro je Tonne CO₂. Dieses vergleichsweise hohe Niveau hat der CO₂-Preis unter Schwankungen bis Ende 2019 beibehalten (den Höchststand 2019 erreichte der CO₂-Preis mit mehr als 28 Euro je Tonne CO₂ im Juli des Jahres) (vgl. Abbildung 13).

Abbildung 13

EU Emission Allowances auf dem EEX-Spotmarkt von 2008 bis 2019

Zertifikatspreise in Euro je t CO₂



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Erneuerbare Energien⁸

Der Verbrauch an erneuerbaren Energieträgern betrug im Jahr 2019 insgesamt 1.896 PJ (vgl. Tabelle 14). Dies entspricht im Vergleich zum Vorjahr 2018 (1.802 PJ) einer Steigerung um insgesamt 5,2 % oder absolut 94 PJ. Ursächlich waren im Wesentlichen ein starker Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und eine verstärkte Energieholznutzung in privaten Haushalten und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern übertraf 2019 mit insgesamt 879 PJ bzw. 244 Milliarden Kilowattstunden erstmals die gesamte Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken. Maßgeblich bestimmt wurde diese Entwicklung durch die Windenergie, die um 15 % gegenüber dem Vorjahr stieg und Braunkohle als wichtigsten Energieträger im deutschen Strommix ablöste: Mit 454 PJ bzw. 126 Mrd. kWh erzeugten die Windenergieanlagen an Land und auf See damit so viel Strom wie kein anderer Energieträger in Deutschland (396 PJ in 2018). Wesentliche Treiber waren die guten Windverhältnisse im Jahr 2019 in Verbindung mit dem Ausbau moderner, leistungsstarker Anlagengenerationen in den Jahren zuvor. Vor diesem Hintergrund ist allerdings auch der drastische Rückgang neu installierter Erzeugungskapazitäten im Jahr 2019 zu benennen: Während bei Windkraft auf See die Ausbauphase bis Anfang der 2020er Jahre mit der Inbetriebnahme der letzten Anlagenparks weitgehend abgeschlossen wurde (+ 1,1 GW), brach der Netto-Zubau bei Windenergie an Land stark ein, und zwar von 4,9 GW im Jahr 2017 über 2,3 GW im Jahr 2018 auf nur noch 0,9 GW im Jahr 2019. Dieser geringe Ausbau wurde in den letzten 20 Jahren nur einmal - im Jahr 2008 - unterschritten.

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen stieg im Jahr 2019 gegenüber dem besonders sonnenreichen Vorjahr 2018 um etwa 4 % auf 171 PJ bzw. 47,5 Mrd. kWh. Ungünstigere Witterungsbedingungen wurden dabei durch den wieder anziehenden Zubau neuer Leistung überkompensiert: So lag die verglichen mit dem langjährigen Mittel überdurchschnittliche Globalstrahlung mit 1.147 Kilowattstunden pro

Quadratmeter (kWh/m²) zwar deutlich unter dem Rekordwert des Vorjahres (1.207 kWh/m²). Allerdings stieg die installierte PV-Leistung bereits in den ersten Monaten des Jahres 2019 kräftig: Bedingt durch Sonderdegressionsstufen im EEG wurden allein im Januar und Februar über 1.100 MW neue Anlagenleistung installiert. Im Folgenden pendelte sich der monatliche Zubau um die 270 MW ein. Insgesamt lag der Netto-Zubau von Photovoltaikleistung im Jahr 2019 mit 3.835 MW um 32 % über dem Vorjahreswert (2.888 MW in 2018).

Da auch die Stromerzeugung aus Wasserkraft gegenüber dem extrem niederschlagsarmen Vorjahr wieder ein mittleres Niveau im langjährigen Vergleich erreichte, erreichten die dargebotsabhängigen Energieträger Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft mit zusammen 698 PJ einen Anteil von 37 % am gesamten Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energien. Bei der Interpretation dieser Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass der Primärenergieverbrauch nach der nationalen und internationalen Konvention auf der Grundlage des sog. Wirkungsgradprinzips ermittelt wird (Einzelheiten dazu und zu den Auswirkungen alternativer Verfahren wie z. B. der Substitutionsmethode auf die Anteile einzelner Energieträger am Primärenergieverbrauch, vgl. grauer Kasten).

Der Primärenergieverbrauch an Biomasse und biogenen Abfällen legte im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr um 1,6 % zu. Mit zusammen 1.101 PJ entfielen im Jahr 2019 etwa 58 % des gesamten Primärenergieverbrauchs an erneuerbaren Energien auf die diversen biogenen Energieträger, die im Folgenden sowohl sektoral als auch nach ihrer Art näher betrachtet werden sollen:

Der Einsatz biogener Brennstoffe zur Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie zur Deckung des Eigenverbrauchs der Erzeugungsanlagen des Umwandlungssektors (505 PJ) war für knapp die Hälfte (46%) des gesamten Primärenergieverbrauchs von Biomasse verantwortlich. Gegenüber 2018 (509 PJ) nahm der Einsatz biogener Brennstoffe im Umwandlungssektor leicht um rund 1 % ab.

⁸ Dieser Text beruht auf den Arbeiten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Weitere Informationen zur Entwicklung erneuerbarer Energien im Jahr 2019 können dem UBA-Hintergrundpapier „Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2019“ entnommen werden: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-2019>

Tabelle 14

Erneuerbare Energien in Deutschland 2018 und 2019 nach Verwendung und Energiequellen

	Wasserkraft		Windenergie (an Land und auf See)				Solarenergie		Geothermie		Biomasse		Abfälle		Summe					
	2018	2019	Ände- rungen	2018	2019	Ände- rungen	2018	2019	Ände- rungen	2018	2019	Ände- rungen	2018	2019	Ände- rungen					
	Petajoule	Petajoule	%	Petajoule	Petajoule	%	Petajoule	Petajoule	%	Petajoule	Petajoule	%	Petajoule	Petajoule	%					
Gewinnung im Inland	65	73	12	396	454	15	197	202	2	66	8	950	986	4	129	126	-2	1.797	1.906	6
Außenhandelsaldo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-11	-	-	-	-	4	-10	-
Primärenergie- verbrauch	65	73	12	396	454	15	197	202	2	66	8	955	975	2	129	126	-2	1.802	1.896	5
Einsatz in Kraftwerken (Strom)	65	73	12	396	454	15	165	171	4	7	10	333	332	-	59	58	-2	1.023	1.094	7
Einsatz in Kraft- und Heizwerken (Wärme)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	42	42	2	49	47	-3	93	92	-1
Verbrauch bei Umwandlung, Verluste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26	26	-	-	-	-	26	26	-
Endenergie- verbrauch	-	-	-	-	-	-	32	31	-4	56	8	555	575	4	21	21	-	660	683	4
Industrie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	92	89	-3	21	21	-	113	111	-2
Verkehr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113	114	1	-	-	-	113	114	1
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	-	-	-	-	-	-	32	31	-4	56	8	350	372	6	-	-	-	433	458	6

Alle Werte für 2019 sind vorläufig.

Quelle: AGEE-Stat

Auf die Endenergiesektoren entfielen 2019 ca. 54 % des biogenen Primärenergieverbrauchs. In absoluten Zahlen stieg der Verbrauch biogener Energieträger 2019 um etwa 4 % auf 596 PJ (gegenüber 576 PJ im Jahr 2018). Mit 372 PJ entfiel hiervon der Großteil (62 %) auf die Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, während der Anteil des Verkehrssektor mit 114 PJ bei 19 % und der Anteil des Industriesektors mit 110 PJ bei 18 % lagen. Im Jahresvergleich 2019/2018 war im Industriesektor ein Rückgang von etwa 3 % zu verzeichnen, während der Verbrauch im Verkehrssektor konstant blieb und der Einsatz im Sektor Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen um ca. 6 % zulegen.

Nach Aggregatzustand wird die Biomasse im Allgemeinen in feste, gasförmige und flüssige biogene Energieträger unterschieden: Mit 528 PJ entfiel 2019 knapp die Hälfte (48 %) des biogenen Primärenergieverbrauchs auf feste biogene Brennstoffe wie Brennholz, Hackschnitzel, Pellets, Briketts, Holzkohle, aber auch Altholz, Klärschlamm und andere Reststoffe. Ein Anteil von 59 % (312 PJ) der festen biogenen Brennstoffe wurden als Energieholz in den Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen verbraucht. Bedingt durch den höheren Heizwärmebedarf im Jahr 2019 gegenüber dem sehr warmen Vorjahr war hier mit 6 % auch die größte Steigerung zu verzeichnen. Im Umwandlungssektor wurden 25 % der festen biogenen Brennstoffe eingesetzt, im Wesentlichen zur Erzeugung von Strom und Fernwärme (130 PJ). Gegenüber dem Vorjahr (133 PJ) war dies ein Rückgang von etwa 4 %. Für Raum- und Prozesswärmebedarfe in der Industrie schließlich wurden 16% der festen biogenen Brennstoffe verbraucht (86 PJ). Konjunkturrell bedingt entspricht dies einem Rückgang von ca. 3 %.

Auf gasförmige biogene Brennstoffe entfallen ca. 29 % (324 PJ) des gesamten Primärenergieverbrauchs an Biomasse. Sie umfassen meist dezentral zur Strom- und Wärmeerzeugung genutztes Bio-, Klär- und Deponiegas sowie auf Erdgasqualität aufbereitetes und andernorts als Brenn- oder Kraftstoff aus dem Erdgasnetz entnommenes Biomethan. Zu mehr als vier Fünftel (ca. 82 %) wurden gasförmige biogene Brennstoffe im Jahr 2019 im Umwandlungssektor zur Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie zur Deckung des Eigenverbrauchs der Erzeugungsanlagen (inkl. Verluste) eingesetzt (267 PJ). Eng daran gekoppelt ist der Brennstoffeinsatz zur dezentral genutzten KWK-Wärme

(53 PJ), der weitere 16 % der gasförmigen Biomasse ausmacht und den Endenergieverbrauchssektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen zugeordnet wird. Der Verbrauch biogener Gase in der Industrie sowie im Kraftstoffsektor ist mit jeweils 1 % von untergeordneter Bedeutung, wenngleich der Einsatz von Biomethan im Verkehrssektor im Jahr 2019 um ca. 70 % zugenommen hat. In den anderen Sektoren war im Jahresvergleich 2019/2018 lediglich eine leichte Steigerung von 1 % zu verzeichnen.

Mit 123 PJ und 126 PJ trugen flüssige biogene Stoffe und der biogene Anteil des Siedlungsabfalls jeweils weitere 11 % zum gesamten biogenen Primärenergieverbrauch 2019 bei. Biogene Abfälle wurden dabei zu 83 % in Müllverbrennungsanlagen zur Erzeugung von Strom und Fernwärme eingesetzt (105 PJ gegenüber 108 PJ in 2018) und zu 17 % für Raum- und Prozesswärmebedarfe der Industrie. Unter flüssiger Biomasse sind insbesondere beigemischte sowie reine Biokraftstoffe relevant, deren Einsatz im Jahresvergleich 2019/2018 nach derzeitigem Kenntnisstand konstant geblieben ist.

Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft und Biomasse machten 2019 zusammen 95 % des Primärenergieverbrauchs an erneuerbaren Energien aus. Die verbleibenden 5 % bzw. 97 PJ entfallen auf die erneuerbaren Energieträger Tiefengeothermie, Umweltwärme einschließlich oberflächennaher Geothermie und Solarthermie.

Im Jahr 2019 wurden 53 PJ erneuerbare Umweltwärme mittels Wärmepumpen gewonnen. Dies entspricht einer Steigerung von 8 % gegenüber dem Vorjahr und ist auf das anhaltende Marktwachstum dieser Wärmeerzeugungstechnologie zurückzuführen: Nach Angaben des Bundesverbands Wärmepumpen wurden im letzten Jahr 86.000 Heizungswärmepumpen und 16.500 Warmwasserwärmepumpen neu installiert.

Der Primärenergieverbrauch aus Tiefengeothermie einschließlich der balneologischen Nutzung (Thermalbäder) umfasste 2019 rund 13 PJ (+5 % gegenüber 2018). Der Anstieg ist wesentlich auf eine Zunahme der geothermischen Stromerzeugung um 10 % zurückzuführen.

Die solarthermische Wärmegewinnung war 2019 gegenüber dem Vorjahr um ca. 4 % rückläufig.

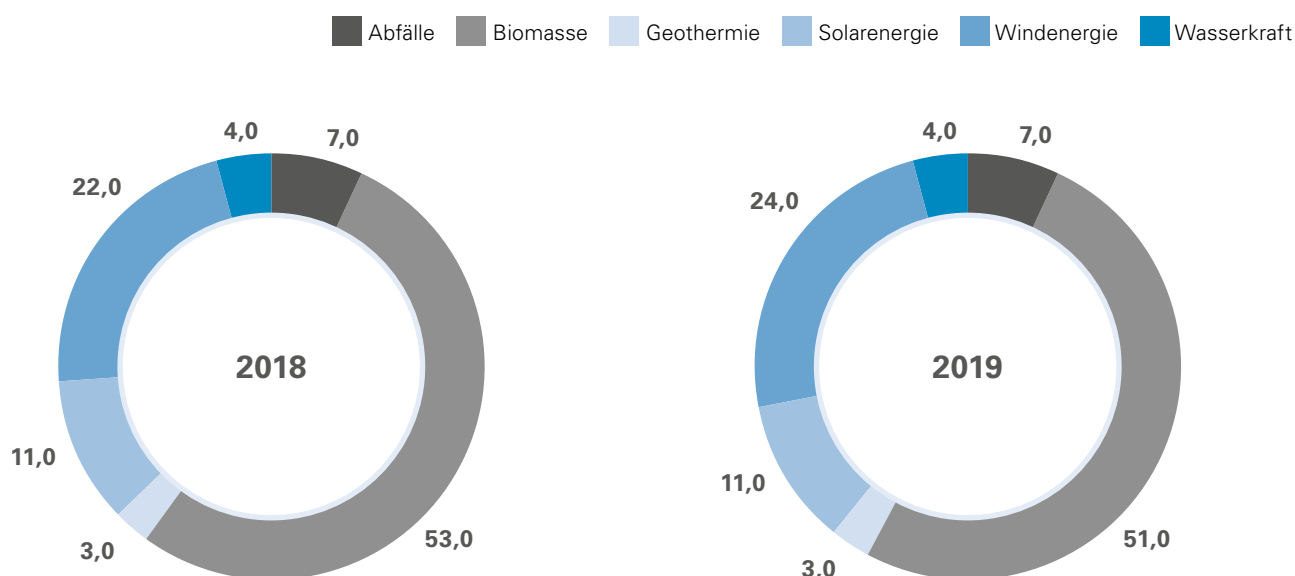
Zum einen stagnierte die insgesamt installierte Kollektorfläche, weil sich Rückbau und der erneut zurückgehende Zubau nahezu die Waage hielten. Zum anderen führte die im langjährigen Mittel zwar überdurchschnittliche, aber gegenüber dem extrem sonnigen Vorjahr geringere Globalstrahlung (s.o.) zu einem Rückgang der Wärmeerzeugung.

Die Analyse der einzelnen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien verdeutlicht, dass der energieträgerspezifische Primärenergieverbrauch unterschiedliche Tendenzen zeigt (Abbildung 14). Während die Biomasse im wachsenden Markt Anteile verloren hat (2018: 53 %; 2019 51,4 %) konnte vor allem die Windenergie ihren Beitrag um 1,9 %-Punkte auf 23,9 % im Jahr 2019 ausweiten.

Abbildung 14

Struktur der erneuerbaren Energien in Deutschland 2018 und 2019

Anteile an Primärenergieverbrauch der erneuerbaren Energien insgesamt in %



Alle Werte für 2019 vorläufig

Quelle: 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 Energiewende.

Dabei ist die empirische Bestimmung der Energieeffizienz keineswegs eindeutig und einfach, und nicht jede technisch machbare Steigerung der Energieproduktivität ist 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 2019 bezogen auf die Ursprungswerte des Primärenergieverbrauchs bei einem Zuwachs der gesamtwirtschaftlichen Leistung um 0,6 % angesichts des deutlich gesunkenen Energieverbrauchs kräftig um 2,7 %, verbessert. Temperatur- und lagerbestandsbereinigt bewegte sie sich mit einem Plus von 3,1 % noch deutlich darüber und auch spürbar über dem Niveau des längerfristigen Trends (1990 bis 2019: rund 2,2 % p.a.). Insgesamt hat sich demnach die Entkopplung zwischen gesamtwirtschaftlicher Entwicklung und Energieverbrauch sogar verstärkt fortgesetzt. (Tabelle 15 und Abbildung 15).

Tabelle 15

Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2019

	Einheit	2017	2018	2019	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %	
					2018 bis 2019	1990 bis 2019
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt, Referenzjahr 2015)	Verkettete Volumenangaben, in Mrd. €	3.174,0	3.222,5	3.241,8	0,6	1,8
Bevölkerung ³⁾	1000	82,7	82,9	83,1	0,2	0,1
Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	Petajoule	13.523	13.102	12.832	-2,1	-0,5
Primärenergieverbrauch (bereinigt) ⁵⁾	Petajoule	13.652	13.425	13.104	-2,4	-0,5
Bruttostromverbrauch ⁴⁾	Mrd. kWh	601,3	594,7	574,9	-3,3	0,1
Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	234,7	246,0	252,6	2,7	2,3
Energieproduktivität (bereinigt) ⁵⁾	Euro/GJ	232,5	240,0	247,4	3,1	2,2
Stromproduktivität	Euro/kWh	5,3	5,4	5,6	4,1	1,6

1) Angaben, z. T. geschätzt

2) vorläufige Angaben

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

4) Inkl. Pumpstromerzeugung

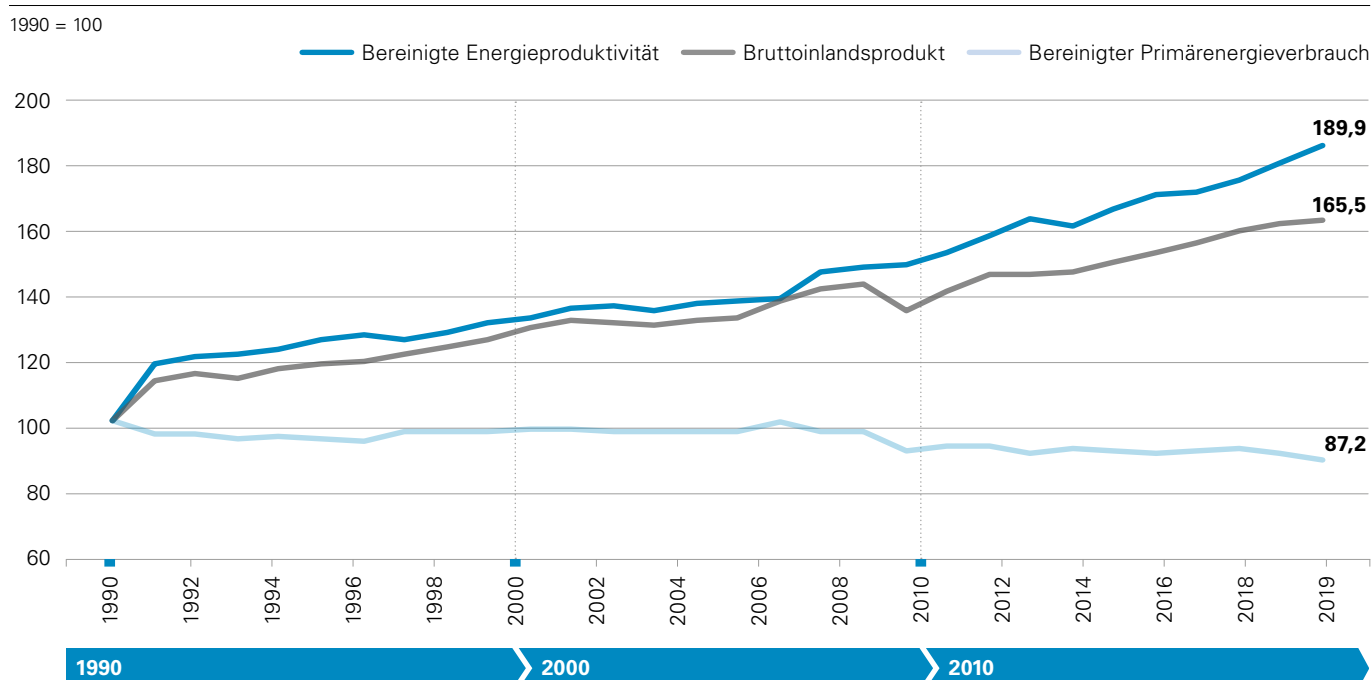
5) temeparturbereinigte Werte, Mineralöl lagerbestandsbereinigt

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

Abbildung 15

Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität in Deutschland 1990 bis 2019



*) vorläufig

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

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, (die zur Stromerzeugung eingesetzt werden) zusammen, für die kein einheitliche Umrechnungsmaßstab wie der Heizwert (bei fossilen Energieträgern) existiert. Die AG 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 anhand der aktuellen Berichtsjahre 2018 und 2019 beleuchtet der graue Kasten.

Auswirkungen der Bewertungsmethodik von Kernenergie und erneuerbaren Energien auf den Primärenergieverbrauch

Bei einer Interpretation der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (sowie daraus abgeleiteter Kennziffern wie z. B. der Energieproduktivität) ist neben zahlreichen Einflussgrößen (z. B. Wirtschaftswachstum, Strukturwandel, Witterung, Lagerbestandsveränderungen sowie ggf. Kalendereffekt) ein rein statistischer Effekt zu berücksichtigen, der sich daraus ergibt, dass aufgrund internationaler Konventionen bei der Bilanzierung von Energieträgern ohne Heizwert nach der sogenannten Wirkungsgradmethode („physical energy content“ method) verfahren wird. Da Kernenergie keinen „natürlichen“ Heizwert besitzt, wird der Wirkungsgrad der Anlagen nach dieser Methode auf 33 % festgelegt. Anders als bei den festen, flüssigen oder gasförmigen biogenen erneuerbaren Energien, bei denen die Einsatzstoffe unmittelbar mit ihrem Heizwert bewertet werden, wird für die erneuerbaren Energien Wasser, Wind und Photovoltaik sowie für den Stromaustauschsaldo mit dem Ausland der jeweilige Energieeinsatz dem Heizwert der erzeugten elektrischen Energie gleichgesetzt, was einem Wirkungsgrad von 100 % gleichkommt.

Verglichen mit der früher angewendeten sog. Substitutionsmethode, bei der die Kernenergie sowie die genannten erneuerbaren Energieträger zur Stromerzeugung und der Stromaustauschsaldo mit dem durchschnittlichen spezifischen Brennstoffverbrauch in konventionellen Wärmekraftwerken bewertet wurden, hat der Übergang auf die international gebräuchlichen Wirkungsgradmethode zur Folge, dass sich bei der Kernenergie ein höherer Primärenergieverbrauch, bei den erneuerbaren Energien und dem Stromaustausch hingegen ein niedrigerer Primärenergieverbrauch errechnet. Der größte „Einspareffekt“ ergibt sich nach der Substitutionsmethode folglich, wenn die Stromerzeugung der Kernkraftwerke vollständig durch erneuerbare Energien und/oder Stromimporte substituiert wird. Würde beispielsweise die gesamte Stromerzeugung aus Kernkraftwerken im Jahr 2019 (75,2 Mrd. kWh) vollständig durch die genannten erneuerbaren Energieträger ersetzt, ergäbe sich entsprechend der Wirkungsgraddifferenz nach der Substitutionsmethode eine „Einsparung“ in Höhe 67 %. Im Ergebnis würde sich der für 2019 geschätzte Primärenergieverbrauch um 550 PJ bzw. um rund 4,3 % verringern.

Aus alledem kann umgekehrt geschlussfolgert werden, dass sich bei Anwendung der Substitutionsmethode (im Vergleich zur Wirkungsgradmethode) ein spürbar höherer Primärenergieverbrauch ergeben würde. Für 2019 würde sich der Primärenergieverbrauch nach der Substitutionsmethode rechnerisch auf 13.309 PJ erhöhen; dies entspricht gegenüber dem Primärenergieverbrauch nach dem Wirkungsgradansatz (12.832 PJ) einem Anstieg um rund 477 PJ (bzw. 3,7 %)

Angewendet auf die Darstellung der Veränderungen des Primärenergieverbrauchs von 2018 auf 2019 würde die **Substitutionsmethode** angesichts des beobachteten Rückgangs der Kernenergiestromerzeugung (-0,8 Mrd. kWh) auf der einen Seite sowie der deutlich gestiegenen Stromerzeugung der hier betrachteten erneuerbaren Energien (+20,0 Mrd. kWh) und des geringeren Stromaustauschsaldo (-12,1 Mrd. kWh) auf der anderen Seite bei einem mittleren Nutzungsgrad von 45 % für beide Energieträger für 2018 zu einem um 336 PJ und für 2019 zu einem um 477 PJ höheren Primärenergieverbrauch führen. Im Jahresvergleich 2019 gegenüber 2018 bedeutet das für den gesamten Primärenergieverbrauch einen Rückgang von -1,0 % (statt -2,1 %). Für die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität (unbereinigt) hätte dies eine Verbesserung um lediglich -1,6 % (statt -2,6 %) zur Folge. Der hier skizzierte statistische Effekt wirkt sich somit spürbar auch auf die Bewertung von Effizienzkennziffern aus, die auf der Ebene des Primärenergieverbrauchs gebildet werden. Der Endenergieverbrauch (und ggf. mit dieser Größe verbundene Effizienzkennziffern) sind hiervon nicht betroffen, da die Art der primärenergetischen Bewertung sich auf dieser Ebene nicht auswirkt.

Auf die Anteile der Kernenergie bzw. der erneuerbaren Energien insgesamt am Primärenergieverbrauch wirken sich die beiden Bewertungsmethoden am Beispiel der Jahre 2018 und 2019 wie folgt aus (Angaben in %):

	Kernenergie		Erneuerbare Energien	
	2018	2019	2018	2019
Wirkungsgradmethode	6,3	6,4	13,8	14,8
Substitutionsmethode	4,5	4,5	19,1	14,2

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 Komponentenerlegung lassen sich die wesentlichen Einflüsse auf die Veränderungen des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs verdeutlichen (vgl. Abbildung 16).

Dabei zeigen die langfristigen Veränderungen von 2019 gegenüber 1990 sehr deutlich den großen Einfluss der gesunkenen Energieintensität (sprich: der Verbesserung der Energieeffizienz) auf die Minderung des (temperaturbereinigten) Primärenergieverbrauchs (-9.417 PJ). Dadurch konnten die verbrauchssteigernden Wirkungen des gesamtwirtschaftlichen Wachstums (+ 6.876 PJ) sowie des Bevölkerungszuwachses (+ 610 PJ) deutlich überkompensiert werden.

Die skizzierten Zusammenhänge gelten ähnlich für die kurzfristige Betrachtung der Veränderungen von 2018 auf 2019: Aber anders als im langfristigen Vergleich wirkte sich jetzt vor allem das Wirtschaftswachstum (+ 47 PJ) nur verhältnismäßig wenig verbrauchssteigernd aus. Die verbrauchssteigernden Wirkungen der Einkommens- wie der Bevölkerungskomponente (zusammen + 79 PJ) konnten also durch Effizienzverbesserungen (-400 PJ) bei Weitem ausgeglichen werden, so dass es im Ergebnis zu der Minderung des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs um 321 PJ gekommen ist.

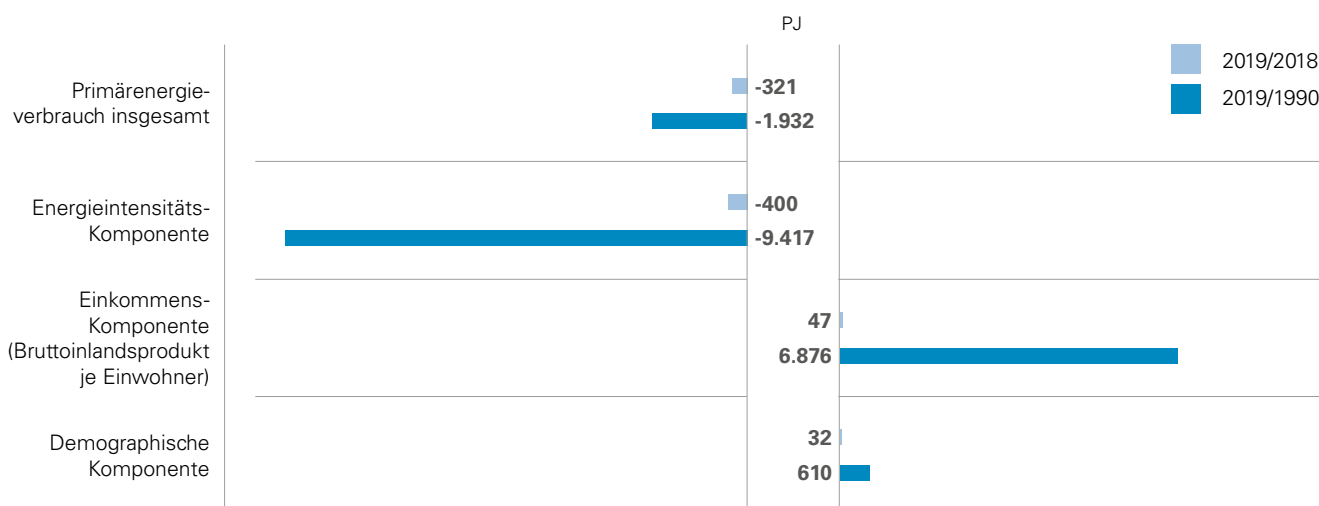
Einschränkend ist in Bezug auf die Bewertung der Ergebnisse der Komponentenerlegung anzumerken, dass die Veränderungen des Primärenergieverbrauchs selbstverständlich nicht nur von den hier berücksichtigten Faktoren (Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung und gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz) geprägt sind. Die Entwicklung des Energieverbrauchs lässt sich monokausal oder stark vereinfachend nicht 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 Struktureffekte in der hier vereinfachend unterstellten Komponentenerlegung nicht enthalten.

Abbildung 16

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des bereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2019 gegenüber 2018 und 1990 in Petajoule



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

Bei der Interpretation der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität ist auch zu beachten, dass überdurchschnittlich hohen Effizienzgewinnen beim Einsatz von Brennstoffen und Wärme häufig vergleichsweise moderate Einsparungen beim spezifischen Stromverbrauch gegenüberstehen. Ursächlich dafür ist, dass gerade in zahlreichen Wirtschaftsbereichen eine Steigerung der Energieproduktivität oftmals nur durch den vermehrten Einsatz von modernster Anlagentechniken, 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 Stromsparpotentiale zu einem Teil durch die vermehrte Nutzung dieses Energieträgers in neuen Anwendungsgebieten kompensiert wurden.

Vor diesem Hintergrund erhöhte sich die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität (als Verhältnis von preisbereinigtem Bruttoinlandsprodukt und

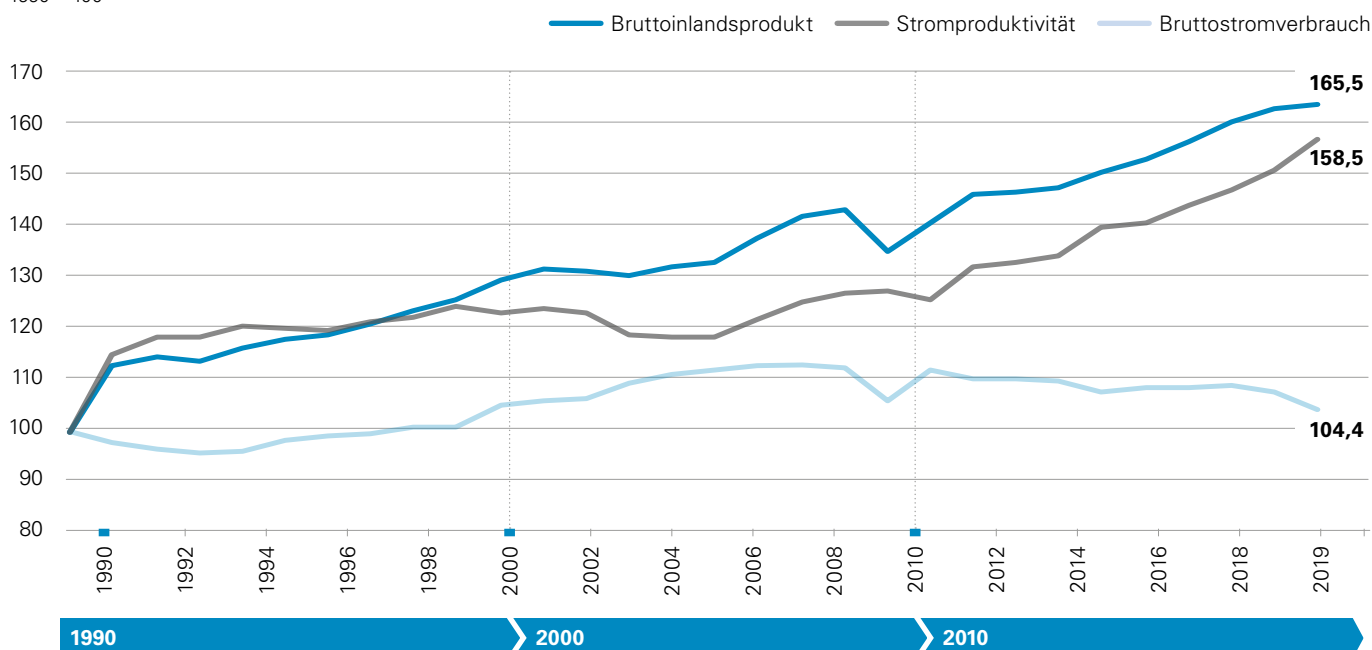
Bruttostromverbrauch) im Jahr 2019 aufgrund des deutlichen Rückgangs des Stromverbrauchs bei gleichzeitig nachlassendem Wirtschaftswachstum um 4,1% (im Vergleich zu 2018). Über den längerfristigen Zeitraum von 1990 bis 2019 betrachtet nahm die Stromproduktivität jahresdurchschnittlich um 1,6 % zu. Zum Vergleich: Die Energieproduktivität insgesamt stieg im gleichen Zeitraum um 2,2 % p.a. (Einzelheiten dazu vgl. Tabelle 15 sowie Abbildung 17 und 18).

Den Einfluss ausgewählter Komponenten (Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung und Stromproduktivität) für die Veränderungen des Stromverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2019 bzw. 2018/2019 zeigt zum Abschluss dieses Abschnittes Abbildung 19. Danach ist der Rückgang des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2019 um 20 Mrd. kWh gegenüber 2018 vornehmlich durch die höhere Stromproduktivität (Stromintensitäts-Komponente) bewirkt worden ist (-23 Mrd. kWh). Die damit verbundenen Verbrauchsminderungen waren entsprechend höher als die verbrauchssteigernden Wirkungen des Wirtschaftswachstums (+2 Mrd. kWh) und der Bevölkerungszunahme (+1 Mrd. kWh).

Abbildung 17

Bruttoinlandsprodukt¹⁾, Bruttostromverbrauch und gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität²⁾ in Deutschland 1990 bis 2019

1990 = 100



1) Preisbereinigt

2) Bruttoinlandsprodukt je Einheit Bruttostromverbrauch

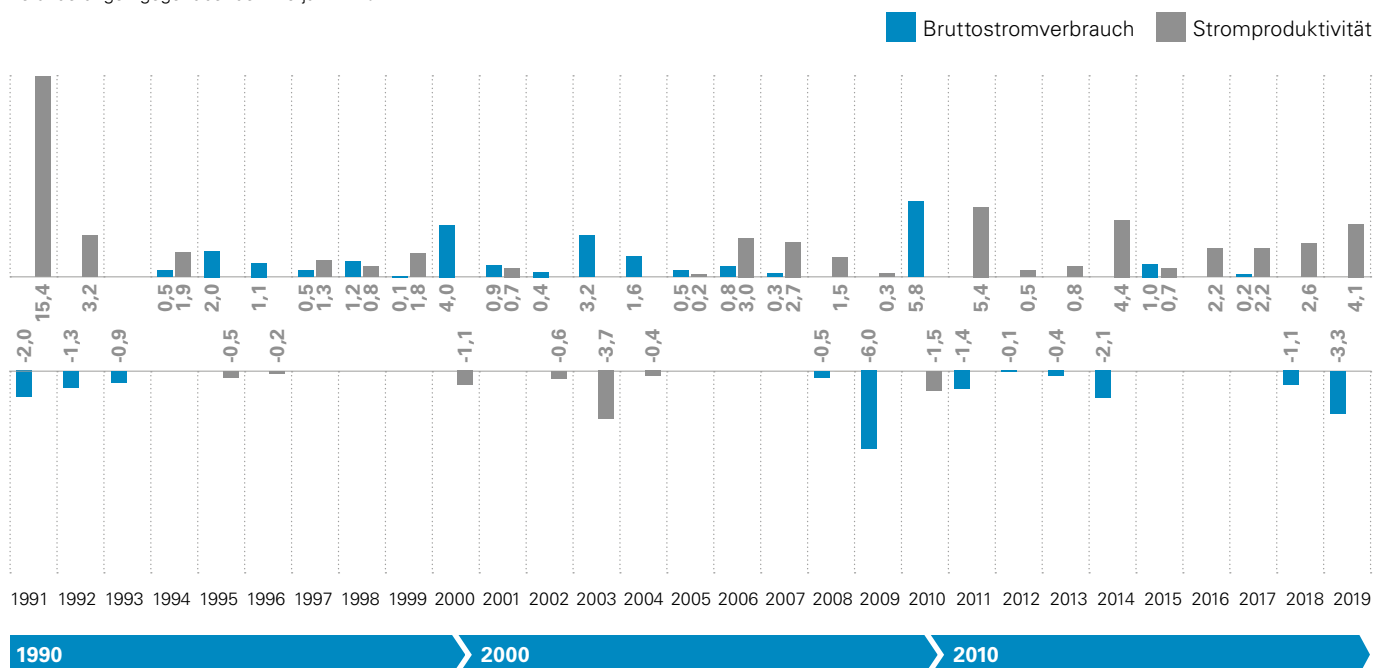
*) vorläufig

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

Abbildung 18

Veränderungen von Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität von 1991 bis 2019

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %



*) vorläufig

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

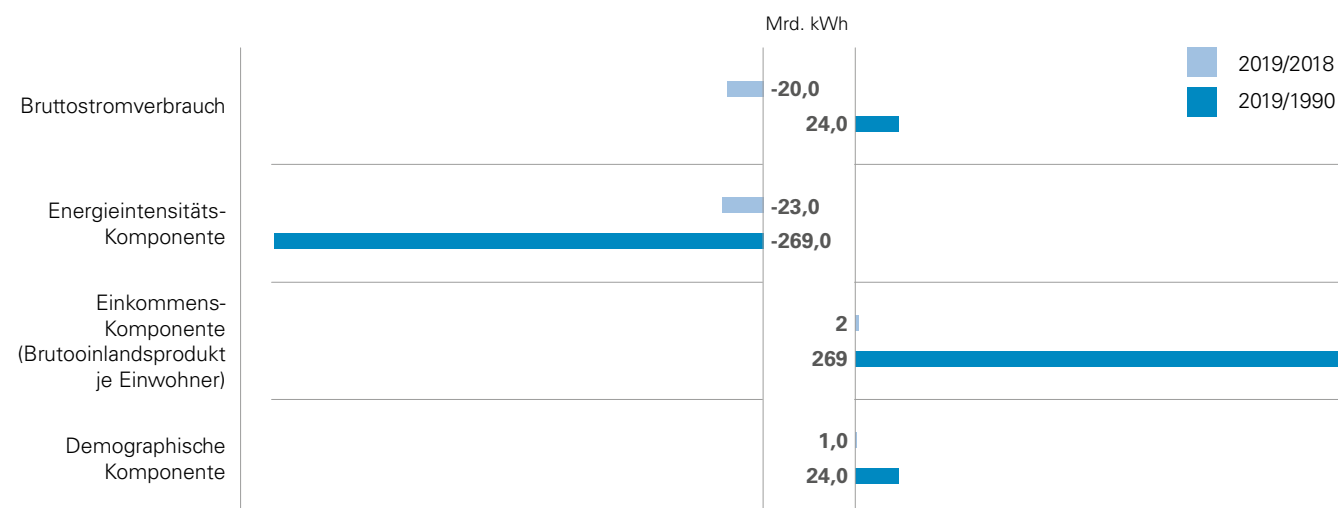
Über den gesamten Zeitraum von 1990 bis 2019 führte dagegen die langfristige Steigerung der Stromproduktivität nicht zu einer absoluten Senkung des Stromverbrauchs. Vielmehr erhöhte sich der Bruttostromverbrauch zwischen 1990 und 2019 um rund 24 Mrd. kWh. Die Steigerung der Stromproduk-

tivität in der selben Zeitspanne war ursächlich dafür, dass der skizzierte Anstieg des Bruttostromverbrauchs trotz der starken Verbrauchserhöhung durch die wachsende Wirtschaft um 269 Mrd. kWh auf rund 24 Mrd. kWh bzw. ein Plus von rund 4,3 % (bzw. 0,1 % p.a.) begrenzt werden konnte.

Abbildung 19

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2019 gegenüber 2018 und 1990 in Mrd. kWh



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

CO₂-Emissionen

Die Stromerzeugung- und Wärmerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung emittierten nach ersten Berechnungen 2019 rund 195 Mio. t CO₂. Das waren im Vergleich zu 2018, rund 47 Mio. t CO₂ bzw. 19 % weniger. Der mit Abstand größte Teil dieser Emissionsminderung entfiel auf die Stromerzeugung (reine Kondensations- und KWK-Stromerzeugung), die den Kohlendioxidausstoß um reichlich 45 Mio. t reduzieren konnten.

Auch die Stromerzeugung der Betriebe des Bergbaus und des verarbeitenden Gewerbes haben von 2018 auf 2019 durch Wirkungsgradverbesserungen, Energieträgersubstitution und die konjunkturbedingt geringere Erzeugung von Strom und Wärme einen Beitrag zur Verringerung der CO₂-Emissionen geleistet. Nach ersten Schätzungen dürften die CO₂-Emissionen in diesem Segment im Jahr 2019 um rund 2 Mio. t gesunken sein.

Aus den in diesem Bericht zusammengetragenen ersten Daten und Schätzungen zur Entwicklung des Energieverbrauchs im Jahr 2019, lassen sich darüber hinaus grobe Hinweise auf die Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxidemissionen in anderen Sektoren ableiten:

- Die Zunahme des Absatzes an Kraftstoffen (Otto-Kraftstoff, Diesel und Flugkraftstoffe) und leichten Verschiebungen des innerhalb Absatzmixes könnten 2019 zu einer Steigerung der CO₂-Emissionen des Verkehrssektors um rund 2,4 Mio. t führen.⁹
- Im verarbeitenden Gewerbe ist hingegen damit zu rechnen, dass sich die energiebedingten CO₂-Emissionen 2019 verglichen mit dem Vorjahr um ca. 4 Mio.t verringern könnten. Allein der verringerte Kohleinsatz in der Rohstahlproduktion, die konjunkturbedingt 2019 gegenüber dem Vorjahr auf 39,6 Mio.t gefallen ist, dürfte die Emissionsbilanz der Industrie im Berichtsjahr um 2,1 Mio. t entlastet haben.

- Trotz der im Vergleich zum Vorjahr etwas kühleren Witterung, haben fortschreitende Modernisierungen von Heizungsanlagen und der Gebäudehüllen bei den privaten Haushalten zu einem rückläufigen Verbrauch von Heizöl und Erdgas zur Beheizung von Wohnräumen geführt. Nach ersten Schätzungen könnten die CO₂-Emissionen der privaten Haushalte vor diesem Hintergrund 2019 um 1,5 Mio. t gesunken sein.

- Schließlich ist auch im GHD-Sektor mit einer leichten Verringerung der Emissionen (2019: -0,5 Mio. t) zu rechnen.

Fasst man die skizzierten Entwicklungen für eine erste Einschätzung zusammen, so ist für das Jahr 2019 nach überschlägigen Rechnungen insgesamt mit einem Rückgang der energiebedingten CO₂-Emissionen, um rund 53 Mio. t zu rechnen. Im Ergebnis wären die energiebedingten CO₂-Emissionen 2019 um rund 7,4 % gegenüber dem Vorjahr gesunken. (Die Nahzeitprognose des Umweltbundesamtes schätzt die energiebedingten CO₂-Emissionen für 2018 auf 710,1 Mio. t). Diese skizzierte „bottom up“-Einschätzung deckt sich sehr gut mit der Verringerung der energiebedingten CO₂-Emissionen, die sich gewissermaßen „top down“ aus der im ersten Abschnitt dargelegten Entwicklung des Primärenergieverbrauchs errechnet.¹⁰

In diesem Zusammenhang muss erneut auf die Problematik hingewiesen werden, 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.

⁹ In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass die Effekte des „Tanktourismus“ zur Ausnutzung von Kraftstoffpreisdifferenzen in grenznahen Regionen in Absatzmengen für Dieselmotoren und Motorenbenzin unvollständig abgebildet werden (Kraftstoffmengen die Ausländer in Deutschland tanken und ggf. im Ausland verbrauchen sind erfasst, im Ausland getankte und hierzulande verbrauchte Kraftstoffmengen hingegen nicht), infolgedessen können auch die Berechnungen der CO₂-Emissionen im Verkehr verzerrt sein. 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.

¹⁰ Das Umweltbundesamt schätzt, dass die gesamten Treibhausgasemissionen im Jahr 2019 verglichen mit dem Vorjahr um 6,3 % gesunken sind (vgl. Pressemitteilung des Umweltbundesamtes vom 16.3.2020). Die gesamten Kohlendioxid-Emissionen (inkl. Prozesse) verringerten sich nach dieser Trendschätzung im gleichen Zeitraum um rund 50 Mio. t bzw. 6,6 %. Insgesamt betrachtet liegen die Schätzungen der AG Energiebilanzen und des Umweltbundesamtes zur Emissionsentwicklung recht nah beieinander. Sowohl für die Schätzung der AG Energiebilanzen als auch der des Umweltbundesamtes ist zu beachten, dass die Berechnungen aufgrund der eingeschränkten Verfügbarkeit endgültiger und genügend detaillierter Statistikdaten zu diesem Zeitpunkt noch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind.

Zusammenfassung

Der Energieverbrauch in Deutschland verringerte sich 2019 nach vorläufigen Berechnungen der AG Energiebilanzen (AG Energiebilanzen) um 2,1 % auf 12.832 Petajoule (PJ) oder 437,8 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE). Damit fiel der Energieverbrauch in Deutschland auf den niedrigsten Stand seit Anfang der 1970er Jahre.

Für den gesunkenen Energieverbrauch in Deutschland sind vor allem die schwächere Konjunktur sowie fortschreitende Verbesserungen bei der Energieeffizienz verantwortlich. Auch von der Entwicklung der Energiepreise gingen Impulse zur Einsparung von Energie aus. Zwar verringerten sich die Weltmarktpreise für Öl, Erdgas und Steinkohle im Jahresverlauf 2019 teilweise spürbar, die Energiepreise leitungsgebundener Energieträger (Erdgas, Strom; Fernwärme) stiegen für einige Verbrauchergruppen (z. B. private Haushalte und Gewerbe, Handel Dienstleistungen) im Inland jedoch an. Die verbrauchssteigernde Wirkung des Bevölkerungszuwachses (+ 0,2 Mio. Menschen) sowie der nur geringfügig kühleren Witterung (im Vergleich zum Vorjahr) trat angesichts der abgeschwächten wirtschaftlichen Entwicklung dagegen 2019 in den Hintergrund. Ohne den Einfluss der Witterung hätte der Primärenergieverbrauch um 2,4 % unter dem Niveau des Jahres 2018 gelegen.

Gemessen an den Ursprungswerten hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität im Jahr 2019 weiter verbessert. Mit einer Rate von 2,7 % erhöhte sie sich nicht so kräftig wie im Vorjahr (+4,7 %), sie liegt jedoch immer noch deutlich über dem langjährigen Durchschnitt (1990 bis 2019: + 2,3 % p.a.) Temperaturbereinigt nahm die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität 2019 gegenüber dem Vorjahr um 3,1 % zu.

Der Blick auf einzelne Energieträger zeigt folgendes Bild: Der Verbrauch erneuerbarer Energien nahm 2019 mit Abstand am kräftigsten zu (+ 5,2 %). Hingegen erhöhte sich der Verbrauch (bzw. Absatz) von Mineralölprodukten und Erdgas mit +2 % bzw. +3,3 % deutlich langsamer. Alle übrigen Energieträger verloren Anteile im insgesamt schrumpfenden Markt. So sank vor allem der Verbrauch von Kohle (Steinkohlen mit einem Minus von 20,5 % und

Braunkohle mit einem Minus von 20,3 %) kräftig. Die Stromerzeugung aus Kernenergie nahm um 1,1 % ab.

Mit einem Anteil am Primärenergieverbrauch von 35,3 % blieb das Mineralöl unverändert der wichtigste Energieträger, gefolgt vom Erdgas, das seinen Anteil auf 24,9 % steigern konnte. An dritter Stelle rangierten die erneuerbaren Energieträger mit einem Anteil von inzwischen 14,8 % am Primärenergieverbrauch, gefolgt von der Braunkohle mit 9,1 % und der Steinkohle mit 8,8 %. Der Anteil von Kernenergie zur Deckung des Primärenergieverbrauchs stagnierte 2019 nahezu bei 6,4 %.

Die Veränderungen bei den erneuerbaren Energien verliefen 2019 sehr unterschiedlich: Während der Primärenergieverbrauch von biogenen Abfällen um rund 2 % sank und derjenige der Biomasse und Solarenergie jeweils um 2 % zunahm, war aufgrund des günstigen Dargebotes an Wind und Wasser bei der Windenergie eine deutliche Zunahme um etwa 15 % und bei der Wasserkraft um 12 % zu beobachten. Die Solarenergie (vornehmlich PV) verzeichnete mit 2 % einen moderaten Anstieg; zugleich legte die Geothermie um 8 % zu.

Ebenso wie der Primärenergieverbrauch ging auch der Bruttostromverbrauch im Jahr 2019 zurück; allerdings fiel der Rückgang mit 2,5 % auf knapp 580 Mrd. kWh kräftiger aus. Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität verbesserte sich 2019 gegenüber dem Vorjahr um 4,1 % und fiel damit deutlich höher aus als im Mittel der Jahre von 1990 bis 2019 mit 1,6 %.

Die Bruttostromerzeugung verminderte sich 2019 um etwa 4,8 % auf rund 612 Mrd. kWh und somit stärker als der Bruttostromverbrauch. Spürbar geändert hat sich der Energiemix der Stromerzeugung nach Energieträgern: Während sich die Stromerzeugung aus dem Einsatz von Steinkohle (-30,6 %), Braunkohle (-21,8 %) und Kernenergie (-1,2 %) verringerte, kam es bei den erneuerbaren Energieträgern zu einem deutlichen Plus von 8,7 %. Zugleich nahm die Stromerzeugung aus Erdgas 2019 um reichlich 10 % zu, nachdem sie von 2017 auf 2018 noch um 4,9 % (TWh 4,2 TWh) abgenommen hatte.

Im Ergebnis konnten die erneuerbaren Energien ihre Spitzenposition bei der Erzeugung mit insgesamt rund 244 Mrd. kWh und einem Stromerzeugungsanteil von knapp 40 % vor der Braunkohle (18,6 %), dem Erdgas (14,9 %) und Kernenergie mit 12,3 % und der Steinkohle mit 9,4 % ausweiten. Am Stromverbrauch waren die erneuerbaren Energien 2019 mit mehr als 42 % beteiligt, im Vorjahr lag dieser Anteil noch bei etwa 38 %.

Der Trend der stetigen Zunahme des negativen Stromaustauschsaldos ¹¹ Deutschlands ist seit 2018 gebrochen. Der Saldo lag 2019 mit einem Ausfuhrüberschuss von 34,9 Mrd. kWh erneut unter dem Vorjahreswert (2018: 51,2 Mrd. kWh). Besonders hohe Exportüberschüsse entstanden im Austausch mit Österreich (12,6 Mrd. kWh), Polen (9,9 Mrd. kWh) und der Schweiz (7,9 Mrd. kWh); deutlich dahinter rangierten die Niederlande (5,6 Mrd. kWh) und Luxemburg (4,5 Mrd. kWh). Überschüsse bei den Stromflüssen aus dem Ausland konzentrieren sich traditionell auf Frankreich, wobei sich der Einfuhrüberschuss von 8,4 Mrd. kWh 2018 auf rund 12,4 Mrd. kWh im Jahr 2019 um mehr als 46 % zunahm. Der Austausch mit den übrigen Ländern bewegte sich auf vergleichsweise niedrigem Niveau.

Eine genaue, ausschließlich auf endgültigen Daten der Statistik basierende Ermittlung der energiebedingten CO₂-Emissionen ist gegenwärtig für das Jahr 2019 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 energiebedingter CO₂-Emissionen vorgenommen werden. Insgesamt hat sich die Struktur des Energieverbrauchs 2019 spürbar zugunsten der emissionsfreier (erneuerbare Energien) sowie emissionsarmer Energieträger wie Erdgas verschoben. Vor diesem Hintergrund dürften die energiebedingten CO₂-Emissionen stärker gesunken sein als der Primärenergieverbrauch.

Gemessen an den Ursprungswerten des Primärenergieverbrauchs dürfte nach einer überschlägigen Schätzung die Emissionsminderung etwa 7,4% oder rund 53 Mio. t CO₂ betragen haben; temperaturbereinigt (bezogen auf das langjährige Mittel) fällt der Rückgang mit etwa 7,7 % oder knapp 55 Mio. t CO₂ etwas stärker aus. Den mit Abstand größten Beitrag zur Verringerung der energiebedingten CO₂-Emissionen hat die Elektrizitätswirtschaft (Kraftwerke der allgemeinen Versorgung) erbracht; allein hier konnten die Kohlendioxidemissionen von 2018 auf 2019 durch den vermehrten Rückgriff auf erneuerbare Energien und Erdgas anstelle von Kohle um mehr als 47 Mio. t reduziert werden. Minderungserfolge dürften auch die Sektoren Industrie (-4 Mio. t), die Haushalte und der GHD-Sektor (-2 Mio. t) und die Industriekraftwerke (-2 Mio. t) erzielt haben. Im Verkehrssektor, dem drittgrößten Verursacher von Treibhausgasen, sind die CO₂-Emissionen nach vorläufigen Berechnungen um ca. 2,5 Mio. t gestiegen.

¹¹ Die in diesem Bericht verwendeten Daten zum Stromaußenhandel beziehen sich grundsätzlich auf den physikalischen Stromaustausch mit dem Ausland.