



Energieverbrauch

in Deutschland im Jahr 2018

Deutlicher Rückgang des Energieverbrauchs in Deutschland im Jahr 2018

Inhalt

Die Entwicklung im zusammenfassenden Überblick	2
Primärenergieverbrauch insgesamt	4
Primärenergiegewinnung in Deutschland	11
Mineralöl	12
Erdgas	17
Steinkohle	22
Braunkohle	26
Elektrizitätswirtschaft	29
Fernwärme- und -kälteversorgung	38
Erneuerbare Energien	40
CO ₂ -Emissionen	44
Fazit	45

Stand: Februar 2019

Bearbeitet von Dr. Hans-Joachim Ziesing (hziesing@ag-energiebilanzen.de)

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
hziesing@ag-energiebilanzen.de

Auenheimer Straße 27, 50129 Bergheim
uwe.maassen@braunkohle.de

www.ag-energiebilanzen.de

Die Entwicklung im zusammenfassenden Überblick

Der Energieverbrauch in Deutschland ging 2018 nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AG Energiebilanzen) um 3,5 % auf 12.963 Petajoule (PJ) oder 442,3 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE) zurück. 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 gestiegenen Energiepreise, die milde Witterung sowie Verbesserungen bei der Energieeffizienz verantwortlich. Die verbrauchssteigernde Wirkung der Faktoren Konjunktur und Bevölkerungszuwachs traten angesichts der abgeschwächten wirtschaftlichen Entwicklung und des nur moderaten Bevölkerungszuwachses dagegen 2018 in den Hintergrund. Ohne den verbrauchssenkenden Einfluss der milden Witterung hätte der Verbrauch nur um 2,4 % unter dem Niveau des Vorjahres gelegen.

Gemessen an den Ursprungswerten hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität im Jahr 2018 nahezu sprunghaft erhöht. Mit einer Rate von 5,2 % hat sie sich im Vergleich zum Vorjahr (+2,5 %) mehr als verdoppelt. Auch temperaturbereinigt bewegte sie sich mit 4,0 % im Jahr 2018 noch immer deutlich über dem langjährigen Durchschnitt von 2,0 %.

Mit Ausnahme der erneuerbaren Energien (+1,1 %) nahm der Verbrauch aller übrigen Energieträger mehr oder weniger kräftig ab. So sank der Steinkohlenverbrauch um 11,2%, das Mineralöl um 5,0 % und der Verbrauch von Braunkohle um 2,9 %, gefolgt vom Erdgas mit einem Minus von 1,6 %. Die Stromerzeugung aus Kernenergie nahm mit 0,4 % leicht ab.

Mit einem Anteil am Primärenergieverbrauch von 34,3 % blieb das Mineralöl nach wie vor der wichtigste Energieträger, gefolgt vom Erdgas, das seinen Anteil auf 23,7 % steigern konnte. An dritter Stelle rangierten die erneuerbaren Energieträger mit einem Anteil von inzwischen 14,0 % – vor der Braunkohle mit 11,3 % und der Steinkohle mit 10,0 %.

Der Anteil von Kernenergie zur Deckung des Primärenergieverbrauchs stieg 2018 leicht auf 6,4 %.

Die Veränderungen bei den erneuerbaren Energien verliefen 2018 sehr unterschiedlich: Während im Jahr 2018 der Primärenergieverbrauch von Biomasse leicht um 0,7 % sank und derjenige der biogenen Abfälle um reichlich ein Zehntel abnahm, gab es angesichts der lang andauernden Trockenheit bei der Wasserkraft einen drastischen Rückgang um reichlich 18 %. Umgekehrt bescherte die lange Sonnenscheindauer bei der Solarenergie (vornehmlich PV) mit 16,5 % einen sehr starken Anstieg; zugleich legten die Geothermie um 7,6 % und die Windenergie um 5,6 % zu.

Ebenso wie der Primärenergieverbrauch ging auch der Bruttostromverbrauch im Jahr 2018 zurück; allerdings fiel der Rückgang mit 0,7 % auf knapp 595 Mrd. kWh deutlich schwächer aus. Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität verbesserte sich 2018 gegenüber dem Vorjahr um 2,1 % und fiel damit um reichlich 70 % höher aus als im Mittel der Jahre von 1990 bis 2017 mit 1,2 %.

Die Bruttostromerzeugung verminderte sich 2018 mit etwa 1,2 % auf rund 646 Mrd. kWh etwas stärker als der Bruttostromverbrauch. Spürbar geändert hat sich die Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern: Während sich die Stromerzeugung aus dem Einsatz von Steinkohle (-10,4 %), Erdgas (-3,9 %) und Braunkohle (-1,9 %) verminderte, kam es bei den erneuerbaren Energieträgern erneut zu einem deutlichen Plus von 4,3 %. Die erneuerbaren Energien konnten ihre Spitzenposition mit einer Erzeugung von insgesamt fast 226 Mrd. kWh und einem Stromerzeugungsanteil von knapp 35 % vor der Braunkohle (22,5 %), dem Erdgas und der Steinkohle mit jeweils 12,9 % sowie der Kernenergie (11,8 %) noch deutlich ausweiten. Am Stromverbrauch waren die erneuerbaren Energien 2018 mit rund 38 % beteiligt.

Angesichts des etwas stärkeren Rückgangs der Stromerzeugung im Vergleich zum Stromverbrauch verminderten sich die Überschüsse beim Stromaustausch mit dem

Ausland¹ auf rund 51 Mrd. kWh (2017: 55 Mrd. kWh). Besonders hohe Exportüberschüsse waren im Austausch mit den Niederlanden (20,2 Mrd. kWh), Österreich (12,3 Mrd. kWh) und der Schweiz (12,2 Mrd. kWh); deutlich dahinter rangierten Polen (7,0 Mrd. kWh) und Luxemburg (4,2 Mrd. kWh). Überschüsse bei den Stromflüssen aus dem Ausland konzentrieren sich traditionell auf Frankreich, wobei sich der Einfuhrüberschuss von 4,1 Mrd. kWh 2017 auf rund 8,4 Mrd. kWh im Jahr 2018 mehr als verdoppelte. Der Austausch mit den übrigen Ländern bewegte sich demgegenüber auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau.

Eine exakte Ermittlung der Entwicklung der Treibhausgasemissionen insgesamt im Jahr 2018 ist gegenwärtig noch nicht möglich. Es kann aber eine grobe Abschätzung der energiebedingten CO₂-Emissionen auf Grundlage der Veränderungen des Primärenergieverbrauchs nach dem jeweiligen CO₂-Gehalt der Energieträger vorgenommen werden. Da sich die

Struktur des Energieverbrauchs nur wenig zugunsten der emissionsfreien (erneuerbare Energien und Kernenergie) bzw. emissionsarmen (Erdgas) Energieträgern verschoben hat, dürften die energiebedingten CO₂-Emissionen etwas stärker gesunken sein als der Primärenergieverbrauch. Gemessen an den Ursprungswerten des Primärenergieverbrauchs dürfte nach einer überschlägigen Schätzung die Emissionsminderung etwa 4,8 % oder rund 34 Mio. t CO₂ betragen haben; temperaturbereinigt fällt der Rückgang mit etwa 3,9 % oder rund 27 Mio. t CO₂ etwas schwächer aus. Sofern sich bei den prozessbedingten Emissionen und den anderen Treibhausgasen keine wesentliche Änderung ergibt, ist man dem von Deutschland verfolgten Ziel einer Minderung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 nicht entscheidend nähergekommen. Um das Ziel für 2020 nicht zu verfehlen, wäre im laufenden Jahr 2019 sowie 2020 jeweils ein Rückgang um rund 55 Mio. t CO₂-Äquivalente nötig. Dies ist aus heutiger Sicht wohl nicht möglich.

Einbeziehung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) bei der Erstellung der Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland für die erneuerbaren Energien.

Beginnend mit dem Bilanzjahr 2018 wurde im Zusammenhang mit der erneuten Beauftragung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) zur Erstellung der Energiebilanzen für Deutschland durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie festgelegt, dass die von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) unter Federführung des Umweltbundesamtes erarbeiteten energiebilanzrelevanten Daten für die erneuerbaren Energien unmittelbar für die Energiebilanzen durch die AGEB übernommen werden sollen.

Schon in der Vergangenheit war die AGEE-Stat in Bezug auf die erneuerbaren Energien eine wesentliche Datenquelle für die AGEB. Angesichts der Tatsache, dass zu den erneuerbaren Energien vielfach keine originären amtlichen Statistiken vorliegen, die unmittelbar übernommen werden könnten, sind eigene Schätzungen für die

entsprechenden Verbrauchswerte notwendig, für die weitgehend auf eigens entwickelte Modellrechnungen zurückgegriffen werden muss. Dies betrifft die AGEB ebenso wie die AGEE-Stat. Daher ist es verständlich, dass es zwischen den modellgestützten Schätzungen beider Institutionen auch unterschiedliche Ansätze verfolgt werden, die nicht zwingend zu gleichen Ergebnissen führen.

Gleichwohl erschien es zur Vermeidung von öffentlich kaum zu vermittelnden Erklärungen zu solchen Divergenzen angeraten, sich auf eine Datenquelle zu stützen. Für die erneuerbaren Energien wird somit die AGEE-Stat vom Bilanzjahr 2018 an die Verantwortung für die entsprechenden Daten in der Energiebilanz wie in den daraus ableitbaren Auswertungen tragen. Dies gilt auch schon für die in diesem Energiebericht enthaltenen tabellarischen Angaben zu den erneuerbaren Energieträgern.

¹ Die in diesem Bericht verwendeten Daten zum Stromaußenhandel beziehen sich grundsätzlich auf den physikalischen Stromaustausch mit dem Ausland.

Primärenergieverbrauch insgesamt

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2018 insgesamt 12.963 PJ oder 442,3 Mio. t SKE;

gegenüber dem Vorjahr nahm er damit um 3,5 % bzw. um 477 PJ/16,3 Mio. t SKE ab (Tabelle 1).

Tabelle 1

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2017 und 2018 ¹⁾

Energieträger	2017	2018	2017	2018	Veränderungen 2018 geg. 2017			Anteile in %	
	Petajoule (PJ)	Petajoule (PJ)	Mio. t SKE	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	%	2017	2018
Mineralöl	4.675	4.443	159,5	151,6	-232	-7,9	-5,0	34,8	34,3
Erdgas	3.121	3.071	106,5	104,8	-50	-1,7	-1,6	23,2	23,7
Steinkohle	1.465	1.301	50,0	44,4	-164	-5,6	-11,2	10,9	10,0
Braunkohle	1.508	1.465	51,5	50,0	-43	-1,5	-2,9	11,2	11,3
Kernenergie	833	829	28,4	28,3	-3	-0,1	-0,4	6,2	6,4
Erneuerbare Energien	1.790	1.809	61,1	61,7	19	0,7	1,1	13,3	14,0
Stromaustauschsaldo	-198	-184	-6,8	-6,3	14	0,5	-	-1,5	-1,4
Sonstige	246	229	8,4	7,8	-17	-0,6	-6,9	1,8	1,8
Insgesamt	13.440	12.963	458,6	442,3	-477	-16,3	-3,5	100,0	100,0

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

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; AGEEStat (für erneuerbare Energien)

Zum Rückgang trugen vor allem die milde Witterung sowie Verbesserungen bei der Energieeffizienz bei. Gemessen an den Gradtagzahlen (gemittelt über 16 Messstationen) war es 2018 immerhin um rund 7,5 % wärmer als im Vorjahr und um 12,3 % wärmer als im langjährigen Durchschnitt (Abbildung 1). Die verbrauchssteigernden Wirkungen der Faktoren Konjunktur und Bevölkerungszuwachs traten angesichts der abgeschwächten wirtschaftlichen Entwicklung und des nur moderaten Bevölkerungszuwachses dagegen 2018 in den Hintergrund.

Berücksichtigt man nur den Einfluss der milderer Temperaturen auf die Veränderungen des Primärenergieverbrauchs und unterstellt dabei Temperaturen wie im langjährigen Mittel, wäre der Primärenergieverbrauch unter sonst unveränderten Bedingungen nicht um 3,5 %, sondern „nur“ um 2,4 % gesunken. Dabei wirkte sich der Temperatureffekt bei den einzelnen Energieträgern unterschiedlich aus (vgl. Abbildung 2).

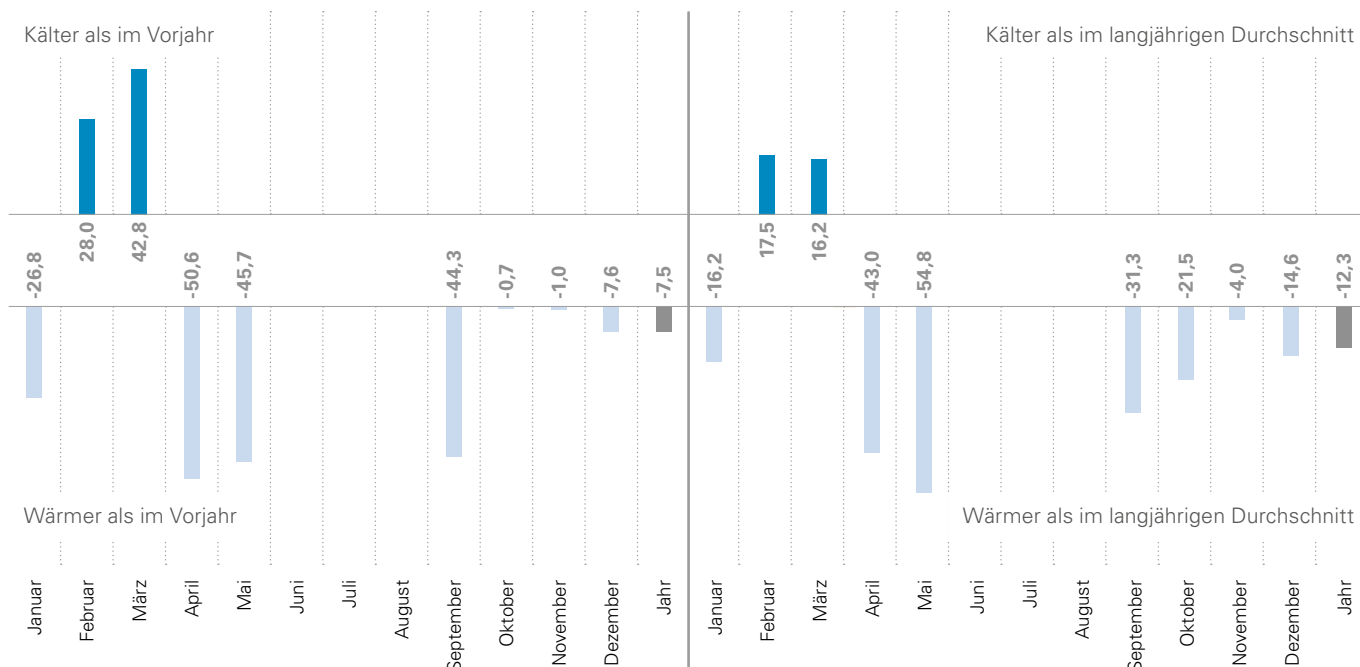
Generell gilt, dass die temperaturbereinigten Veränderungen im Vergleich zu den Veränderungen der Ursprungswerte von den jeweiligen temperaturabhängigen Anteilen des Energieverbrauchs des Energieträgers abhängen. Im Allgemeinen fallen die temperaturbereinigten Rückgänge des Energieverbrauchs im vergleichsweise warmen Jahren schwächer aus als die Veränderungen der Ursprungswerte; entsprechend gilt, dass in kälteren Jahren der Anstieg der temperaturbereinigten Werte niedriger ausfällt als bei den Ursprungswerten. Dies wird auch an den unterschiedlichen Spreizungen der in Abbildung 2 dargestellten Energieträger deutlich.

Bereinigungsverfahren sind für jede sachgerechte Bewertung von Veränderungen des Beobachtungsmerkmals von Bedeutung. In Bezug auf die Veränderungen des Energieverbrauchs ist die Berücksichtigung des Einflusses der Witterung zweifelsohne von großer Bedeutung. Da es bei Energiebilanzdaten primär darum geht, den periodenbezogenen Energieverbrauch zu

Abbildung 1

Monatliche Gradtagzahlen in Deutschland 2018 (16 Messstationen)

Veränderungen 2018 gegenüber dem Vorjahr und dem langjährigen Mittel (1990-2017) in % wobei die Monate Juni bis August wegen begrenzter Aussagefähigkeit entfallen

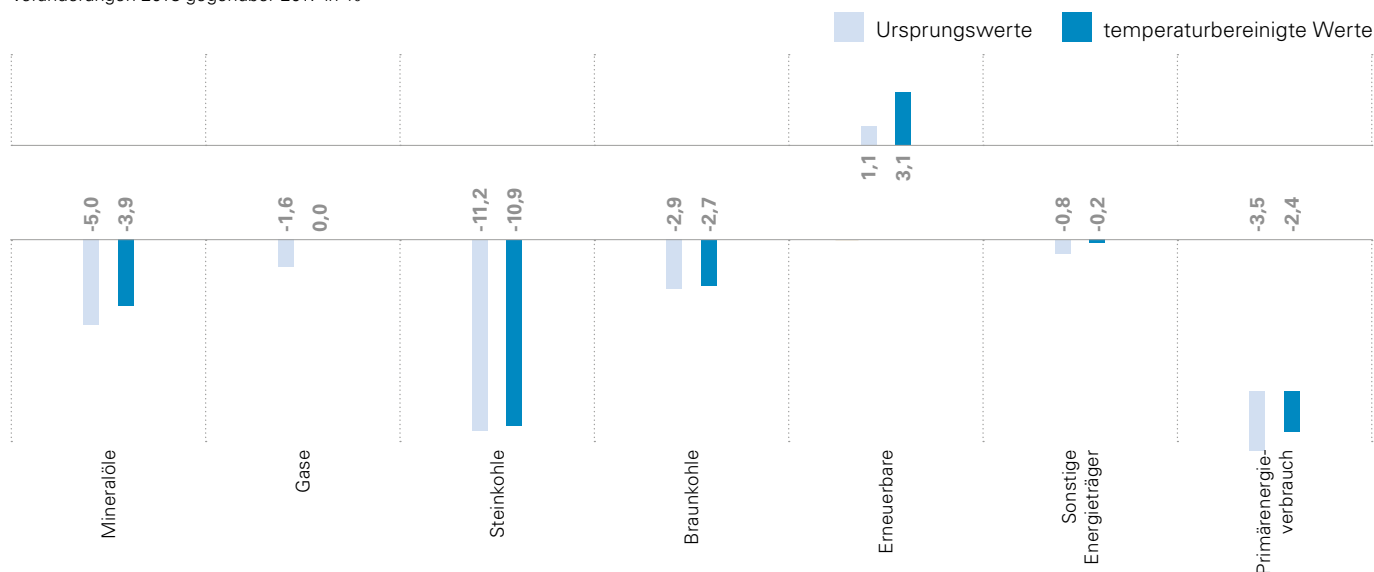


Quelle: Deutscher Wetterdienst

Abbildung 2

Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern

Veränderungen 2018 gegenüber 2017 in %



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; Deutscher Wetterdienst

ermitteln, sind aber auch Bestandsveränderungen bei einzelnen Energieträgern nicht zu vernachlässigen. Dies trifft insbesondere auf die lagerfähigen

Brennstoffe (Kohlen und Mineralölprodukte) zu. Speziell bei den Angaben zum Mineralölverbrauch ist zu berücksichtigen, dass die Ursprungswerte nur

Absatzzahlen enthalten. Der tatsächliche Verbrauch kann deshalb um die jeweiligen Veränderungen der Lagerbestandhaltung von diesen Absatzzahlen abweichen. Diese Veränderungen des Lagerbestands werden statistisch aber nur für den Energiesektor selbst und für das produzierende Gewerbe erfasst und können dort für die Verbrauchsberechnung berücksichtigt werden. Bei den privaten Haushalten und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen ist dies nicht der Fall. Vor allem gilt das für das leichte Heizöl. Der tatsächliche Energieverbrauch in diesen beiden Bereichen ließ sich in der Vergangenheit – wenn auch nur grob vereinfachend – auf der Basis von Befragungsergebnissen zum jeweiligen Tankverhalten und den daraus resultierenden Veränderungen des Betankungsgrades schätzen. Derartige Befragungen stehen aber nicht mehr zur Verfügung. Daher muss hier vorerst auf eine eigene Schätzung der Lagerbestandsveränderungen verzichtet werden². Insoweit wird bei

den weiteren Darlegungen nur auf die temperaturbereinigten Werte Bezug genommen. Auf die damit verbleibenden Unsicherheiten sei hier nur hingewiesen.

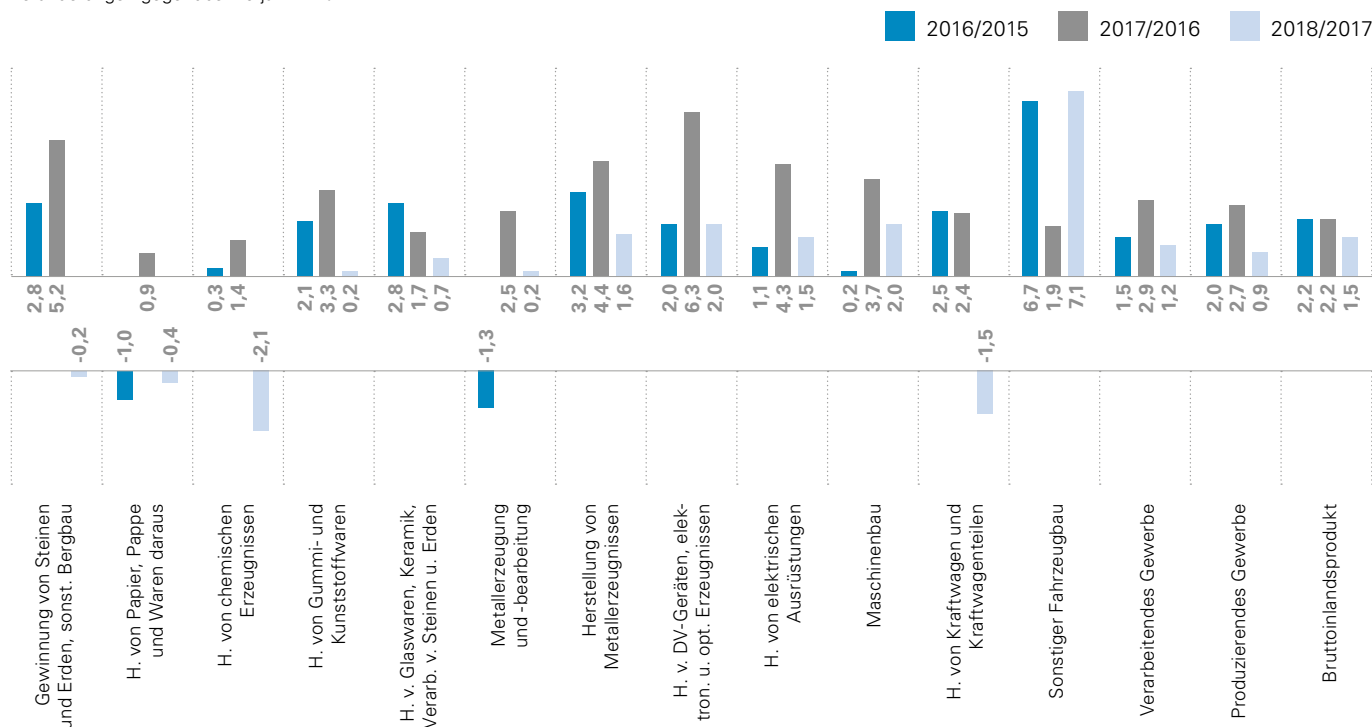
Von wesentlichem Einfluss auf die Veränderungen des Energieverbrauchs ist auch die wirtschaftliche Entwicklung. Im Jahr 2018 waren die verbrauchssteigernden Wirkungen aber recht begrenzt. So ist das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2018 im Vergleich zum Vorjahr mit 1,5 % vergleichsweise schwach gestiegen, wobei das verarbeitende Gewerbe mit 1,2 % und das produzierende Gewerbe mit 0,9 % sogar ein noch schwächeres Produktionswachstum aufwies (vgl. Abbildung 3).

Abbildung 3 gibt einen Überblick über die jährlichen Veränderungsrate der Produktionsindizes von 2015 bis 2018 für 12 wichtige Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes:

Abbildung 3

Produktionsindex im verarbeitenden Gewerbe in Deutschland von 2015 bis 2018

Veränderungen gegenüber Vorjahr in %



Quelle: Statistisches Bundesamt

² Es sei aber darauf verwiesen, dass die Beauftragung für die Erstellung der Energiebilanzen 2018 bis 2020 die Entwicklung eines eigenen Modells zur sachgerechten Schätzung der Lagerbestandsveränderungen in den amtlich nicht erfassten Bereichen beinhaltet. Die entsprechenden Verfahren wurden im Rahmen der vom BMWi beauftragten Studie „Umsetzung eines Verfahrens zur regelmäßigen und aktuellen Ermittlung des Energieverbrauchs in nicht von der amtlichen Statistik erfassten Bereichen“ bereits entwickelt und sollen in Zukunft im Rahmen der Energiebilanzarbeiten eingesetzt werden.

- Davon wiesen 4 Wirtschaftszweige im Jahr 2018 einen Produktionsrückgang auf. Dazu gehörten die Herstellung von Kraftwagen (-1,5 %), von Papier und Pappe (-0,4 %) und die Gewinnung von Steinen und Erden (-0,2 %) sowie vor allem auch die energieintensive Herstellung von chemischen Erzeugnissen mit einem Minus von 2,1 %.
- Ein gegenüber dem verarbeitenden Gewerbe insgesamt deutlich unterdurchschnittliches Wachstum zeigte sich mit einem Produktionszuwachs von jeweils lediglich 0,2 % bei der energieintensiven Metallerzeugung und -bearbeitung und bei der Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren sowie bei der Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden (0,7 %).
- Überdurchschnittlich ausgeweitet wurde die Produktion in den eher weniger energieintensiven Wirtschaftszweigen Sonstiger Fahrzeugbau mit einem Plus von 7,1 % sowie im Maschinenbau (2,0 %) und bei der Herstellung von DV-Geräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen (2,0 %). Bei der Herstellung von Metallerzeugnissen wurde

die Produktion um 1,6 % und bei der Herstellung von elektrischen Ausrüstungen um 1,5 % erhöht.

Vor diesem Hintergrund nachlassender Produktionszuwächse lässt sich zusammen mit der Annahme weiterer Fortschritte bei der Energieeffizienz kaum ein verbrauchssteigernder Impuls vermuten.

Die energiepolitischen Beschlüsse der Bundesregierung zur fortgesetzten Förderung der erneuerbaren Energien schlugen sich auch in den Veränderungen der Struktur des Primärenergieverbrauchs nieder. Wichtigster Energieträger blieb trotz Anteilsverlusten auch 2018 das Mineralöl mit einem Anteil von 34,3 %. Es folgte das Erdgas mit einem auf 23,7 % leicht gestiegenen Anteil (2017: 23,2 %). Ihre Position an dritter Stelle konnten die erneuerbaren Energien auf 14,0 % ausweiten. Trotz leichter Rückgänge beim Primärenergieverbrauch von Braunkohle und Kernenergie erhöhte sich deren Verbrauchsanteil noch moderat auf 11,3 % bzw. 6,4 %. Sinkende Anteile gab es bei der Steinkohle (von 10,9 % auf 10,0 %). Der hohe Überschuss bei den Stromflüssen in das Ausland wirkte sich verbrauchsmindernd (um 1,4 Prozentpunkte) auf den Primärenergieverbrauch aus.

Tabelle 2

Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2018

	Einheit	1990 ¹⁾	2000	2010	2015	2016	2017 ²⁾	2018 ²⁾	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %			
									2017 bis 2018	1990 bis 2004	2000 bis 2018	1990 bis 2018
Brutto-Inlandsprodukt (preisbereinigt, 2010 = 100)	Verkettete Volumenangaben in Mrd. Euro	1.959,1	2.358,7	2.580,1	2.807,6	2.870,6	2.932,5	2.975,6	1,5	1,5	1,5	1,5
Bevölkerung ³⁾	1.000	79,5	81,5	80,3	81,7	82,3	82,7	82,9	0,3	0,2	0,1	0,2
Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	Petajoule	14.905	14.401	14.217	13.262	13.491	13.440	12.963	-3,5	-0,2	-0,8	-0,5
Primärenergieverbrauch (temperaturbereinigt)	Petajoule	15.037	14.660	13.822	13.401	13.594	13.575	13.246	-2,4	-0,3	-0,6	-0,5
Bruttostromverbrauch	Mrd. kWh	550,7	579,6	615,9	596,3	597,0	598,8	594,9	-0,7	0,7	-0,2	0,3
Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	131,4	163,8	181,5	211,7	212,8	218,2	229,5	5,2	1,6	2,4	2,0
Energieproduktivität (temperaturbereinigt)	Euro/GJ	130,3	160,9	186,7	209,5	211,2	216,0	224,6	4,0	1,8	2,2	2,0
Stromproduktivität	Euro/kWh	3,6	4,1	4,2	4,7	4,8	4,9	5,0	2,1	0,7	1,7	1,2

1) Angaben z.T. geschätzt

2) Vorläufige Angaben

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

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

Gemessen an den Ursprungswerten hat sich die Energieproduktivität der deutschen Volkswirtschaft bei einem Zuwachs der gesamtwirtschaftlichen Leistung um 1,5 % angesichts des deutlich gesunkenen Primärenergieverbrauchs kräftig, nämlich um 5,2 %, verbessert. Temperaturbereinigt bewegte sie sich mit einem Plus von 4,0 % zwar spürbar niedriger, aber noch immer weit über dem längerfristigen Trend (1990 bis 2017: rund 2 %). Insgesamt hat sich demnach die Entkopplung zwischen gesamtwirtschaftlicher Entwicklung und Energieverbrauch sogar verstärkt fortgesetzt. (Tabelle 2 und Abbildung 4).

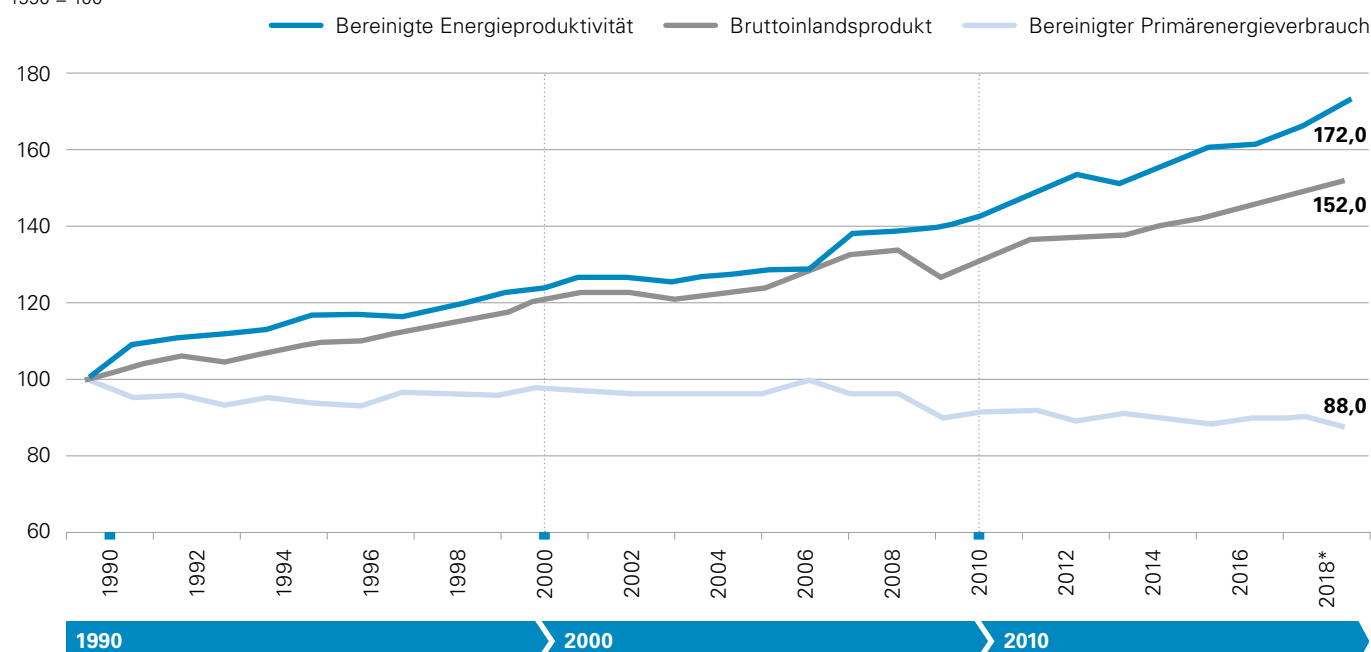
Bei einer Bewertung der Entwicklung der Energieproduktivität ist aber neben dem Temperatureinfluss zusätzlich noch ein statistischer Effekt zu berücksichtigen, der sich daraus ergibt, dass aufgrund internationaler Konventionen bei der Bilanzierung von Energieträgern ohne Heizwert nach der sogenannten Wirkungsgradmethode verfahren wird.

Da Kernenergie keinen natürlichen Heizwert besitzt, wird der Wirkungsgrad der Anlagen nach dieser Methode auf 33 % festgelegt. Nach derselben Logik wird für die erneuerbaren Energien Wasser, Wind und Photovoltaik sowie für den Stromaustauschsaldo mit dem Ausland ein Wirkungsgrad von 100 % angenommen. Verglichen mit der früher angewendeten sog. Substitutionsmethode hat dies zur Folge, dass sich bei der Kernenergie dann ein höherer Primärenergieverbrauch, bei den genannten erneuerbaren Energien und dem Stromaustausch aber ein niedrigerer Primärenergieverbrauch errechnet. Der größte Einsparereffekt ergibt sich also, wenn die Stromproduktion der Kernkraftwerke vollständig durch erneuerbare Energien und/oder Stromimporte ersetzt wird. Dieser Effekt war allerdings 2018 nicht sehr ausgeprägt, da zwar die Stromerzeugung aus Wind, Wasser, Solarstrahlung und der Stromaustauschsaldo um rund 6 Mrd. kWh gestiegen waren, die Stromerzeugung in Kernkraftwerken gegenüber dem Vorjahr aber nur leicht gesunken ist.

Abbildung 4

Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität in Deutschland 1990 bis 2018

1990 = 100



*) vorläufig

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

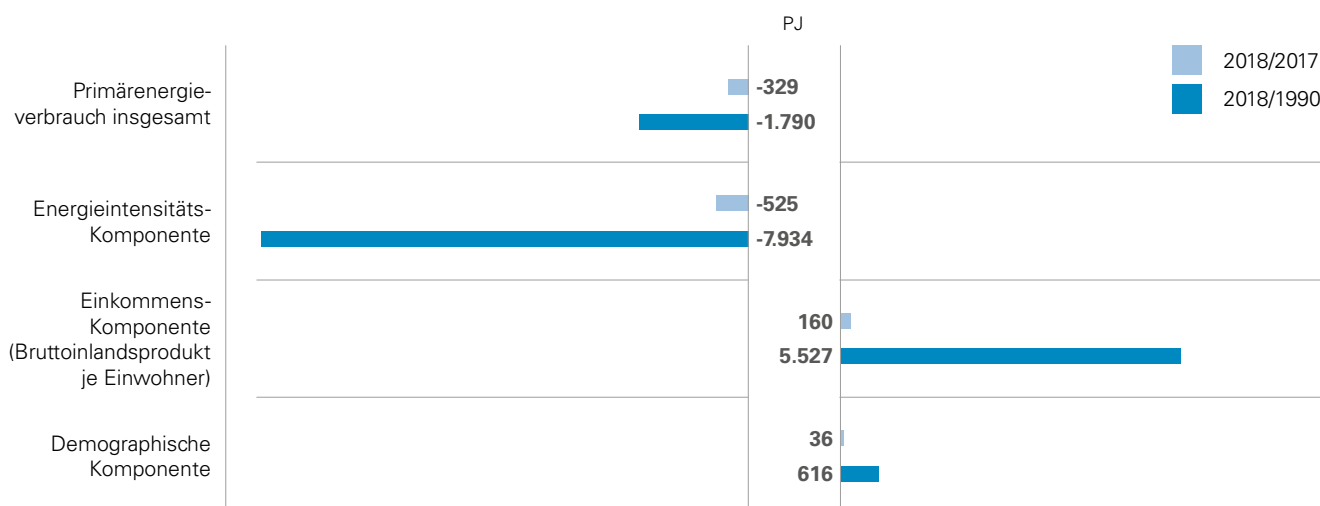
Mit Hilfe der Komponentenerlegung lassen sich die wesentlichen Einflüsse auf die Veränderungen des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs zeigen (Abbildung 5). Dabei zeigen die langfristigen Veränderungen von 2018 gegenüber 1990 sehr deutlich den großen Einfluss der gesunkenen Energieintensität (sprich: der Verbesserung der Energieeffizienz) auf die Minderung des (temperaturbereinigten) Primärenergieverbrauchs (-7.934 PJ). Dadurch konnten die verbrauchssteigernden Wirkungen des gesamtwirtschaftlichen Wachstums (+5.527 PJ) sowie des Bevölkerungszuwachses (+616 PJ) deutlich überkompensiert werden. Dies gilt ähnlich für die kurzfristige Betrachtung der Veränderungen von 2017 auf 2018: Aber anders als im langfristigen

Vergleich wirkte sich jetzt vor allem das Wirtschaftswachstum (+160 PJ) nur verhältnismäßig wenig verbrauchssteigernd aus. Während in langfristiger Sicht die Relation zwischen dem Minderungseffekt durch Effizienzverbesserungen zur verbrauchssteigernden Wirkung des Wirtschaftswachstums bei 1,4 lag, betrug der entsprechende Faktor in kurzfristiger Sicht 3,3. Die verbrauchssteigernden Wirkungen der Einkommens- wie der Bevölkerungskomponente konnten also (übrigens anders als im Vorjahr) durch Effizienzverbesserungen bei Weitem ausgeglichen werden, so dass es im Ergebnis zu der Minderung des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs um 329 PJ gekommen ist.

Abbildung 5

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des bereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2018 gegenüber 2017 und 1990 in Petajoule



Quellen: Statistisches Bundesamt; Deutscher Wetterdienst

Einschränkend sei in Bezug auf die Bewertung dieser Ergebnisse vermerkt, dass die Veränderungen des Energieverbrauchs natürlich auch nicht nur von den hier berücksichtigten Faktoren (Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung und gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz) geprägt sind, sondern u. a. auch von strukturellen Wandlungen zwischen Energieverbrauchssektoren mit unterschiedlicher Energieintensitäten beeinflusst werden. Derartige Struktureffekte sind in der hier vereinfachend unterstellten Komponentenerlegung nicht enthalten.

Interessant ist noch ein Blick auf die Außenhandelsbilanz Deutschlands mit Energieträgern (Tabelle 3). Deutschland ist bei allen fossilen Energieträgern (also bei den Kohlen, dem Mineralöl und dem Erdgas)

in erheblichem Maße Nettoimporteur. Daran hat sich im Grundsatz auch 2018 nichts geändert. Wesentlich geändert haben sich aber die Importpreise für die fossilen Energieträger. Im Ergebnis führte der Preisanstieg dazu, dass sich die Importrechnung für Kohle, Öl und Gas von 56,3 Mrd. Euro im Jahr 2017 um 11,6 Mrd. Euro bzw. um rund ein Fünftel auf 67,9 Mrd. Euro im Jahr 2018 erheblich erhöht hat. Dabei stiegen die Ölimporte um 21,3 % und die Erdgasimporte um 28,0 %. Im Unterschied dazu nahm der Importsaldo bei den Kohlen um 6,1 % ab. Bei der elektrischen Energie blieb der Exportüberschuss praktisch unverändert, wobei sich der (physische) Stromexport zumindest im Gesamtjahr 2018 gegenüber dem Vorjahr spürbar vermindert hat.

Tabelle 3

Saldo des Außenhandels mit Energieträgern in Deutschland von 2010 bis 2018

	2010	2012	2015	2016	2017	2018	2017 ./ 2018	
	Außenhandelssaldo (Importe ./ Exporte) in Mrd. Euro						%	
Kohle, Koks und Briketts	4,4	5,1	4,0	3,5	5,2	4,9	-0,3	-6,1
Erdöl, Erdölerzeugnisse und verwandte Waren	49,4	68,0	38,0	29,0	36,1	43,7	7,7	21,3
Gas ¹⁾	20,7	27,1	20,5	16,1	15,0	19,2	4,2	28,0
Summe fossile Energien	74,6	100,2	62,5	48,6	56,3	67,9	11,6	20,5
Elektrischer Strom	-1,0	-1,4	-2,1	-1,7	-1,8	-1,9	0,0	2,8
Insgesamt	73,5	98,8	60,4	46,9	54,5	66,0	11,5	21,1

1) Einschließlich Transitmengen

Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 7, Reihe 1 (Werte nach Abschnitten des Internationalen Warenzeichnisses für den Außenhandel [SITC-Rev. 4])

Primärenergiegewinnung in Deutschland

Die inländische Energiegewinnung ist 2018 mit Ausnahme der erneuerbaren Energien bei allen anderen Energieträgern gesunken, so dass es insgesamt zu einem Rückgang um 2,8 % auf 3.891 PJ oder 132,8 Mio. t SKE gekommen ist (Tabelle 4). Am stärksten fiel dieser Rückgang mengenmäßig bei der Braunkohle mit einem Minus von rund 45 PJ (-2,9 %), bei der Steinkohle mit -32 PJ (-29,7 %) sowie beim Erdgas mit -29 PJ (-12,6 %) aus. Dagegen hat die inländische Ölgewinnung nur wenig (-7 PJ; -7,1 %) abgenommen. Die erneuerbaren Energieträger haben ihre Position

als bedeutsamste heimische Energiequelle noch vor der Braunkohle abermals leicht ausgebaut; ihr Anteil an der gesamten inländischen Gewinnung beträgt inzwischen rund 46 %, gefolgt von der Braunkohle mit etwa 38 %. Beide rangieren mit weitem Abstand vor dem Erdgas, den Steinkohlen und dem Erdöl.

Bezogen auf den Primärenergieverbrauch im Jahr 2018 hat sich der Anteil der inländischen Gewinnung leicht erhöht, und zwar von 29,8 % im Jahr 2017 auf nunmehr 30,0 % (vgl. Tabelle 4).

Tabelle 4

Primärenergiegewinnung in Deutschland 2017 und 2018

	Gewinnung				Veränderungen 2018 gegenüber 2017		Anteile	
	2017	2018	2017	2018			2017	2018
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	%	%	
Mineralöl	94	88	3,2	3,0	-7	-7,1	2,4	2,3
Erdgas, Erdölgas	229	200	7,8	6,8	-29	-12,6	5,7	5,1
Steinkohle	108	76	3,7	2,6	-32	-29,7	2,7	2,0
Braunkohle	1.540	1.495	52,5	51,0	-45	-2,9	38,5	38,4
Erneuerbare Energien	1.786	1.803	61,0	61,5	17	0,9	44,6	46,3
Übrige Energieträger	246	229	8,4	7,8	-17	-6,9	6,1	5,9
Insgesamt	4.004	3.891	136,6	132,8	-113	-2,8	100,0	100,0
Nachrichtl.: Anteil am Primärenergieverbrauch	-	-	-	-	-	-	29,8	30,0

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); Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.; Mineralölwirtschaftsverband e.V.

Mineralöl

Der Primärenergieverbrauch von Mineralöl in Deutschland war 2018 mit 4.443 PJ (151,6 Mio. t SKE) im Vergleich zum Vorjahr um 5,0 % niedriger. Mit Ausnahme der Flugkraftstoffe lagen nahezu alle Produkte (Inlandsabsatz) im Minus. Dabei entwickelte sich der Verbrauch der wichtigsten Mineralölprodukte sehr unterschiedlich (vgl. Tabelle 5): So ging der Verbrauch von Dieselmotoren wohl auch als Reaktion auf die Diesellaffäre deutlich zurück (-3,1 %), nachdem er 2017 noch um 2,1 % höher war als 2016. Gleichwohl blieb der Dieselmotorenverbrauch mit 37,5 Mio. t noch immer doppelt so hoch wie der der Ottomotoren, deren Verbrauch im Jahr 2018 um 1,4 % gesunken ist. Zwar stieg der Verbrauch von Flugkraftstoffen um 2,3 %, doch war dies im Vergleich zum Vorjahr, als er noch um 8,6 % zugelegt hatte, deutlich schwächer. Insgesamt war die Nachfrage nach Kraftstoffen, die einen Anteil von knapp 64 % am gesamten deutschen Ölverbrauch hatte, im Jahr 2018 um 1,8 % niedriger als 2017.

Mit reichlich 16 % entwickelte sich der Verbrauch von leichtem Heizöl stark rückläufig. Dies dürfte zwar zum großen Teil auch auf die warme Witterung zurückzuführen sein, doch dürften die höhere Effizienz der modernen Öl-Brennwertheizungen, die Umrüstung auf Wärmepumpen oder auf Erdgas-Brennwertgeräte ebenso eine Rolle gespielt haben wie der kräftige Preisanstieg.

Immerhin nahmen die Preise für leichtes Heizöl im Jahresverlauf 2018 von 62,27 Euro/Liter im Januar bis zum November auf 84,51 Euro/Liter zu. Unklar ist, ob und in welchem Umfang es angesichts dieser Preissteigerungen eher zum Abbau der Tankbestände als zum Kauf von Heizöl gekommen ist. Soweit dies der Fall war, wäre der tatsächliche Verbrauch höher als die ausgewiesene Absatzmenge. Mit einem Minus von 36,6 % ging der Absatz von schwerem Heizöl besonders stark zurück; eine der Ursachen dürfte auch hier der starke Preisanstieg um fast 22 % im Vorjahresvergleich gewesen sein. Allerdings ist die mengenmäßige Bedeutung des schweren Heizöls mit nur noch 2 Mio. t sehr begrenzt.³

Die Raffinerieerzeugung ging mit 5,6 % etwas stärker zurück als der gesamte Ölverbrauch mit 5,0 %. Dabei nahm die Raffinerieerzeugung aus Rohöl mit ihrem Anteil von knapp 90 % sogar um 5,9 % ab, während die Produktenverarbeitung nur um 3,8 % sank. Die 2018 leicht erhöhte Raffineriekapazität von 103 Mio. t wurde angesichts der rückläufigen Erzeugung im Jahr 2018 lediglich mit 85 % ausgelastet; 2017 betrug die Auslastung noch 91 %. Teilweise dürfte diese Minderauslastung auch im Zusammenhang mit dem Raffinerieunfall im September 2018 bei der Raffinerie der Bayernoil in Vohburg (Kapazität: 10,3 Mio.t/a) stehen.

³ Der in Tabelle 5 ausgewiesene drastische Rückgang des Verbrauchs von Rohbenzin (-31,1 %) muss vor dem Hintergrund der Tatsache gesehen werden, dass es sich hier im Wesentlichen um eine methodisch bedingte Umbuchung zugunsten der Position „Sonstige Produkte“ handelt, für die ein Zuwachs um rund 80 % genannt wird.

Tabelle 5

Verbrauch und Aufkommen von Mineralöl in Deutschland 2017 und 2018

	2017 ¹⁾	2018 ¹⁾	Veränderung
	in Mio. t	in Mio. t	in %
Verbrauch insgesamt	108,8	103,3	-5,0
Eigenverbrauch und Verluste ²⁾	6,1	5,7	-6,6
Inlandsverbrauch	102,7	97,6	-5,5
davon: Ottokraftstoff	18,3	18,0	-1,4
Dieselkraftstoff	38,7	37,5	-3,1
Flugkraftstoffe	10,0	10,2	2,3
Heizöl, leicht	15,8	13,3	-16,2
Heizöl, schwer ³⁾	3,1	2,0	-36,6
Rohbenzin	15,6	10,8	-31,1
Flüssiggas	4,3	3,6	-17,2
Schmierstoffe	1,0	1,0	-0,5
Sonstige Produkte	5,7	10,2	80,2
Recycling (abzüglich)	-6,5	-5,5	-16,2
Bio-Kraftstoffe ⁴⁾ (abzüglich)	-3,3	-3,4	4,4
Aufkommen insgesamt	102,7	97,6	-4,9
Raffinerieerzeugung	104,9	99,0	-5,6
aus: Rohöleinsatz	93,1	87,6	-5,9
Produkteneinsatz	11,8	11,3	-3,8
Außenhandel Produkte (Saldo)	17,6	16,8	-
Einfuhr	41,1	39,3	-4,2
Ausfuhr	23,5	22,6	-4,1
Ausgleich [Saldo (Bunker, Differenzen)]	-13,6	-13,6	-
Raffineriekapazität	102,2	103,0	0,8
Auslastung der Raffineriekapazität in %	91,1	85,1%	-
Primärenergieverbrauch von Mineralöl (PJ)			
in t Öleinheiten	108,8	103,3	-5,0
in Mio. t SKE	159,5	151,6	-5,0
in Petajoule	4.675	4.443	-5,0

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Einschließlich Bestandsveränderungen

3) Einschließlich anderer schwerer Rückstände

4) Nur beigemischte Biokraftstoffe

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband e. V.

Der Außenhandel mit Mineralölprodukten veränderte sich nur wenig. Per Saldo überwog die Einfuhr, die 2018 mit 39,3 Mio. t die Ausfuhr von 22,6 Mio. t um fast 17 Mio. t übertraf. Deutschland ist wegen der sehr begrenzten einheimischen Erdölressourcen weitgehend abhängig von Rohölimporten, die 2018 mit 85,2 Mio. t das Vorjahresniveau um rund 6 % unterschritten. Die wichtigsten drei Lieferländer von Rohöl waren 2018 erneut Russland (Anteil: 36,3 %), Norwegen (11,8 %) und Großbritannien (7,8 %), die zusammen mit 56 % an den deutschen Rohölimporten beteiligt waren. Wichtige Lieferländer sind weiterhin Kasachstan, Aserbaidschan, Nigeria, Algerien, der Irak sowie Libyen und Ägypten (Tabelle 6).

Nach Fördergebieten untergliedert konnten die Länder der ehemaligen Sowjetunion (GUS-Staaten) ihren hohen Anteil an den Rohölimporten Deutschlands noch ausweiten, und zwar von fast 49 % 2017 auf nahezu 53 % im Jahr 2018. Dagegen verzeichneten die OPEC-Staaten (2018: knapp 23 %) und die Nordsee-Anrainerländer (2018: gut 21 %) leichte Anteilsverluste. Mit Ausnahme von Libyen, Nigeria und Aserbaidschan gingen die Lieferungen aus den anderen wichtigen Öllexportländern spürbar zurück.

Die den deutschen Rohölimportpreis bestimmenden internationalen Ölpreise und der Euro-US-Dollar-Devisenkurs entwickelten sich auch 2018 recht

Tabelle 6

Rohölimporte Deutschlands 2017 und 2018 nach Ursprungsländern

Wichtige Lieferländer / Förderregionen	2017	2018	2017	2018	Veränderungen 2018/2017
	in Mio. t		Anteile in %		in %
Russland	33,5	31,0	36,9	36,3	-7,6
Norwegen	10,3	10,0	11,4	11,8	-2,5
Großbritannien	8,6	6,7	9,4	7,8	-21,9
Kasachstan	8,1	6,8	8,9	8,0	-15,9
Libyen	6,9	7,2	7,6	8,5	4,2
Nigeria	4,9	5,5	5,4	6,4	11,8
Irak	4,7	3,0	5,2	3,6	-35,2
Aserbaidschan	2,5	3,1	2,7	3,6	25,0
Algerien	2,0	0,7	2,2	0,8	-64,9
Ägypten	1,7	1,1	1,9	1,3	-37,1
übrige Länder	7,6	10,1	8,4	11,9	33,0
Insgesamt	90,7	85,2	100,0	100,0	-6,1
Förderregion					
OPEC	21,5	19,3	23,7	22,6	-10,3
Nordsee ¹⁾ (o. BRD)	20,5	18,1	22,6	21,3	-11,5
Ehemalige GUS	44,1	45,0	48,6	52,8	2,1
Sonstige	4,7	2,8	5,2	3,3	-40,1
Insgesamt	90,7	85,2	100,0	100,0	-6,1

1) Einschließlich übrige EU-Staaten.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Amtliche Mineralöl- und Rohöl- und Erdgasdaten sowie RohölINFO, Dezember 2018

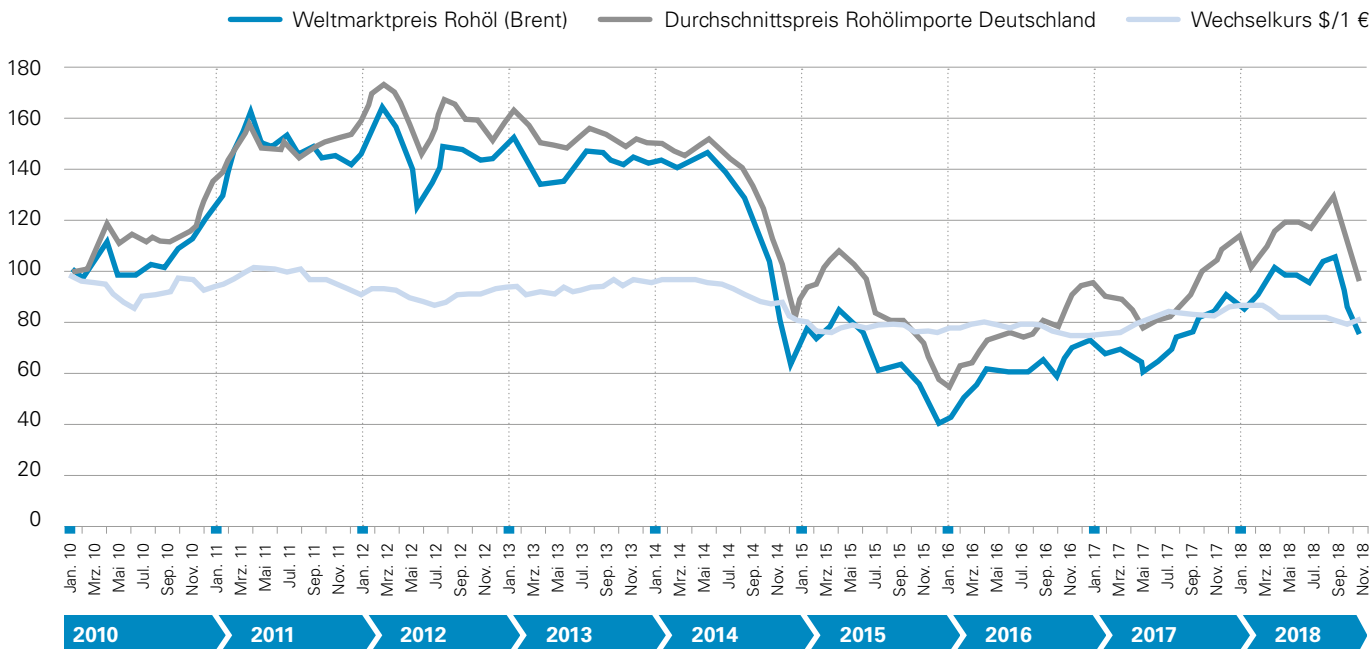
wechselhaft, d.h. mit erheblichen kurzfristigen Schwankungen (Abbildung 6). Die für Europa wichtige Rohölsorte Brent UK, die im Jahresdurchschnitt 2012 mit rund 112 US-Dollar je Barrel (US-\$/bbl; 1 barrel = 159 Liter) einen Höchststand erreicht hatte (der bisherige monatliche Höchststand war im Juni 2008 mit rund 132 US-\$/bbl), verbilligte sich im Mittel der Jahre 2013 und 2014 auf 109 bzw. 99 US-\$/bbl. Im Jahresverlauf 2015 zeigte sich ebenfalls eine eindeutige Tendenz nach unten: Insbesondere ab Mai, als der Rohölpreis sein Jahreshoch mit rund 64 US-\$/bbl hatte, brachen die Preise ein und erreichten im Dezember 2015 nur noch rund 38 US-\$/bbl. Diese Entwicklung setzte sich Anfang 2016 zunächst fort, wick dann aber einer von Schwankungen unterbrochenen Aufwärtsbewegung bis zuletzt im Dezember auf einen Preis von reichlich 53 US-\$/bbl. Bis Mitte 2017 sanken die Preise wieder bis auf 46,37 US-\$/bbl im Juni, gefolgt von einem länger andauernden Anstieg bis auf rund 81 US-\$/bbl im Oktober 2018. Zum Jahresende 2018 betrug die Importpreise etwa 65 US-\$/bbl.

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 Mitte 2014 hatte sich der Euro-Kurs erheblich verschlechtert. Im Vergleich zum Dezember 2014 war der Wechselkurs bis Dezember 2015 von 1,2331 US-\$ je Euro um 12 % auf 1,0877 US-\$ gefallen. Nach einer leichten Erholung im Jahr 2016 setzte sich zum Jahresende die Abwärtsentwicklung jedoch fort; Ende 2016 wurde der Vorjahrestiefstand mit 1,0543 US-\$ sogar noch spürbar unterschritten. Seit Mai 2017 stieg der Wechselkurs wieder auf ein vergleichsweise hohes Niveau von zuletzt rund 1,2348 im Februar 2018. Bis Jahresende 2018 schließlich verschlechterten sich die Kurse erneut bis auf zuletzt 1,1348. Damit sanken die deutschen Rohölimportpreise von Dezember 2017 auf Dezember 2018 langsamer (-7,6 %) als die Weltmarktpreise für Rohöl (-10,9 %).

Abbildung 6

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent)¹⁾, Grenzübergangspreise für deutsche Rohölimporte²⁾ und Wechselkurse von Januar 2010 bis Dezember 2018

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.

Im Ergebnis sanken die deutschen Rohölimportpreise von 555 Euro je Tonne (€/t) im Jahresdurchschnitt 2014 um 36 % auf 356 €/t im Jahr 2015. Danach fielen sie sogar bis auf einen Tiefpunkt von 214 €/t im Februar 2016. Bei anschließend wieder steigenden Preisen bis auf knapp 356 €/t im Dezember 2016 mussten im Jahresdurchschnitt rund 286 €/t bezahlt werden. Die im Jahr 2017 zunächst wieder fallenden Importpreise bis auf rund 315 €/t im Juni schlugen in der zweiten Jahreshälfte in einen Anstieg bis auf fast 414 €/t im Dezember um. Dieser Anstieg setzte sich zunächst nur bis Februar 2018 fort; nach einem kurzzeitigen Rückgang gab es von Mai an wieder eine Aufwärtsentwicklung, die im Oktober 2018 in einem erneuten Höchststand von 513 €/t mündete. Bis Ende 2018 fielen die Rohölimportpreise aber wieder auf ein Niveau von 382 €/t (7,6 % weniger als im Dezember 2017). Im Jahresdurchschnitt 2018 kostete eine Tonne Rohöl allerdings 26,3 % mehr als 2017. Bei um gut 6 % niedrigeren Rohölimportmengen stiegen die Kosten für die Rohölimporte um 18,6 % von 32,5 Mrd. € auf 38,5 Mrd. €.

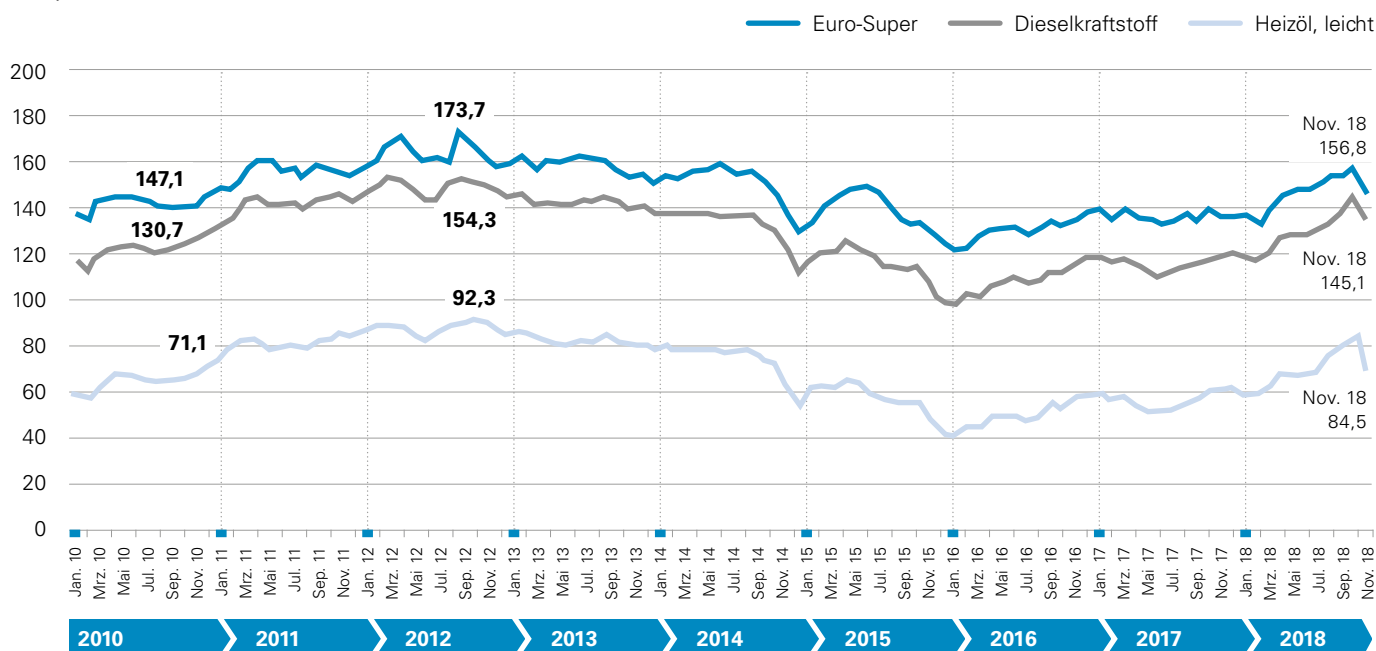
Die Preise für Ölprodukte in Deutschland folgten weitgehend den Veränderungen der Rohölkosten und der internationalen Produktnotierungen, allerdings mit unterschiedlichen Raten (Abbildung 7).

Nachdem die Preise für Superbenzin, Dieseldieselkraftstoff und leichtes Heizöl schon 2015 deutlich gesunken waren, kam es 2016 zu einem weiteren Rückgang: Im Jahresdurchschnitt gingen die Preise für Superbenzin um 7,0 %, für Dieseldieselkraftstoff um 8,4 % und für leichtes Heizöl wegen des niedrigeren Steueranteils sogar um 16,9 % zurück. Allerdings zeigten sich im Jahresverlauf 2016 wieder steigende Tendenzen, so dass die Preise im Dezember durchweg spürbar höher waren als im vergleichbaren Vorjahresmonat. Steigende Tendenzen gab es auch im Jahr 2017, doch hielten sich diese in engen Grenzen. So waren die Preise im Dezember 2017 für Super-Benzin noch nicht einmal um 1 % höher als im Dezember 2016; bei Dieseldieselkraftstoff war es ein Plus von 2,2 % und bei leichtem Heizöl ein Plus von 4 %. Im Jahresverlauf 2018 kam es bei allen drei Produkten zumindest bis zum November zu einer kräftigen Preisanhebung, und zwar von November 2017 zu November 2018 um 40,7 % beim leichten Heizöl, um 22,4 % beim Diesel und um 13,2 % bei Superbenzin. Über das Jahr gerechnet, waren die Preise 2018 für leichtes Heizöl um 21,7 %, für Diesel um 11,5 % und für Superbenzin um 6,7 % höher als 2017. Gemessen am Erzeugerpreis-Index waren Mineralölerzeugnisse insgesamt in Deutschland im Jahresdurchschnitt 2018 um 11,2 % teurer als 2017.

Abbildung 7

Preise für Kraftstoffe und leichtes Heizöl in Deutschland 2010 bis 2018

Cent je Liter



Quellen: Mineralölwirtschaftsverband e.V.; Statistisches Bundesamt

Erdgas

Der Erdgasverbrauch in Deutschland nahm 2018 um voraussichtlich 1,6 % auf 945 Mrd. kWh bzw. 3.071 PJ ab. Dieser Rückgang liegt hauptsächlich im gesunkenen Erdgaseinsatz für Wärmezwecke begründet. Sowohl in den privaten Haushalten als auch in den Anlagen der Fernwärmeversorger wurde aufgrund der warmen Temperaturen ab März deutlich weniger Erdgas genutzt als noch im Vorjahr. Der Produktionsrückgang in der Chemieindustrie (chemische Grundstoffe und Erzeugnisse) gegen Ende des Jahres lieferte einen weiteren Impuls für diese Entwicklung.

Der Anteil des aus Erdgas erzeugten Stroms bezogen auf die Bruttostromerzeugung ging leicht um 0,4 Prozentpunkte auf 12,9 % zurück. Für die Wärmeerzeugung in den Heiz- und Heizkraftwerken sowie in den Blockheizkraftwerken der Energieversorger wurde 2018 deutlich weniger Erdgas eingesetzt. Die von der Industrie in ihren eigenen Kraftwerken zur gekoppelten Strom- und Wärmeergewinnung eingesetzte Erdgasmenge nahm nach ersten Zahlen leicht um gut 1 % zu.

Nachdem die vergleichsweise kühleren Temperaturen in den Monaten Februar und März zunächst zu einem höheren Erdgasverbrauch für Heizzwecke führten, sank der Wärmebedarf aufgrund der von April bis einschließlich Dezember teils deutlich über dem langjährigen Mittel liegenden Temperaturen stark. Der Temperatureffekt wurde durch die langanhaltende Dürre in den meisten Teilen Deutschlands verstärkt.

Als ein verbrauchssteigernder Aspekt ist der stete Zubau von Wohnungen zu nennen, die direkt oder

indirekt (Fernwärme) mit Erdgas beheizt werden. Im Jahr 2018 wurden nach vorläufigen Zahlen Baugenehmigungen für ca. 305.000 neue Wohnungen (in neuen Wohngebäuden) erteilt. In 39,0 % davon wird eine gasbetriebene Heizung für Wärme sorgen, 24,9 % erhalten einen Fernwärmeanschluss. Hinzu kommen neue Wohnungen in bestehenden Gebäuden sowie Bestandswohnungen, die von anderen Heizsystemen auf eine Erdgas- oder Fernwärmeheizung umgerüstet werden.

Bei der Verwendung von Erdgas in den einzelnen Verbrauchssektoren zeichnen sich für 2018 folgende Entwicklungen ab (vgl. Tabelle 7):

- Die Zahl der Erdgasheizungen nahm weiter zu. Insgesamt waren zum Jahresende 2018 gut 20,7 Mio. Wohnungen oder 49,4 % des Wohnungsbestands mit einer Gasheizung ausgestattet. Die größtenteils warme und trockene Witterung sorgte jedoch für einen sichtbaren Absatzrückgang im Raumwärmemarkt. Der Erdgasverbrauch der privaten Haushalte sank um 3,2 % und derjenige der Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen voraussichtlich um 0,6 %.
- Die Nachfrage der Industrie nach Erdgas war aufgrund einer eingetrübten Konjunktur ab dem 3. Quartal leicht rückläufig. Das leichte Plus beim Einsatz als Brennstoff in den Industriekraftwerken wurde vom Rückgang als Rohstoff in der chemischen Grundstoffindustrie sowie als Lieferant von Prozesswärme überkompensiert. Insgesamt nahm der Verbrauch in der Industrie nach ersten Einschätzungen um 0,1 % ab.

Tabelle 7

Erdgasaufkommen und -verwendung in Deutschland 2017 und 2018

	Einheit	2017	2018 ¹⁾	Veränderung in %
Inländische Förderung	Mrd. kWh	70,5	61,6	-12,6
Einfuhr ²⁾	Mrd. kWh	1.237,2	1.773,2	43,3
Summe Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1.307,7	1.834,9	40,3
Speichersaldo ³⁾	Mrd. kWh	0,7	-27,8	-
Ausfuhr ²⁾	Mrd. kWh	347,6	861,7	147,9
Eigenverbrauch und stat. Differenzen	Mrd. kWh	17,8	18,0	1,5
Erdgasabsatz im Inland	Mrd. kWh	943,0	927,3	-1,7
Erdgasverbrauch im Inland (Primärenergieverbrauch)	Mrd. kWh	960,8	945,3	-1,6
	Petajoule (H_u)	3.121,3	3.071,0	-1,6
	Mio. t SKE (H_u)	106,5	104,8	-1,6
Anteil der inländischen Förderung am Erdgasverbrauch im Inland	%	7,3	6,5	

Struktur des Erdgasverbrauchs nach Kundengruppen

Industrie (einschl. Industriekraftwerke)	Mrd. kWh	370	369	-0,1
Stromversorgung (einschl. BHKW)	Mrd. kWh	113	110	-2,4
Fernwärme-/Kälteversorgung (einschl. BHKW)	Mrd. kWh	70	67	-4,9
Private Haushalte	Mrd. kWh	274	265	-3,2
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mrd. kWh	115	114	-0,6
Verkehr	Mrd. kWh	2	2	5,6
Erdgasabsatz insgesamt	Mrd. kWh	943	927	-1,7
Eigenverbrauch und statistische Differenzen	Mrd. kWh	18	18	-
Erdgasverbrauch	Mrd. kWh	961	945	-1,6

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.

- Der Einsatz von Erdgas in den Kraft- und Heizwerken der allgemeinen Versorgung hatte mit Beginn des zweiten Halbjahres 2016 deutlich zugenommen. Das lag neben dem sich 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. Ab der zweiten Jahreshälfte 2017 zeigte sich allerdings wieder ein Rückgang, der sich 2018 fortsetzte. Die bereits erwähnte warme Witterung führte trotz steigender Anzahl von Fernwärmeanschlüssen zu einem stark gesunkenen Einsatz vor allem in den Heizwerken. In Summe wurde ein Rückgang von 3,3 % beim Erdgaseinsatz in der Strom- und Wärmeversorgung (einschließlich Blockheizkraftwerken) verzeichnet.

Aufgrund der gegenüber dem gesamten Primärenergieverbrauch unterdurchschnittlichen Verminderung des Erdgasverbrauchs stieg dessen Verbrauchsanteil von 23,2 % im Jahr 2017 auf 23,7 % im Jahr 2018.

Das Erdgasaufkommen in Deutschland lässt sich seit Beginn des Jahres 2018 aufgrund einer Änderung in der Erfassung nicht mehr mit vorangegangenen Jahren vergleichen. Die Importmengen enthalten ebenso wie die Exportmengen sämtliche Transite, die Deutschland queren. Hinzu kommt, dass sich die Erdgasimporte und -exporte nunmehr kaum noch nach Herkunfts- und Bestimmungsländern differenzieren lassen.

Die rückläufige inländische Förderung betrug 2018 knapp 62 Mrd. kWh. Sie deckte 6,5 % des Erdgasverbrauchs in Deutschland. 93,5 % des in Deutschland verbrauchten Erdgases wurde importiert.

Per Saldo wurden 2018 knapp 28 Mrd. kWh Erdgas eingespeichert. Im Vorjahr wurde noch fast 1 Mrd. kWh ausgespeichert.

Die Anzahl der Unternehmen, die in der Gaswirtschaft aktiv sind, stieg weiter. Ende 2017 gab es 1.247 Unternehmen, Ende 2018 waren es 1.262. Im Detail waren von diesen Unternehmen acht als Erdgasfördergesellschaften, 28 als Speicherbetreiber, 68 als reine Großhändler, 16 als Ferngasnetzbetreiber, 713 als Gasverteilnetzbetreiber und 975 als Vertriebsgesellschaften im Endkundengeschäft tätig. Die Zahl der in der Gaswirtschaft Beschäftigten nahm 2018 um 1,1 % zu und betrug am Jahresende rund 37.000.

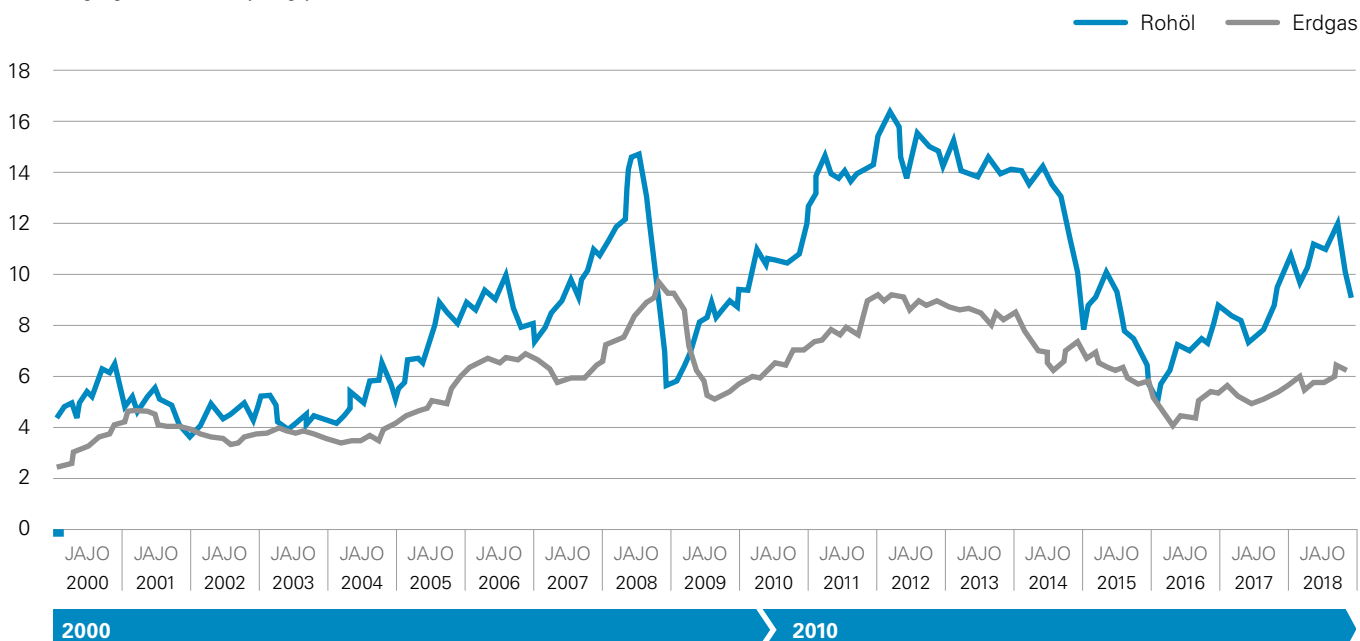
Mit der Liberalisierung der Energiemärkte haben sich Spot- und Terminmärkte für Erdgas zügig entwickelt. Der Gashandel an den europäischen Hubs zeigt insgesamt ein deutliches Wachstum. An diesen virtuellen Handelspunkten entstehen heute wesentliche angebots- und nachfragebasierte Preissignale für den 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 8 gut erkennbar ist. Die Entwicklung der Ölpreise spielt inzwischen für die Entwicklung der Gasbeschaffungskosten keine entscheidende Rolle mehr.

Im Jahr 2018 haben die Importpreise für Rohöl wie für Erdgas deutlich angezogen. Im Jahresdurchschnitt war der Preis für das importierte Rohöl mit einem Plus von 26,3 % gegenüber 2017 aber deutlich stärker gestiegen als derjenige für das Erdgas mit einem Plus von 12,7 %. Dennoch lagen die Preise 2018 mit 1,92 ct/kWh immer noch deutlich unter dem Niveau des Jahres 2012 (minus knapp 1 ct/kWh oder 34 %).

Abbildung 8

Monatliche Grenzübergangswerte für Rohöl und Erdgas von 2000 bis 2018

Grenzübergangswerte in Euro je Gigajoule



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

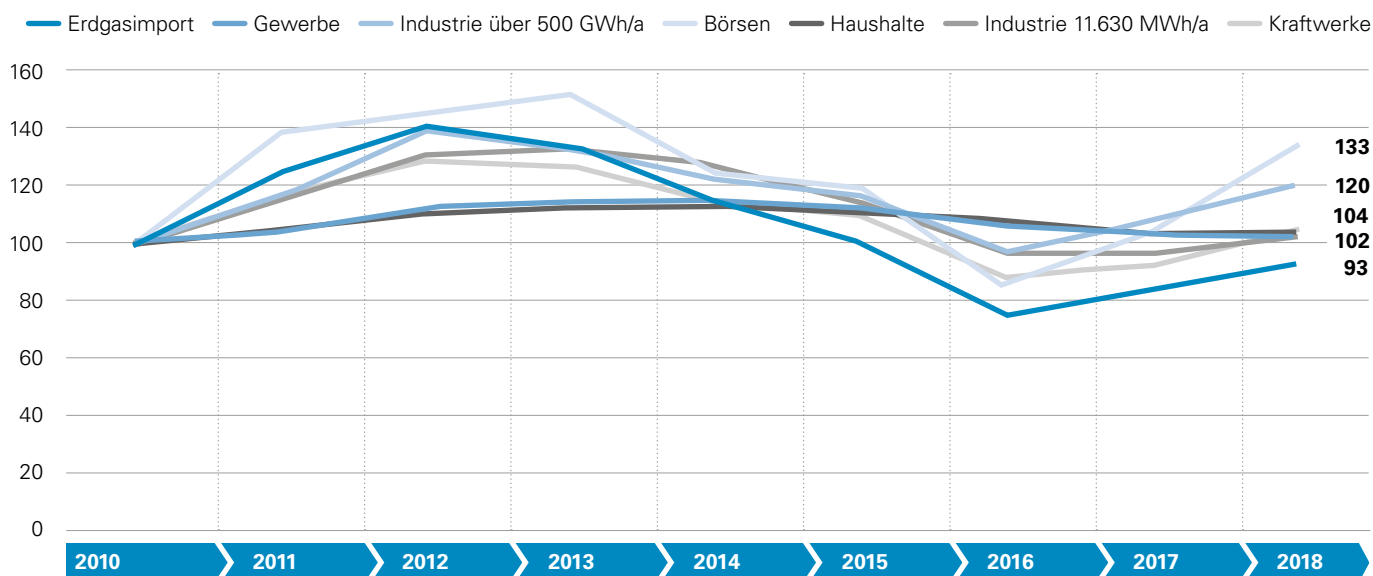
Die Entwicklung der Importpreise wirkt sich unterschiedlich auf die inländischen Abgabepreise aus (Abbildungen 9a und 9b). Infolge unterschiedlicher Beschaffungszeiträume für verschiedene

Kundengruppen kommt es zu differenzierten Preisentwicklungen. Zudem fallen die relativen Preisänderungen bei Großverbrauchern aufgrund des insgesamt geringeren Preisniveaus höher aus.

Abbildung 9a

Jährliche Preise für Erdgasimporte und Erdgasabsatz in Deutschland 2010 bis 2018

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

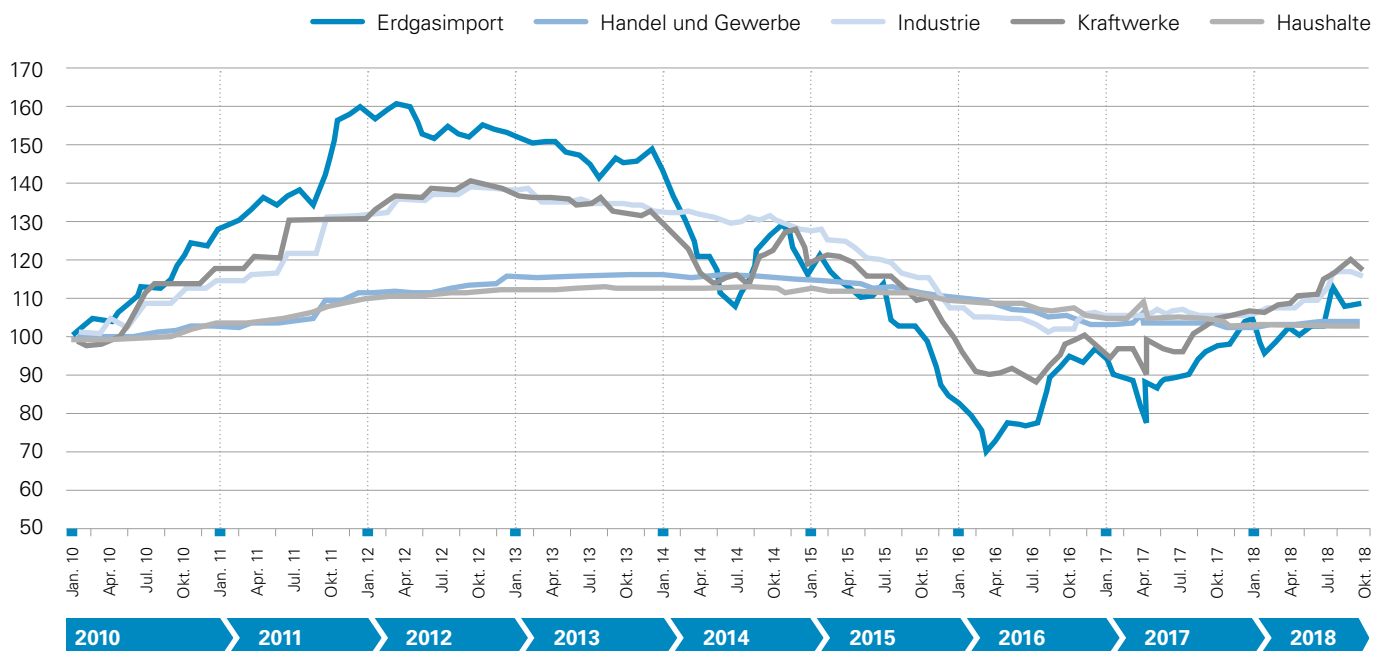


Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; Statistisches Bundesamt

Abbildung 9b

Preise für Erdgasimporte und Erdgasabsatz in Deutschland 2010 bis 2018

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



Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Statistisches Bundesamt

Gemessen an den Erzeugerpreisindizes stieg parallel zu den Erdgasimportpreisen das Preisniveau für Erdgas an der Börse um 29 %, die Abgabepreise an Kraftwerke stiegen um 13 %. Für große industrielle Abnehmer (Jahresabgabe größer 500 GWh) erhöhten sich die Preise aufgrund der kurzfristigeren Beschaffung um 12 % gegenüber dem Vorjahr, für kleine industrielle Gasverbraucher (Abgabe 11,63 GWh/a) waren es 6 % mehr. Aufgrund frühzeitiger Beschaffung blieben die Gaspreise für die Bereiche Gewerbe, Handel, Dienstleistungen nahezu unverändert und sanken für private Haushalte um knapp 2 %. Die Preise für beide Bereiche zeigten in den vergangenen Jahren im Übrigen einen recht gleichförmigen Verlauf.

Die unterschiedliche Entwicklung von Börsen- und Vertriebspreisen für verschiedene Kundengruppen hängt mit der Zusammensetzung der Endkundenpreise und unterschiedlichen Beschaffungsstrategien

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.

In der Regel sind die Beschaffungszeiträume, aber auch die Vertragslaufzeiten für große Verbraucher kürzer, für Haushaltskunden und Kleingewerbe länger. Eine längere Vertragslaufzeit bedeutet in der Praxis, dass kurzfristige Schwankungen der Einkaufspreise geglättet und damit bei sinkenden Marktpreisen verzögert auf die Endkundenpreise wirken. Dies gilt im umgekehrten Fall aber auch für steigende Einkaufspreise, die sich ebenfalls in geringerem Umfang und verzögert auf den Endkundenpreis auswirken.

Steinkohle

Nach vorläufigen Schätzungen ist der deutsche Steinkohlenverbrauch 2018 gegenüber dem Vorjahr erneut kräftig zurückgegangen (vgl. Tabelle 8), wie bereits im Jahr zuvor um mehr als 11 % auf 44,4 Mio. t SKE (1.301 PJ). Damit wurde der im Vorjahr erreichte, bisher geringste jährliche Verbrauch an Steinkohle im Nachkriegsdeutschland nochmals unterboten. Der seit 2013 stetig bestehende Abwärtstrend im deutschen Steinkohlenverbrauch setzte sich weiter fort. Dies war im Wesentlichen auf strukturelle Entwicklungen wie vor allem auf den Ausbau regenerativer Energien im Stromsektor, insbesondere Photovoltaik und Windkraft, zurückzuführen. Durch diese Faktoren wurde Steinkohle in der Stromerzeugung zunehmend aus der Mittellast verdrängt.

Der Einsatz in der Stahlindustrie in Form von Kokskohle und Koks ist, abweichend vom Vorjahr, in diesem Jahr ebenfalls um fast 2 % auf 17,3 Mio. t SKE gesunken. Dies wird im Wesentlichen auf den Rückgang der Erzeugung von Roheisen (als Vorprodukt der Rohstahlerzeugung) um rund 2 % auf geschätzte 27,3 Mio. t zurückgeführt. Der Wärmemarkt für Steinkohle (Gießereien, Fernheizwerke, Kleingewerbe und private Haushalte) bleibt vom Volumen her relativ unbedeutend, schrumpfte weiter und nahm auf etwa 1 Mio. t SKE ab. Der mit einem Anteil von knapp 59 % bei weitem wichtigste Verbrauchssektor von Steinkohle ist nach wie vor die Strom- und Wärmeerzeugung in Kraft- und Heizkraftwerken. Hier hat der Verbrauch gegenüber dem Vorjahr um mehr als 16 % auf 26,1 Mio. t SKE stark nachgegeben. Dies war direkt und indirekt Folge des Ausbaus erneuerbarer Energiequellen in der Stromerzeugung sowie eines Rückgangs der zur Verfügung stehenden Kraftwerkskapazitäten auf Basis Steinkohle. Nach Angaben des BDEW und der Bundesnetzagentur sind im vergangenen Jahr erneut etliche Steinkohle-Kraftwerksblöcke dauerhaft stillgelegt worden. Betroffen waren u. a. Kraftwerke an den Standorten in Ens Dorf (Saar), Duisburg, Kiel und Werdohl. Zum 31.12.2018 gingen zudem die Blöcke 6 und 7 des STEAG-Steinkohlekraftwerks Lünen vom Netz. Auch für 2019 liegen bereits mehrere Stilllegungsanzeigen vor. Die nach Jahren der Verzögerung für 2018 geplante Inbetriebnahme des neuen UNIPER-Kraftwerks Datteln IV hat sich unterdessen weiter verzögert.

Eine wichtige Rolle beim Rückgang des Steinkohlenverbrauchs spielten auch die verschiedenen maßgeblichen Preisentwicklungen. Diese werden sehr gut durch sog. Clean-Dark-Spreads abgebildet, die den Strompreis, den Kraftwerkskohlenpreis und den Preis für EU-CO₂-Emissionsberechtigungen zueinander in Beziehung setzen und damit Aussagen über die Bruttomarge eines Kohlekraftwerks erlauben. Im vergangenen Jahr sind alle drei Parameter deutlich gestiegen und die Margen klein oder sogar negativ gewesen. Die Wochennotierung für Kraftwerkskohle frei nordwesteuropäische Häfen (sog. ARA-Häfen = Antwerpen, Rotterdam und Amsterdam) stieg 2018 seit Jahresbeginn von 93,18 €/t SKE cif ARA bis Anfang Oktober auf fast 104 €/t SKE cif ARA. bzw. rd. 11 %. Seither war sie allerdings wieder rückläufig und notiert aktuell (Mitte Januar 2019) bei knapp 84 €/t SKE cif ARA. Auch der Strompreis ist 2018 relativ stark gestiegen. So hat sich der VIK-Basisindex von knapp 150 Punkten im Januar auf rd. 188 Punkte im Dezember erhöht. Dies ist eine Zunahme um gut ein Viertel. Der Spotpreis für CO₂-Emissionsberechtigungen auf dem Sekundärmarkt der Energiebörse EEX in Leipzig verdreifachte sich sogar im gleichen Zeitraum (von 7,54 €/t CO₂ im Januar auf 22,36 €/t CO₂ im Dezember 2018).

Zusammen mit weiteren Faktoren, nicht zuletzt den für die Kohle zunehmend ungünstigeren klima- und energiepolitischen Rahmenbedingungen, trugen diese Preisentwicklungen wesentlich zu den oben erwähnten Stilllegungsentscheidungen bei.

Auf der Aufkommenseite wurde der industrielle Steinkohlenbergbau in Deutschland nach mehr als 150 Jahren wechselvoller Industriegeschichte 2018 endgültig beendet. Zum Jahresende stellten die letzten beiden Bergwerke Prosper-Haniel in Bottrop und Ibbenbüren (nahe Osnabrück) ihre Förderung ein. Mit 2,6 Mio. t SKE lag die auslaufende Gesamtförderung beider Bergwerke 2018 um fast 30 % unter dem Niveau des Vorjahres (3,7 Mio. t SKE). Zugleich wurden die Lagerbestände im Umfang von rd. 2 Mio. tvF (Tonnen verwertbarer Förderung) vollständig verkauft. Damit wird Deutschland zur Deckung seines Steinkohlenverbrauchs ab 2019 vollständig auf den Import

Tabelle 8

Aufkommen und Verwendung von Steinkohle in Deutschland 2017 und 2018

	2017		2018 ¹⁾		Veränderung in %
	PJ	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	
Primärenergieverbrauch	1.465	50,0	1.301	44,4	-11,2
Kraft- und Heizkraftwerke	914	31,2	765	26,1	-16,3
Stahlindustrie	516	17,6	507	17,3	-1,7
Wärmemarkt	35	1,2	29	1,0	-16,7
Einfuhr von Steinkohle und Koks ²⁾	1.413	48,2	1.266	43,2	-10,4
Steinkohlenförderung	108	3,7	76	2,6	-29,7

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Koks in Kohle umgerechnet

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

Tabelle 9

Deutsche Steinkohleneinfuhren ¹⁾ nach Lieferländern 2017 und 2018 (Januar bis November)

	2017	2018 ²⁾	2017	2018 ²⁾	Veränderung ³⁾ in %
	in Mio. t		Anteile in %		
Russland	16,2	15,9	36,8	40,2	-1,7
USA	8,0	8,3	18,2	20,9	3,2
Australien	5,8	4,9	13,1	12,3	-15,5
Kolumbien	5,0	3,0	11,3	7,5	-40,2
Polen	2,4	1,5	5,5	3,9	-35,4
Kanada	1,5	1,4	3,4	3,6	-5,5
Südafrika	1,2	0,7	2,8	1,8	-43,5
Tschechische Republik	0,4	0,3	0,9	0,7	-36,0
Sonstige Drittländer	1,0	1,1	2,2	2,8	16,9
Übrige EU-Länder ⁴⁾	2,6	2,5	5,8	6,3	-3,3
Gesamteinfuhren	44,1	39,6	100,0	100,0	-10,1
Gesamtjahr (Hochrechnung) ⁵⁾	48,2	43,2	100,0	100,0	-10,4

1) Einschließlich Koksimporte, Koks in Kohle umgerechnet.

2) Schätzung auf Basis der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes für die ersten elf Monate.

3) Veränderungsrate gerechnet auf Basis von sechs Nachkommastellen.

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

5) Istwerte für 2017, hochgerechnete Werte für 2018 auf Basis der Importe im aufgelaufenen Zeitraum.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

von Steinkohlen angewiesen sein (zu Verwendung und Aufkommen bei der Steinkohle vgl. Tabelle 8).

Auf Basis vorläufiger Daten der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes sind die deutschen Steinkohlenimporte in den ersten elf Monaten des Jahres 2018 im Vergleich zum Vorjahreszeitraum um 10,1 % auf rund 39,6 Mio. t SKE gesunken (vgl. Tabelle 9). Davon entfielen auf Kraftwerkskohle 25,4 Mio. t SKE, auf Kokssteinkohle 11,4 Mio. t SKE, auf Anthrazit und Briketts 0,7 Mio. t SKE sowie auf Koks 2,1 Mio. t SKE. Für die Umrechnung auf Steinkohleeinheiten wurden zusätzlich Heizwerte aus den Daten nach Energiestatistikgesetz in die Betrachtung einbezogen. Hochgerechnet sind damit für das Gesamtjahr 2018 Steinkohlenimporte in Höhe von 43,2 Mio. t SKE (-10,4 % gegenüber dem Ist-Wert des Vorjahres) wahrscheinlich.

Russland lieferte zwar etwas weniger Kohle als im Vorjahr, konnte aber seinen Anteil an den deutschen Steinkohleimporten auf 40 % ausbauen und dominierte damit weiterhin das Feld der Lieferländer mit großem Abstand. Mit einem Anteil von 21 % blieben die Vereinigten Staaten die zweitwichtigste Provenienz für Deutschland. Die US-amerikanischen Kohleexporteure profitierten zeitweilig vom sehr hohen Kohlepreisniveau in Nordwesteuropa und lieferten infolgedessen im Vergleich zum Vorjahr rund 3 % mehr.

Im Gegensatz dazu waren die Importe aus den weiteren bedeutenden Lieferländern durchweg rückläufig, am stärksten sanken die Importe aus Südafrika (-44 %), Kolumbien (-40 %) und Australien (-16 %). Diese drei Lieferländer zusammengenommen kamen auf einen Anteil von 22 % am gesamten deutschen Einfuhraufkommen, im Vorjahr lag dieser bei 27 %. In der sektoralen Aufteilung war Russland bei Kraftwerkskohle mit 56 % tonangebend und bei den Kokssteinkohlenimporten dominierte Australien mit 43 %. Der Großteil der Koksimporte stammte zu 85 % aus der EU, vor allem aus Polen mit allein 65 %.

Nach Schätzungen des Vereins der Kohleimporteure e. V. wurden 2018 weltweit 7,1 Mrd. t Steinkohle

gefördert. Im Vergleich zum Vorjahr wäre dies ein Zuwachs um 1,7 %. Dabei entfielen die höchsten Zuwächse mit 54 Mio. t auf Indien, 24 Mio. t auf Indonesien, 21 Mio. t auf Russland und 16 Mio. t auf Australien. Rückläufig war die Produktionsentwicklung dagegen in Kolumbien (-9 Mio. t) und den Vereinigten Staaten (-8 Mio. t). Auch in der EU ging die Steinkohlenförderung weiter zurück, um insgesamt 9,4 Mio. t. Während die polnische Steinkohlenförderung sich weitgehend auf dem hohen Niveau des Vorjahres hielt, gab die verbliebene Förderung im Vereinigten Königreich (-15 % auf 2,6 Mio. t) und der Tschechischen Republik (-18 % auf 4,5 Mio. t) erneut deutlich nach.

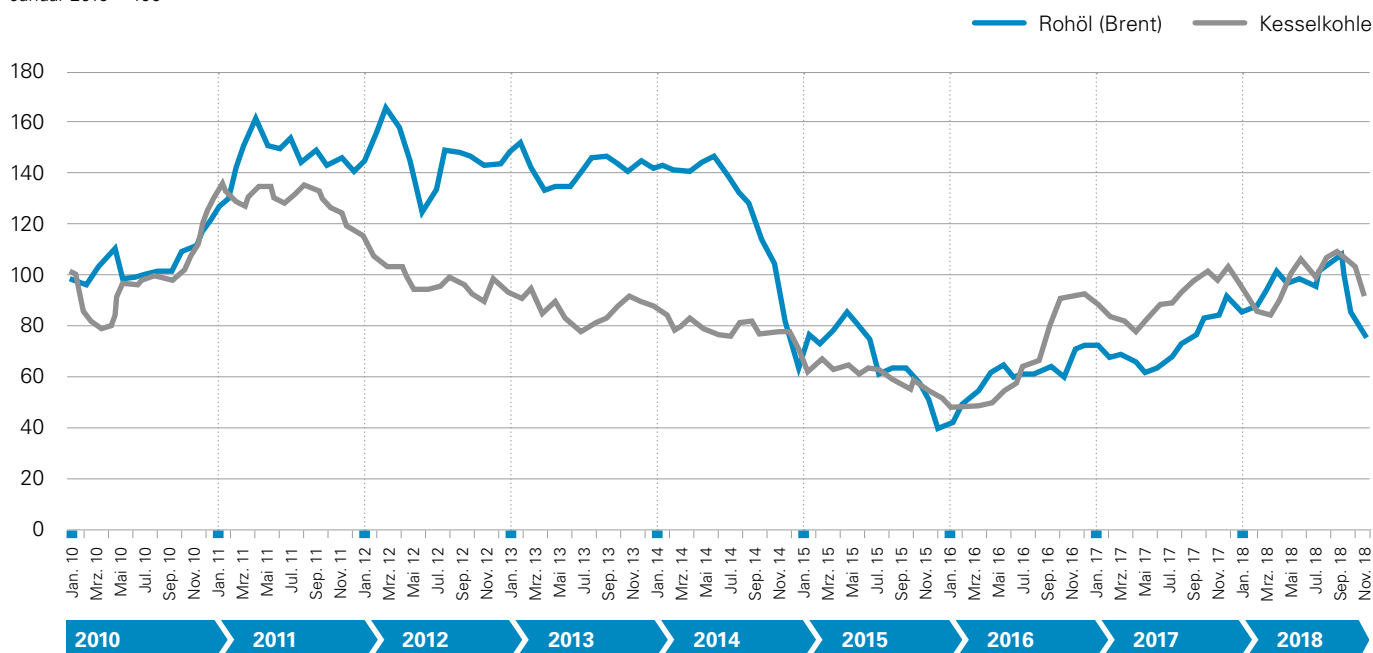
Rund ein Sechstel der Weltförderung gelangte in den Welthandel, der Rest wurde direkt in den Produzentenländern eingesetzt. Ein kleiner Teil entfiel auf den Binnenhandel (Transport über Binnenschiffe und Bahn), während der Großteil in den seewärtigen Steinkohlen-Welthandel floss. Dieser wuchs um 3,7 % auf rund 1,2 Mrd. t und wurde vor allem durch Exporte aus Australien (383 Mio. t), Indonesien (335 Mio. t), Russland (193 Mio. t), USA (99 Mio. t) und Kolumbien (80 Mio. t) getragen. Die höchsten Exportzuwächse im Seehandel verzeichneten Indonesien (+17 Mio. t), die USA (+16 Mio. t), Russland (+12 Mio. t) und Australien (+10 Mio. t). Exportverluste wurden dagegen aus Südafrika (-5 Mio. t) und Kolumbien (-3 Mio. t) gemeldet. Der Anstieg des Welthandels mit Steinkohle ist vor allem auf die wachsende Nachfrage in Südostasien zurückzuführen. Die beiden weltweit größten Produzentenländer China und Indien waren auch 2018 zugleich Verbraucher von Importkohle und so ebenfalls eine wichtige Stütze des Steinkohlewelthandels.

Einen Eindruck von der längerfristigen Entwicklung der Preise für Kraftwerkskohle auch im Vergleich zu den Veränderungen beim Rohöl vermittelt Abbildung 10. Abbildung 11 stellt die Importpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohlen gegenüber. Dabei zeigt sich, dass nach einer Hochpreisphase 2010/2011, gefolgt von deutlichen Preissenkungen bis in das Jahr 2016 hinein, die Tendenz bei allen Schwankungen bis Ende 2018 nach oben wies – ohne aber wieder das Niveau des Dekadenbeginns zu erreichen.

Abbildung 10

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent) und Kesselkohle 2010 bis 2018

Januar 2010 = 100

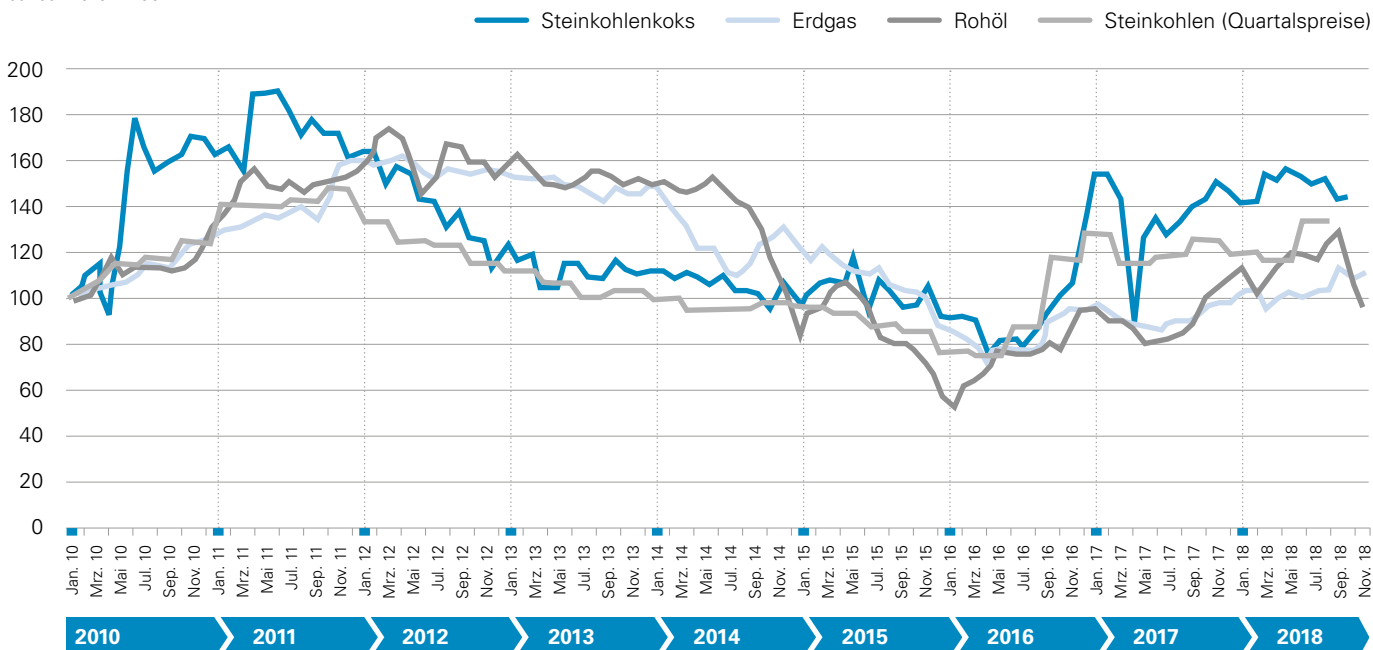


Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V.; Mineralölwirtschaftsverband e.V.

Abbildung 11

Entwicklung von Energieimportpreisen von 2010 bis 2018

Januar 2010 = 100



Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V.; McCloskey's Coal Report; Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Braunkohle

Die Braunkohlenförderung blieb im Jahr 2017 mit rund 166 Mio. t zum sechsten Mal in Folge unter dem Vorjahresergebnis (-2,9 %). Dabei war die Entwicklung in den einzelnen Revieren unterschiedlich:

In Mitteldeutschland (+2 %) war die Kohlengewinnung aufgrund besserer Kraftwerksverfügbarkeit höher. Dagegen lag sie in der Lausitz (-1 %) und im Rheinland (-5 %) unter dem Vorjahresergebnis.

Tabelle 10

Aufkommen und Verwendung von Braunkohle in Deutschland 2017 und 2018

		2017	2018 ¹⁾	Veränderung
	Einheit			in %
1. Rohbraunkohle Inland				
Braunkohlenförderung insgesamt	Mio. t	171,3	166,3	-2,9
	Mio. t SKE	52,5	51,0	-2,9
	PJ	1.540	1.495	-2,9
Absatz insgesamt	Mio. t	154,0	149,0	-3,2
an Kraftwerke der allg. Versorgung	Mio. t	153,2	148,2	-3,3
an sonstige Abnehmer	Mio. t	0,8	0,8	8,1
Einsatz zur Veredlung	Mio. t	14,7	14,6	-0,4
Einsatz in KW des Braunkohlenbergbaus	Mio. t	2,5	2,5	0,4
Bestandsveränderung	Mio. t	0,0	-0,1	-
2. Außenhandel				
Einfuhren insgesamt	1.000 t SKE	22	24	11,1
Ausfuhren insgesamt	1.000 t SKE	1.096	1.091	-0,4
Außenhandelsaldo	1.000 t SKE	-1.074	-1.068	-
3. Primärenergieverbrauch				
	Mio. t SKE	51,5	50,0	-2,9
	PJ	1.508	1.465	-2,9
4. Stromerzeugung aus Braunkohle ¹⁾				
Kraftwerke der allg. Versorgung	Mrd. kWh	145,0	142,1	-2,0
Industrie-Kraftwerke	Mrd. kWh	3,4	3,4	-
Insgesamt	Mrd. kWh	148,4	145,5	-1,9

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V. (DEBRIV)

Die Veränderungen entsprechen weitgehend der jeweiligen Entwicklung der Lieferungen an die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (148,2 Mio. t; -3,3 %), an die rund 90 % der Förderung gehen. Nachdem bereits seit 2016 bzw. 2017 die Kraftwerke Buschhaus und Frimmersdorf – gut 900 Megawatt (MW_{netto}) – Sicherheitsbereitschaft leisten, gingen zum 1. Oktober 2018 zwei Blöcke des Kraftwerks Niederaußem im Rheinland (knapp 600 MW) sowie ein Block des Kraftwerks Jänschwalde in der Lausitz (465 MW) vom Netz. Durch die Überführung von insgesamt 2730 MW Nettoleistung in die Sicherheitsbereitschaft wird der Braunkohleneinsatz zur Stromerzeugung in Deutschland bis 2020 insgesamt um etwa 13 % zurückgehen. Die CO₂-Emissionen aus der Braunkohlenstromerzeugung werden in Deutschland damit bis 2020 um etwa 19 Mio. t niedriger sein als im Jahr 2015.

Der Energieinhalt der gewonnenen Braunkohle lag mit rund 51 Mio. t SKE (1.495 PJ) um rund 3 % unter dem Vorjahresergebnis. Der Anteil der Braunkohle an der heimischen Energiegewinnung liegt weiter bei rund 38 %. Sie bleibt damit ein wichtiger heimischer Energieträger.

Die Stromerzeugung aus Braunkohle war mit 145,5 Mrd. kWh erneut niedriger als im Vorjahr (-1,9 %). Der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung ist auf 22,5 % (Vorjahr 22,7 %) gesunken. Mehr als jede fünfte Kilowattstunde Strom, die in Deutschland verbraucht wird, stammt damit aus Braunkohle (Tabelle 10).

Die Herstellung von Veredlungsprodukten aus Braunkohle ist insgesamt um 0,9 % auf rund 6,6 Mio. t zurückgegangen. Zuwächse waren bei

Wirbelschichtkohle (+18 %) und Koksproduktion (+2 %) zu verzeichnen. Dagegen blieben die Herstellung von Brikett (-6 %) und Staub (-1 %) unter dem Vorjahresergebnis.

Mit 50,0 Mio. t SKE (1.465 PJ) war der Primärenergieverbrauch Braunkohle 2,9 % niedriger als im Vorjahr. Damit deckte sie gut 11 % des gesamten inländischen Energiebedarfs.

Die Endenergiesektoren verbrauchten 2018 mit rund 3,0 Mio. t SKE (-1,4 %) insgesamt weniger Braunkohle und Braunkohlenprodukte als im Jahr zuvor (vgl. dazu Tabelle 11 %). In der Industrie nahm der Braunkohleneinsatz um etwa 1 % ab, bei den privaten Haushalten war der Absatz ebenfalls niedriger (-2 %).

Die Zahl der Beschäftigten lag Ende 2018 in der deutschen Braunkohlenindustrie bei 20.851. In dieser Zahl sind knapp 1.300 Auszubildende und fast 5.000 Mitarbeiter enthalten, die in den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung der Braunkohlenunternehmen arbeiten. Die Beschäftigtenstatistik wies im Rheinland 9.986 Mitarbeiter aus, für die Lausitz waren es 8.375 und für Mitteldeutschland 2.379. Im Revier Helmstedt waren nach dem Ende der Kohlegewinnung nur noch 111 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 Instituts der deutschen Wirtschaft Köln zugrunde legt.

Tabelle 11

Braunkohlen-Bilanz für Deutschland 2017 und 2018

In 1.000 t SKE

	2017	2018 ¹⁾	Veränderung in %
Gewinnung Inland	52.539	51.038	-2,9
+ Einfuhr	22	24	11,1
= Aufkommen	52.561	51.062	18,2
+/- Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: -)	-2	69	-
- Ausfuhr	1.096	1.091	-0,4
= Primärenergieverbrauch	51.463	50.040	-2,9
- Einsatz in Kraftwerken	47.468	46.150	-2,8
- Sonst. Umwandlungseinsatz	4.532	4.500	-0,7
+ Umwandlungsausstoß	4.863	4.795	-1,4
- Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch	1.247	1.150	-7,8
= Endenergieverbrauch	3.079	3.035	-1,4
Industrie	2.588	2.555	-1,3
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Deputate	491	480	-2,2

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Elektrizitätswirtschaft

2018 wurden in Deutschland brutto 646 Mrd. kWh Strom erzeugt. Damit ging die Stromerzeugung gegenüber dem Vorjahr um rund 1,2 % zurück. Die Stromerzeugung aus den einzelnen Energieträgern entwickelte sich nicht einheitlich. Erneuerbare Energiequellen – bis auf die Wasserkraft – lieferten teils deutlich mehr Strom als 2017. Alle fossilen Energieträger hatten mehr oder weniger starke Produktionsrückgänge zu verzeichnen. Der Beitrag der Kernenergie zur Stromerzeugung ging leicht zurück. Der Bruttostromverbrauch nahm nach bisherigen Zahlen um 0,7 % auf knapp 595 Mrd. kWh ab (vgl. Tabelle 12).

Die Stromerzeugung der Braunkohlekraftwerke belief sich 2018 auf 145,5 Mrd. kWh. Das entspricht einem Rückgang von 1,9 % im Vergleich zum Vorjahreswert. Am Jahresende war nach vorläufigen Daten eine Netto-Kraftwerksleistung von rund 21.000 MW installiert; davon befanden sich bereits 1.973 MW in der Braunkohlen-Sicherheitsbereitschaft und damit nicht mehr im Markt. Der Beitrag der Braunkohlekraftwerke zur Bruttostromerzeugung betrug 22,5 %. Braunkohle war somit auch im vergangenen Jahr nach den erneuerbaren Energien in Summe der wichtigste Energieträger im deutschen Strommix.

Die Steinkohlenkraftwerke lieferten 2018 mit 83,2 Mrd. kWh erneut weniger Strom als im vorangegangenen Jahr. Das entspricht einem Rückgang von 10,4 % im Vorjahresvergleich. Kraftwerksstilllegungen im Jahr 2018 führten dazu, dass zum Jahresende 24.462 MW Leistung (netto) installiert waren – gegenüber noch 25.341 MW im Vorjahr. Das entspricht einem Rückgang um 879 MW, gut 3 % der installierten Leistung 2017. Im Jahr 2018 betrug der Anteil der Steinkohle am Energieträgermix der deutschen Stromversorgung 12,9 %.

Die Kernkraftwerke erzeugten im Berichtsjahr 76,0 Mrd. kWh Strom (-0,4 %); das entspricht einem Anteil von 11,8 % an der Bruttostromerzeugung. Die installierte Leistung reduzierte sich zum Jahresbeginn 2018 um 1.284 MW durch die Stilllegung des Kernkraftwerks Gundremmingen B zum 31.12.2017 auf nunmehr 9.515 MW.

Der Einsatz von Erdgas als Brennstoff in den Kraft- und Heizkraftwerken der Stromversorgung zeigte sich nach dem kräftigen Anstieg in den Jahren 2016 und 2017 im Jahr 2018 rückläufig. Aus Erdgas wurden voraussichtlich insgesamt 83,4 Mrd. kWh Strom erzeugt, das entspricht einem Minus von 3,9 % verglichen mit 2017. Nachdem sich die Stromerzeugung aus Erdgas seit 2008 bis Ende 2015 in einem kontinuierlichen Rückgang befand, stieg sie 2016 u. a. aufgrund des für Erdgas günstigeren Preis-Spreads im Vergleich zu anderen Energieträgern wieder kräftig. Auch der Zubau an Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2016 sorgte 2017 noch für Zuwächse, da diese Anlagen 2017 erstmals ganzjährig am Netz waren. 2018 nahm die Stromerzeugung der Gaskraftwerke u. a. aufgrund der gestiegenen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ab. Die installierte Leistung (netto) blieb im Vergleich zum Vorjahr mit 29.767 MW in etwa unverändert. Nach ersten Berechnungen hat Erdgas einen Anteil von 12,9 % an der Bruttostromerzeugung Deutschlands 2018.

Die Windkraftanlagen an Land produzierten mit 92,2 Mrd. kWh 4,8 % mehr Strom als 2017. Die Offshore-Anlagen lieferten mit 19,3 Mrd. kWh ebenfalls mehr Strom als noch im Vorjahr (9,4 %), was auch auf den weiteren Zubau im Jahresverlauf zurückzuführen ist. Die installierte Leistung der Windkraftwerke stieg 2018 onshore um knapp 2.200 MW auf nunmehr 52.444 MW, offshore wurden knapp 1.000 MW neu ans Netz angeschlossen. Damit beträgt die installierte Offshore-Windleistung in Deutschland inzwischen knapp 6.400 MW. Insgesamt hat die Windenergie 2018 einen Anteil von 17,3 % am deutschen Stromerzeugungsmix.

Aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse (einschließlich Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm) wurden im Berichtsjahr 45,1 Mrd. kWh Strom gewonnen. Das entsprach einem Anstieg von 0,3 % im Vorjahresvergleich. Der Beitrag der Biomassekraftwerke zur Stromerzeugung betrug 7,0 %. Zuzüglich der anteiligen Erzeugung in Müllkraftwerken (aus biogenen Abfällen) wurden im Jahr 2018 in Deutschland 51,3 Mrd. kWh Strom aus biogenen Energieträgern produziert. Ihr Anteil am Energieträgermix der deutschen Stromerzeugung betrug damit fast 8,0 %.

Tabelle 12

Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2018 nach Energieträgern

	1990	2000	2010	2015	2016	2017	2018 ¹⁾	2017 bis 2018	1990 bis 2004	2004 bis 2018	1990 bis 2018	
	Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Mrd. kWh							Jahresdurchschnittliche Veränderung in %				
Braunkohle	170,9	148,3	145,9	154,5	149,5	148,4	145,5	-1,9	-0,6	-0,6	-0,6	
Kernenergie	152,5	169,6	140,6	91,8	84,6	76,3	76,0	-0,4	0,7	-5,5	-2,5	
Steinkohle	140,8	143,1	117,0	117,7	112,2	92,9	83,2	-10,4	0,0	-3,7	-1,9	
Erdgas	35,9	49,2	89,3	62,0	81,3	86,7	83,4	-3,9	4,1	2,0	3,1	
Mineralöl	10,8	5,9	8,7	6,2	5,8	5,6	5,2	-5,8	0,0	-5,0	-2,6	
Erneuerbare Energien	19,7	37,9	105,5	188,6	189,9	216,3	225,7	4,3	7,9	10,3	9,1	
Sonstige	19,3	22,6	26,6	27,3	27,3	27,5	27,0	-2,0	0,6	1,8	1,2	
Bruttostrom- erzeugung einschl. Einspeisung insgesamt	549,9	576,6	633,6	648,1	650,7	653,7	646,1	-1,2	0,8	0,3	0,6	
Stromflüsse aus dem Ausland	31,9	45,1	42,2	33,6	27,0	28,4	31,5	11,0	2,4	-2,4	0,0	
Stromflüsse in das Ausland	31,1	42,1	59,9	85,4	80,7	83,4	82,7	-0,8	3,7	3,4	3,6	
Stromauslastungs-saldo Ausland	0,8	3,1	-17,7	-51,8	-53,7	-55,0	-51,2	-	-	-	-	
Brutto- stromverbrauch	550,7	579,6	615,9	596,3	597,0	598,8	594,9	-0,7	0,7	-0,2	0,3	
Veränderung gegenüber Vorjahr in %	-	4,0	5,8	0,7	0,1	0,3	-0,7					
Struktur der Bruttostromerzeugung in %												
Braunkohle	31,1	25,7	23,0	23,8	23,0	22,7	22,5					
Kernenergie	27,7	29,4	22,2	14,2	13,0	11,7	11,8					
Steinkohle	25,6	24,8	18,5	18,2	17,2	14,2	12,9					
Erdgas	6,5	8,5	14,1	9,6	12,5	13,3	12,9					
Mineralöl	2,0	1,0	1,4	1,0	0,9	0,9	0,8					
Erneuerbare Energien	3,6	6,6	16,7	29,1	29,2	33,1	34,9					
Sonstige	3,5	3,9	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2					
Brutto- stromerzeugung	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.; AGEESStat (für erneuerbare Energien)

Photovoltaikanlagen lieferten nach ersten Zahlen mit 46,2 Mrd. kWh ebenfalls mehr Strom als 2017 (39,4 Mrd. kWh). Verglichen mit dem Vorjahr ist das ein Plus von 17,2 %. Diese Strommenge beinhaltet nicht nur die Einspeisungen in das Netz der allgemeinen Versorgung, sondern jeweils auch den Selbstverbrauch aus Eigenanlagen vor Ort – unabhängig davon, ob dieser EEG-vergütet wurde oder nicht. Ursache für die starke Produktionssteigerung war neben dem Zubau die enorm hohe Sonnenstundenzahl in weiten Gebieten Deutschlands. Im Jahr 2018 wurden nach vorläufigen Schätzungen gut 2.600 MWp Photovoltaik-Leistung gebaut, am Jahresende waren damit etwa 45.900 MWp installiert. Der Beitrag der Solarenergie zum deutschen Strommix betrug im Berichtsjahr 7,1 %.

Was der Stromerzeugung der Photovoltaikanlagen Vorschub leistete, führte bei der Wasserkraft zum Gegenteil: Das sonnenreiche Jahr 2018 sorgte durch die extreme Niederschlagsarmut in großen Teilen der Bundesrepublik für einen signifikanten Rückgang der Stromerzeugung aus Wasserkraft. So verzeichnete die Stromerzeugung der Lauf- und Speicherwasserkraftwerke mit 16,6 Mrd. kWh ein Minus von 18,1 % im Vergleich zum Vorjahr. Der Anteil der Wasserkraft am Strommix lag bei 2,6 %.

Insgesamt wurden im Berichtsjahr 225,7 Mrd. kWh Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen, das entspricht einem Zuwachs von 4,3 %. Der Beitrag der Erneuerbaren zur Deckung des Brutto-Inlandsstromverbrauchs stieg nach ersten Zahlen 2018 somit auf knapp 38,0 % (2017: 36,1 %).

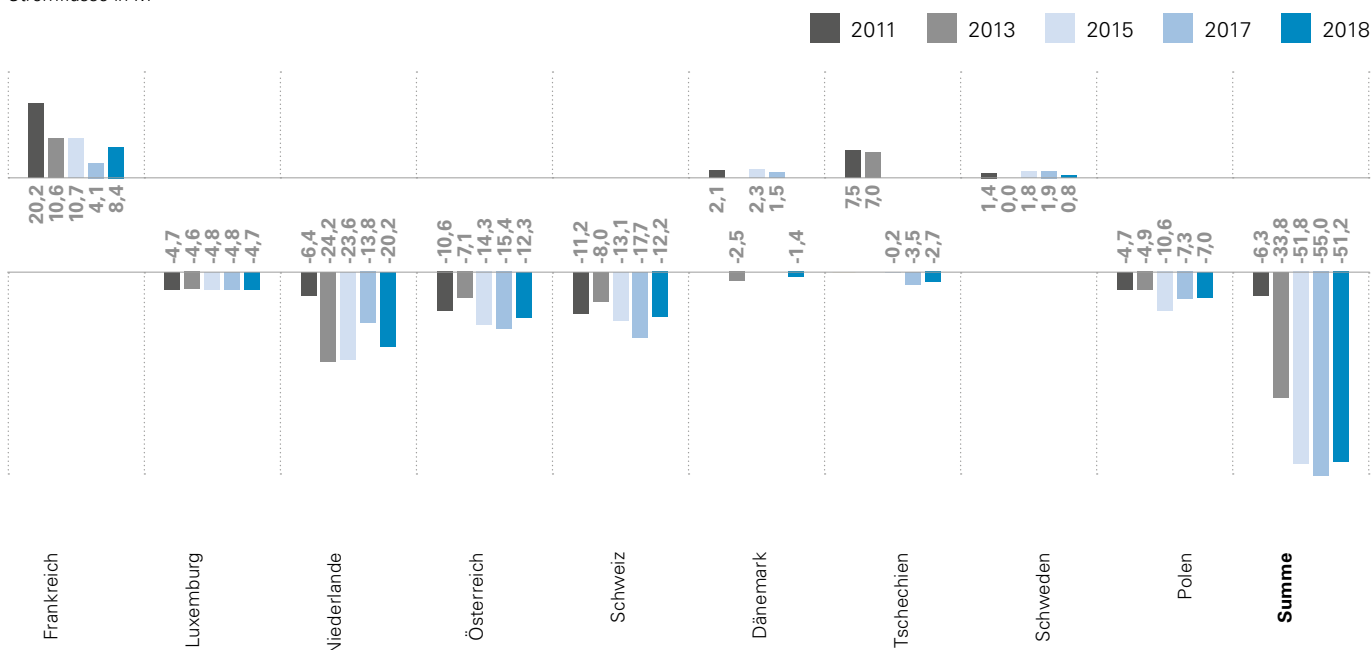
Stromspeicher nahmen 2018 etwa 8,4 Mrd. kWh Strom auf und gaben 6,3 Mrd. kWh wieder ab. Den größten Anteil haben daran bisher die Pumpspeicher. Einer Pumparbeit von 8,3 Mrd. kWh stand eine Ausspeisung von 6,2 Mrd. kWh gegenüber.

Nachdem der negative Stromaustauschsaldo Deutschlands mit seinen Nachbarländern 2011 zunächst zurückgegangen war, erreichte er nach teils kräftigen Anstiegen in den Folgejahren im Berichtsjahr 2017 seinen bisher höchsten Wert. 2018 konnte erstmals ein Absenken des hohen Exportsaldos verzeichnet werden (Abbildung 12). Die höchsten Stromexporte wiesen die Niederlande auf, gefolgt von Österreich und der Schweiz (Niederlande: 20,2 Mrd. kWh, Österreich: 12,3 Mrd. kWh, Schweiz: 12,2 Mrd. kWh). Ein Großteil der Stromflüsse von Deutschland nach den Niederlanden geht allerdings weiter in Richtung Belgien und Großbritannien. Die größten

Abbildung 12

Entwicklung des Stromaustauschsaldos mit Partnerländern von 2011 bis 2018

Stromflüsse in M



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

Strommengen kamen nach wie vor aus Frankreich mit einem Importsaldo von 8,4 Mrd. kWh.

Insgesamt flossen aus deutschen Stromnetzen 82,7 Mrd. kWh ins Ausland (2017: 83,4 Mrd. kWh), aus dem Ausland bezog Deutschland 31,5 Mrd. kWh (2017: 28,4 Mrd. kWh). Der Saldo lag 2018 mit einem Ausfuhrüberschuss von 51,2 Mrd. kWh seit sechs Jahren erstmals unter dem Vorjahreswert (2017: 55,0 Mrd. kWh). Anzumerken ist, dass es sich bei einem großen Teil der grenzüberschreitenden Stromflüsse nicht um vertraglich vereinbarte Lieferungen handelt, sondern um Transitmengen und Ringflüsse.

Der Bruttostromverbrauch nahm nach bisherigen Zahlen um 0,7 % auf knapp 595 Mrd. kWh ab. In der Industrie verringerte sich der Stromverbrauch nach ersten Schätzungen 2018 konjunkturbedingt von 248,7 Mrd. kWh im Jahr 2017 um 0,5 % auf 247,5 Mrd. kWh. Insbesondere die stromintensiven

Industrien wiesen teilweise bereits im 3. Quartal Produktionsrückgänge auf, so dass auch auf das ganze Jahr bezogen mit einem Rückgang zu rechnen ist. Aufgrund der warmen Witterung ab März und der reichlichen Sonnenstunden nahm auch der Stromverbrauch der privaten Haushalte nach ersten Zahlen um 0,8 % auf 127,2 Mrd. kWh ab.

Im Gegensatz hierzu stieg der Stromverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen um voraussichtlich 0,2 % auf 78,5 Mrd. kWh. Hauptursache war der zusätzliche Strombedarf für Kühlung und Klimatisierung. Ähnliches gilt – wenn auch in einer geringeren Größenordnung – für den Stromverbrauch öffentlicher Einrichtungen: er stieg um 0,1 % auf 52,8 Mrd. kWh. Der Verbrauch im Verkehr lag ebenfalls über dem im Vorjahr. In Summe war der Nettostromverbrauch in Deutschland mit einem Minus von 0,4 % rückläufig. Er betrug 526,9 Mrd. kWh (vgl. Tabelle 13).

Tabelle 13

Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2000 bis 2018

	2000	2008	2010	2015	2016	2017 ¹⁾	2018 ¹⁾	Veränderungen 2017/ 2018	Veränderungen 2008 bis 2018
	Mrd. kWh						Veränderung in %		
Bruttostromerzeugung	576,6	641,5	633,5	648,1	650,7	653,7	646,1	-1,2	0,7
Kraftwerkseigenverbrauch	-38,1	-40,4	-39,0	-37,7	-36,4	-34,6	-33,5	-3,2	-17,3
Nettostromerzeugung	538,5	601,1	594,5	610,4	614,3	619,1	612,6	-1,0	2,0
Stromflüsse aus dem Ausland	45,1	40,2	42,2	33,6	27,0	28,4	31,5	11,0	-21,6
Stromflüsse in das Ausland	42,1	62,7	59,9	85,4	80,7	83,4	82,7	-0,8	32,0
Nettostromaufkommen für Inland	541,5	578,6	576,8	558,6	560,6	564,2	561,4	-0,4	-2,9
Pumpstromverbrauch	6,0	7,9	8,6	8,1	7,5	8,3	8,3	0,9	4,8
Netzverluste und Nichterfasstes	34,1	32,3	27,6	26,0	26,0	27,1	27,0	-0,1	-16,2
Nettostromverbrauch	501,4	538,4	540,6	524,6	527,1	528,8	526,0	-0,5	-2,2
davon:									
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	239,1	252,4	249,7	245,8	247,2	248,7	247,5	-0,5	-1,9
Haushalte	130,5	139,5	141,7	128,7	128,2	128,2	127,2	-0,8	-8,8
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	118,6	135,4	135,4	135,4	140,0	140,0	140,0	0,0	3,4
Verkehr	13,1	11,1	12,1	11,1	11,7	11,2	11,3	1,1	1,8
Bruttoinlandsstromverbrauch	579,6	619,1	615,8	596,3	597,0	598,7	594,9	-0,6	-3,9

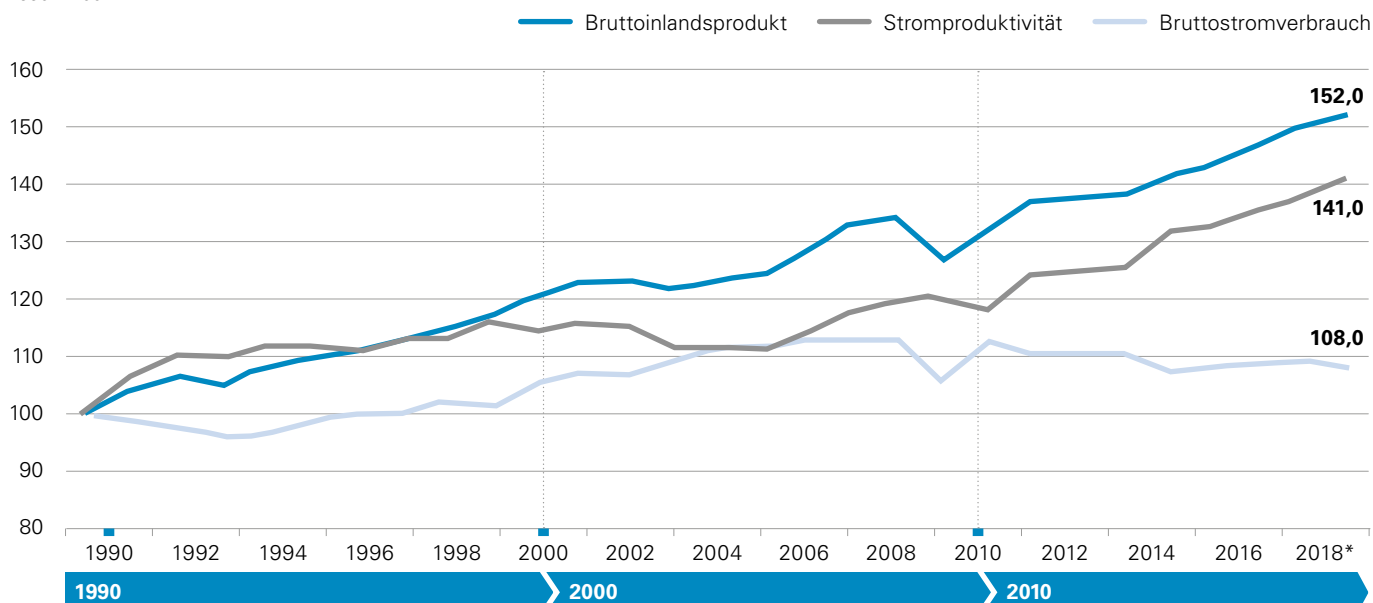
1) Angaben z.T. vorläufig und geschätzt

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

Abbildung 13

Bruttoinlandsprodukt¹⁾, Bruttostromverbrauch und gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität²⁾ in Deutschland 1990 bis 2018

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.

Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität als Verhältnis von preisbereinigtem Bruttoinlandsprodukt und Bruttostromverbrauch stieg im Jahr 2018 aufgrund des abgeschwächten Wirtschaftswachstums bei gleichzeitig sinkendem Stromverbrauch um 1,9 % im Vergleich zum Vorjahr. Über den Zeitraum 1991 bis 2018 fiel der Produktivitätsanstieg im Jahresdurchschnitt mit 1,2 % deutlich schwächer aus (vgl. Tabelle 2 sowie Abbildung 13 und 14).

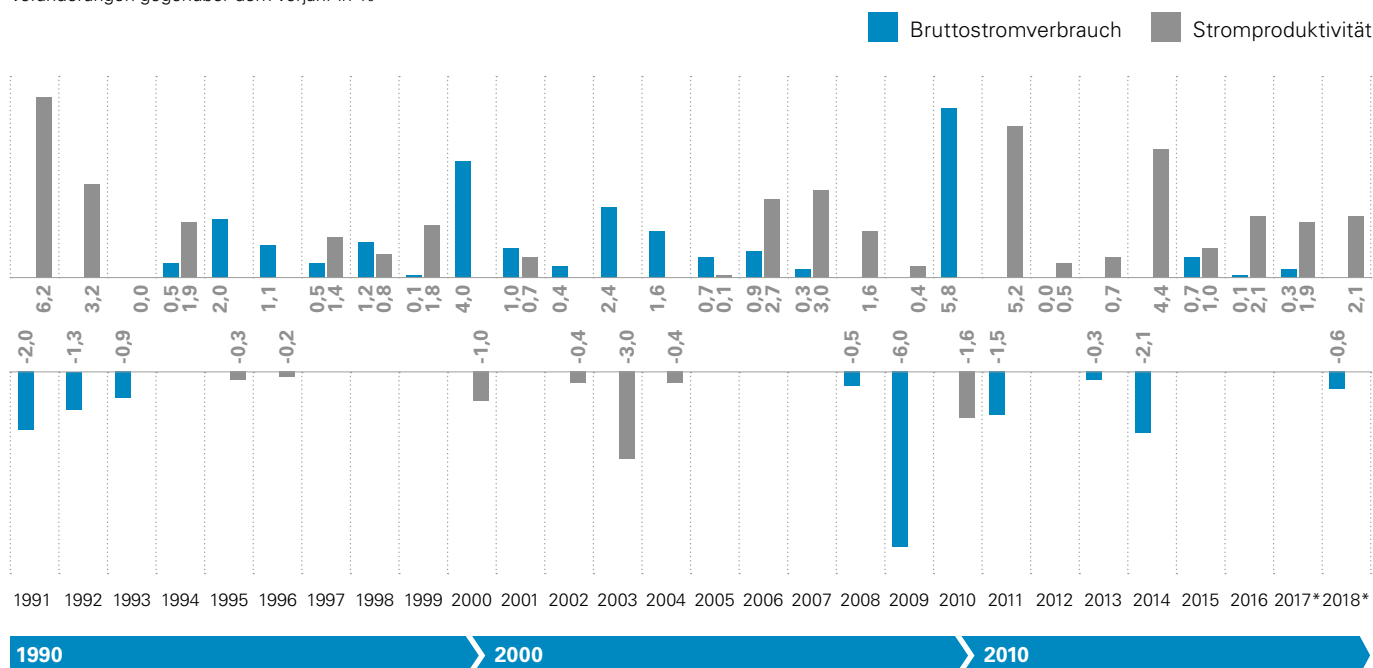
Den Einfluss der unterschiedlichen Komponenten für die Veränderungen des Stromverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2017 bzw. 2018 zeigt Abbildung 15. Danach ist der Rückgang des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2018 um 3,7 Mrd. kWh gegenüber 2017 vornehmlich durch die höhere

Stromproduktivität (Stromintensitäts-Komponente) bewirkt worden ist (-12,4 Mrd. kWh). Die damit verbundenen Verbrauchsminderungen waren entsprechend höher als die verbrauchssteigernden Wirkungen des Wirtschaftswachstums (+7,1 Mrd. kWh) und der Bevölkerungszunahme (+1,6 Mrd. kWh). Über den gesamten Zeitraum von 1990 bis 2018 führte dagegen die langfristige Steigerung der Stromproduktivität nicht zu einer absoluten Senkung des Stromverbrauchs. Immerhin hatte die Stromproduktivität einen wesentlichen Anteil daran, dass der Anstieg des Bruttostromverbrauchs von 1990 bis 2018 trotz der starken Verbrauchserhöhung durch die wachsende Wirtschaft um 219 Mrd. kWh auf rund 44 Mrd. kWh bzw. ein Plus von rund 8 % begrenzt werden konnte.

Abbildung 14

Veränderungen von Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität von 1991 bis 2018

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %



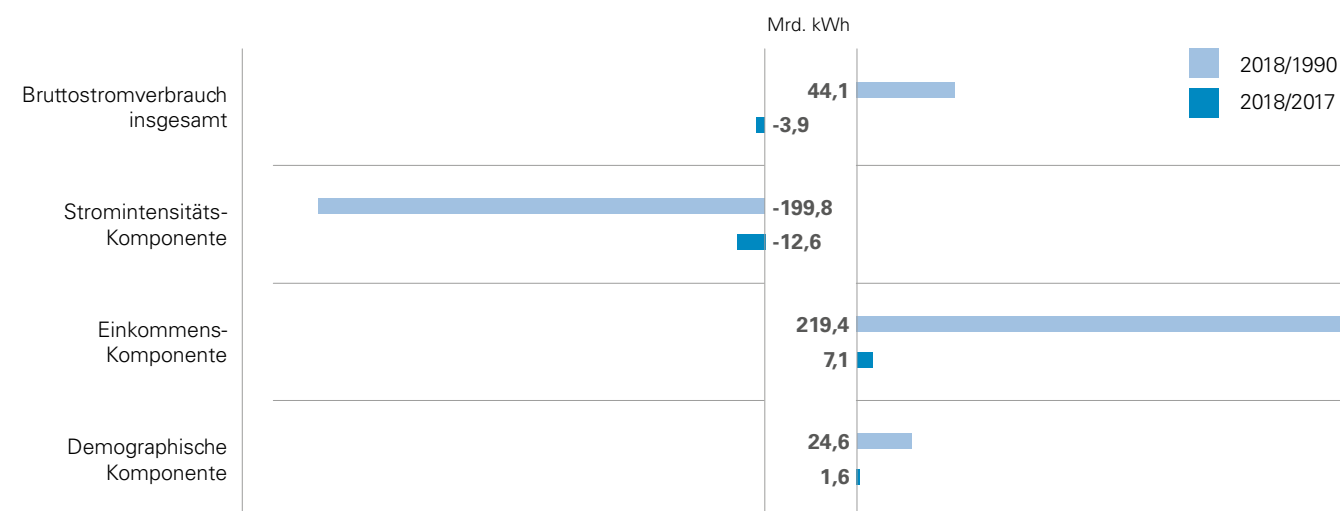
*) vorläufig

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

Abbildung 15

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2018 gegenüber 2017 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.

Die Anzahl der Unternehmen, die in der Elektrizitätswirtschaft tätig sind, steigt seit Beginn der Liberalisierung 1998 kontinuierlich. Ende 2017 gab es 1.821 Unternehmen, per Ende 2018 waren es 1.899. Im Detail waren von diesen Unternehmen 95 als Erzeugergesellschaften mit einem Kraftwerkspark größer 100 MW, 908 als Stromverteilnetzbetreiber, vier als Übertragungsnetzbetreiber, 103 als Betreiber von Stromspeichern, 56 als Stromgroßhändler und 1.302 als Vertriebsgesellschaften im Letztverbraucher-geschäft tätig. (Eine Addition der skizzierten Werte ist nicht möglich, da viele der Unternehmen auf mehreren Wertschöpfungsstufen tätig sind und somit mehrfach erfasst wurden.) Die Zahl der in der Elektrizitätswirtschaft Beschäftigten nahm 2018 erneut zu. Ende 2018 gab es nach vorläufigen Zahlen mit 136.000 rund 3,0 % mehr Beschäftigte als Ende 2017.

Die Strompreise für Industriekunden nahmen vor allem bedingt durch den Anstieg der Beschaffungskosten um 5 % zu. Der Anteil der staatlichen Belastungen am Strompreis für Industriekunden sank daher 2018 auf 45 % gegenüber noch 48 % im Jahr 2017 (ohne Stromsteuer). Die Strompreise für Haushalte stiegen 2018 nur geringfügig um 0,6 %. Grund dafür waren

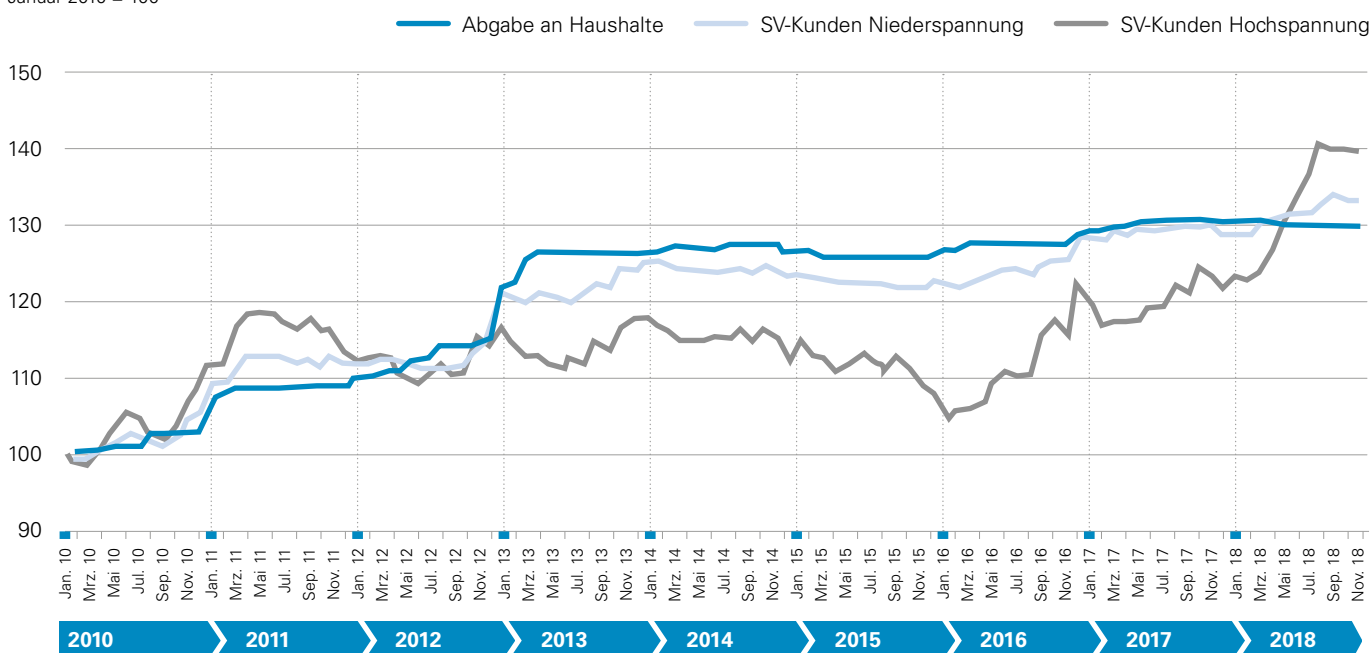
die gestiegenen Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt, während die Netzentgelte sowie Steuern, Abgaben und Umlagen leicht zurückgingen. Der Anteil von Steuern, Abgaben und Umlagen am Strompreis nahm 2018 wieder leicht auf 54 % gegenüber noch 55 % im Vorjahr ab, bedeutete aber weiterhin den größten Posten auf der Kundenrechnung. Auch 2019 blieben die staatlichen Belastungen trotz gesunkener EEG-Umlage insgesamt nahezu unverändert.

Gemessen am Erzeugerpreisindex haben sich die Strompreise im Jahr 2018 je nach Abnehmergruppe unterschiedlich entwickelt: Während sie bei den Haushalten mit einem Plus von 0,1 % praktisch unverändert blieben, sind sie bei den gewerblichen Abnehmern sogar leicht um 0,5 % gesunken. Bei den Sondervertragskunden auf der Niederspannungsebene legten sie um 1,4 % zu. Wesentlich stärker fiel demgegenüber der Preisanstieg mit 9,6 % bei Sondervertragskunden auf der Hochspannungsebene aus (vgl. Abbildung 16). Besonders kräftig war die Preiserhöhung an der Börse: Hier waren die Börsenstrompreise im Jahr 2018 um 28,6 % höher als im Vorjahr. Im Vergleich zum bisherigen Höchststand im Jahr 2008 notierte der Börsenstrom um 39,3 % niedriger.

Abbildung 16

Strom-Erzeugerpreisindex für Sondervertragskunden und Abgabe an Haushalte in Deutschland von 2010 bis 2018

Januar 2010 = 100

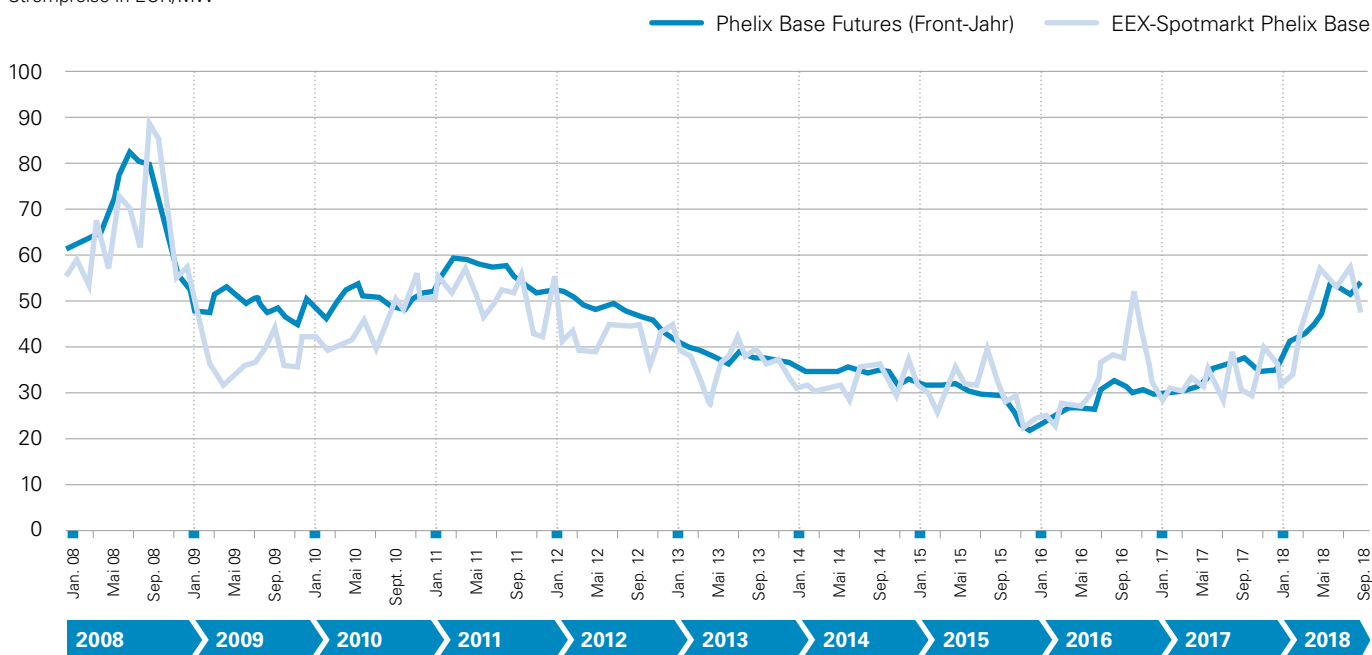


Quelle: Statistisches Bundesamt

Abbildung 17

Entwicklung der Strompreise auf dem EEX-Spotmarkt und -Terminmarkt (Front-Jahr) von 2008 bis 2018

Strompreise in EUR/MWh



Quelle: Angaben nach Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Verfolgt man die monatliche Entwicklung der Börsenpreise für Strom seit 2008, so zeigt sich nach einem Hoch im Jahr 2008 zunächst ein starker Rückgang, dem nach einem vorübergehenden Anstieg beginnend mit dem ersten Halbjahr 2011 bis Mitte 2016 auf dem Spotmarkt wie auf dem Terminmarkt eine deutliche Preissenkungstendenz folgte (Abbildung 17). Der folgende Preisaufschwung blieb bis Ende 2016 allerdings meist noch unter der Grenze von 40 €/MWh. Allerdings zeigen sich nach der Jahreswende 2016/2017 erhebliche Preisausschläge bis zu mehr als 100 €/MWh. Seit Mitte 2018 übertraf der Börsenpreis meist die 50 €/MWh-Grenze.

Im Jahr 2018 emittierten die Stromerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung (d. h. ohne die Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes) nach ersten Berechnungen des BDEW 234,1 Mio. t CO₂ (2017: 246,6 Mio. t CO₂). Das entspricht einem Rückgang von gut 5 % gegenüber dem Vorjahr. Die spezifischen CO₂-Emissionen betragen 0,42 kg CO₂/kWh netto und gingen damit gegenüber dem Vorjahr um rund 4 % zurück. Die rückläufige Entwicklung der spezifischen Emissionen ist vor allem auf die weiter gestiegene Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei gleichzeitigem Rückgang

der Erzeugung aus Kohlekraftwerken zurückzuführen. Ausschließlich auf den fossilen Energieträgermix der Kraftwerke der Stromversorger bezogen betragen die spezifischen CO₂-Emissionen im Berichtsjahr gut 0,88 kg CO₂/kWh netto – 1 % mehr als im Vorjahr.

Für die Elektrizitätswirtschaft, immerhin die größte Emittentengruppe in Deutschland, wird die Entwicklung der Zertifikatspreise für CO₂, die sich im Rahmen des europäischen Emissionshandels bilden, zunehmend bedeutsam. Inzwischen liegt eine geschlossene Zeitreihe der CO₂-Zertifikatspreise für die zweite Handelsperiode von 2008 bis 2012 und nun auch für die sechs ersten Jahre der dritten Handelsperiode von 2013 bis 2020 vor. Nachdem anfangs noch Preise von über 20 €/t CO₂ zu verzeichnen waren, kam es mit dem Beginn der weltweiten Wirtschaftskrise im Jahr 2008 zunächst bis Anfang 2009 zu einem drastischen Preisverfall auf Werte von weniger als 15 €/t CO₂, dem eine längere Phase relativer Preisstabilität in einer Größenordnung von etwa 13 bis 17 €/t CO₂ bis Mai 2011 folgte. Mehr und mehr stellte sich aber auch heraus, dass die am Emissionshandel beteiligten Unternehmen krisenbedingt erhebliche Zertifikatsüberhänge hatten, die noch durch die im Wege von CDM-Projekten erworbenen Zertifikate ausgeweitet wurden.

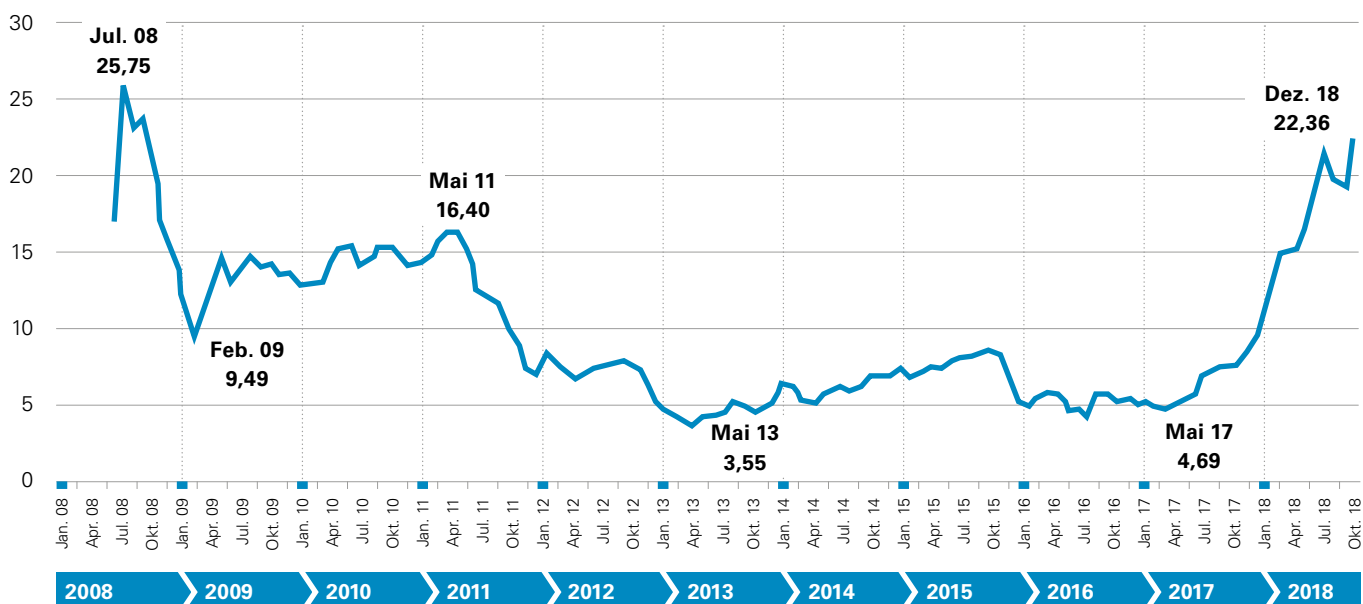
Diese immer offenkundiger werdende Überallokation führte schließlich zu Preisen, die sich seit Anfang 2013 durchweg unterhalb von 5 €/t CO₂ bewegten. Erst im Laufe des Jahres 2014 zeigt sich eine leichte Aufwärtstendenz in Richtung von 7 bis 9 €/t CO₂ bis Ende 2015, die allerdings 2016 wieder gestoppt wurde: In diesem Jahr bewegten sich die Preise wieder zwischen 4 und 6 €/t CO₂ (Abbildung 18). Nachdem auf EU-Ebene auf die hohen Überschussmengen mit

unterschiedlichen mengenregulierenden Maßnahmen reagiert und für die vierte Handelsperiode 2021 bis 2030 eine wirksame Strukturreform des Emissionshandels beschlossen wurde, ist es zu deutlichen Steigerungen der Zertifikatspreise bis auf über 22 €/t CO₂ Ende 2018 gekommen. Von Januar bis Anfang März 2019 beliefen sich die Preise auf 22,20 €/t CO₂.

Abbildung 18

EU Emission Allowances auf dem EEX-Spotmarkt von 2008 bis 2018

Zertifikatspreise in Euro je t CO₂



Quelle: Angaben nach Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Fernwärme- und -kälteversorgung

Im Jahr 2018 haben die Fernwärme-/kälteversorger nach ersten Zahlen 127 Mrd. kWh Nettowärme) erzeugt, weitere 8 Mrd. kWh kamen von sonstigen Wärmeerzeugern. Insgesamt wurden 135 Mrd. kWh ins Wärme-/Kältenetz eingespeist. Verglichen mit dem Jahr 2017 sank die Erzeugung um 2,4 %. Mehr als 83 % der Nettowärmeerzeugung entstammte 2018 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

Der Nettowärmeverbrauch aus den Netzen der Energieversorger betrug nach Abzug von Betriebsverbrauch, Netzverlusten und statistischen Differenzen nach ersten Berechnungen 116 Mrd. kWh (2017: 121 Mrd. kWh). Der – trotz des weiteren Ausbaus der Fernwärmeerzeugung – ermittelte Verbrauchsrückgang gegenüber dem Vorjahr ist auf die warme Witterung ab April zurückzuführen. Aufgrund der gesunkenen Wärmeerzeugung nahm auch der Brennstoffeinsatz in den Heiz- und

Heizkraftwerken der allgemeinen Versorgung insgesamt um rund 4 % von 148 Mrd. kWh im Jahr 2017 auf 142 Mrd. kWh 2018 ab. Der Rückgang betraf alle Energieträger. Erneuerbare Energien deckten knapp 20 % des Brennstoffeinsatzes in den Heiz- und Heizkraftwerken Deutschlands ab.

Nach ersten Schätzungen sank der Wärmeverbrauch der privaten Haushalte und für die Versorgung von Wohngebäuden um 6,5 % auf 48,5 Mrd. kWh. Der Zubau an fernwärmeversorgten Wohnungen konnte den witterungsbedingten Rückgang nur leicht dämpfen. Für 24,9 % der im Berichtsjahr zum Bau genehmigten neuen 305.000 Wohneinheiten ist ein Fernwärmeanschluss vorgesehen. Industrielle Verbraucher nahmen vorwiegend konjunkturbedingt mit 45,5 Mrd. kWh ca. 2,0 % weniger Wärmeenergie ab als noch 2017. Der Wärmeverbrauch sonstiger Abnehmer ging 2018 um 5,4 % auf etwa 22 Mrd. kWh zurück.

Tabelle 14

Bilanz der Wärme-/Kälteversorgungsunternehmen 2015 bis 2018

	2015	2016	2017	2018 ¹⁾	Änderung 2017/2018
	Mrd. kWh				in %
Nettowärmeerzeugung	134,0	138,7	138,3	134,9	-2,4
Netzverluste und Betriebsverbrauch, stat. Differenzen	18,0	17,1	17,0	19,0	-
Abgabe Fernwärme/-kälte an Endabnehmer	116,0	121,5	121,3	115,9	-4,5
Industrie	47,1	47,7	46,4	45,5	-1,8
Private Haushalte einschl. Wohnungsgesellschaften	47,6	51,7	51,9	48,5	-6,5
Sonstige	21,3	22,0	23,1	21,8	-5,4

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

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

4 Hier stets Fernwärme und Fernkälte.

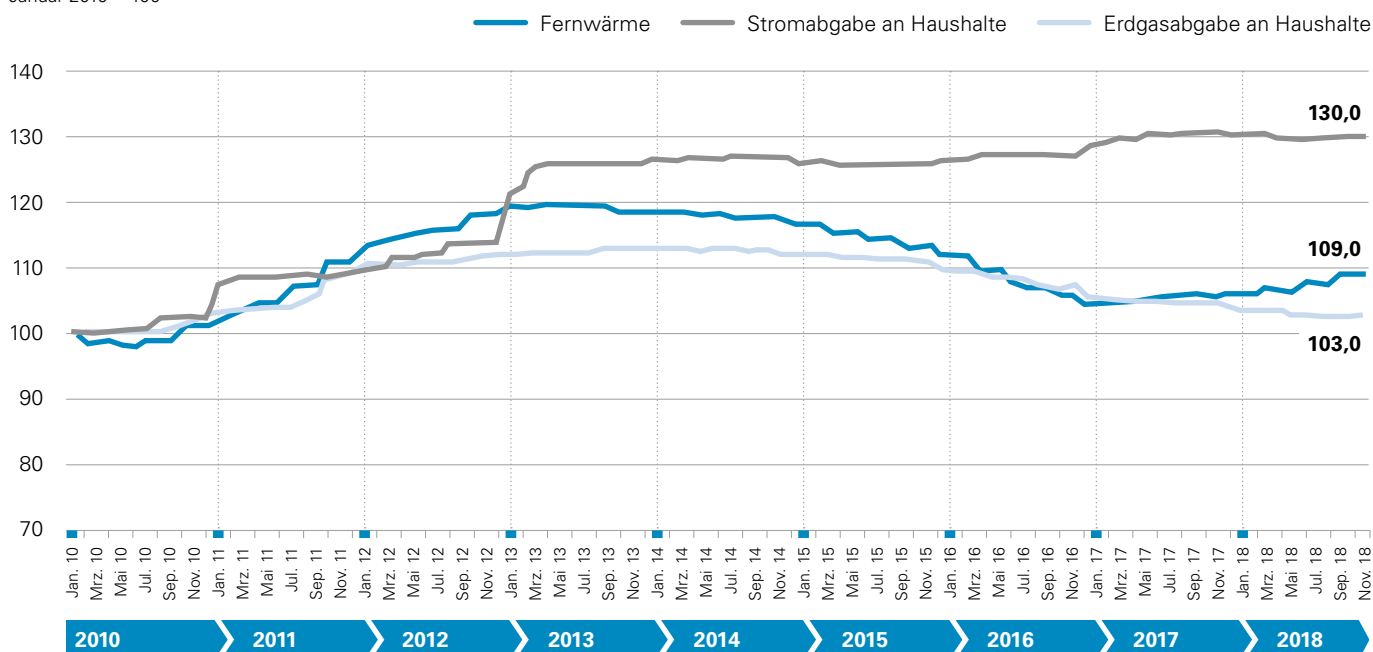
Interessant ist ein Vergleich der Entwicklung der Erzeugerpreise für die Abgabe von Strom, Erdgas und Fernwärme an die Haushalte (Abbildung 19). Dabei zeigt sich zunächst ein mehr oder weniger gleichförmiger Verlauf von Erdgas und Fernwärme, der allerdings seit etwa Mitte 2017 von einer leichten Spreizung mit wieder steigenden Preisen für die Fernwärme auf der einen Seite und tendenziell leicht

sinkenden Preisen beim Erdgas auf der anderen Seite abgelöst wird. Der Erzeugerpreisindex für Strom folgt der Abwärtsentwicklung dieser beiden Energieträger nicht. Nach einem deutlichen Anstieg bis Mitte 2013 zeigt sich eine andauernde Tendenz einer leichten Steigerung bis Mitte 2017 und einer nachfolgenden Stabilisierung bis Ende 2018.

Abbildung 19

Erzeugerpreisindizes für Fernwärme, Strom- und Erdgasabgaben an Haushalte in Deutschland von Januar 2010 bis Dezember 2018

Januar 2010 = 100



Quelle: Statistisches Bundesamt

Erneuerbare Energien⁵

Der Verbrauch erneuerbarer Energieträger hat im Jahr 2018 insgesamt 1.809 PJ (61,7 Mio. t SKE) betragen (vgl. Tabelle 15). Dies ist im Vergleich zum Vorjahr 2017 (1.790 PJ oder 61,1 Mio. t SKE) eine Steigerung um insgesamt 1,1 % oder absolut 19 PJ. Maßgebliche Treiber dieser Entwicklung waren der fortschreitende Leistungsausbau speziell in den Bereichen Photovoltaik und mit Abstrichen auch bei der Windenergie sowie im Wesentlichen die teils extremen Witterungsverhältnisse. Die Zahl der Sonnenstunden im aktuellen Berichtszeitraum erreichte in der Gesamtjahresschau letztmals 2003 ein ähnliches Niveau und lag gut 26 % höher als 2017. Hinzu kamen in einzelnen Monaten sehr gute Windbedingungen an Land und auf See – insbesondere die Monate Januar und Dezember blieben nur knapp hinter dem bisherigen Rekordergebnis Dezember 2017 zurück. Getrübt wurde der positive Trend lediglich durch den kräftigen Rückgang der Energiegewinnung aus Wasserkraft, bedingt durch ein extrem niederschlagsarmes Jahr.

Mit Blick auf die einzelnen Verbrauchssektoren wird deutlich, dass dem Einsatz in Anlagen und Kraftwerken zur Stromerzeugung (einschl. Fernwärme) mit 61,6 % gemessen am Primärenergieverbrauch der erneuerbaren Energien die größte Bedeutung zukommt (2017: 61,4 %). Die Tatsache, dass erneuerbare Energien in hohem Maße dezentral genutzt werden, hat zur Folge, dass 37,2 % des direkten Energieeinsatzes durch den Endverbraucher erfolgen (2017: 37,0 %). In diesem Segment dominieren mit einem Anteil von 65,8 % am gesamten Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien im Wesentlichen Einzelfeuerstätten wie Öfen und Kamine, Solarthermieanlagen oder Wärmepumpen in privaten Haushalten (2017: 66,3 %). Darüber hinaus leisten aber auch BHKW und Mikro-KWK-Anlagen im gewerblichen und industriellen Bereich (2018: 17,3 %) zum Zwecke der Wärmeerzeugung sowie die Beimischungen zum Otto- und Dieselmotorkraftstoff im Verkehrssektor (2018: 17,0 %) ihren Beitrag zur erneuerbaren Energieversorgung.

⁵ Es sei darauf hingewiesen, dass sämtliche Angaben zum Verbrauch der erneuerbaren Energien in Tabelle 15 auf Angaben der AGEE-Stat beruhen. Der Text wurde seitens der AG Energiebilanzen auf der Basis hier verfügbarer Informationen verfasst.

Tabelle 15

Erneuerbare Energien in Deutschland 2017 und 2018 nach Verwendung und Energiequellen

	Wasserkraft		Windenergie (an Land und auf See)				Solarenergie		Geothermie		Biomasse		Abfälle		Summe						
	2017	2018	Änderungen	2017	2018	Änderungen	2017	2018	Änderungen	2017	2018	Änderungen	2017	2018	Änderungen	2017	2018				
	Petajoule	Petajoule	%	Petajoule	Petajoule	%	Petajoule	Petajoule	%	Petajoule	Petajoule	%	Petajoule	Petajoule	%	Petajoule	Petajoule				
Gewinnung im Inland	72,5	59,4	-18,1	380,5	401,7	5,6	170,1	198,2	16,5	55,5	59,7	7,6	973,1	964,1	-0,9	134,7	120,1	-10,8	1.786,4	1.803,2	0,9
Außenhandelsaldo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,2	5,5	71,9	-	-	-	3,2	5,5	71,9
Primärenergieverbrauch	72,5	59,4	-18,1	380,5	401,7	5,6	170,1	198,2	16,5	55,5	59,7	7,6	976,3	969,6	-0,7	134,7	120,1	-10,8	1.789,6	1.808,7	1,1
Einsatz in Kraftwerken (Strom und Wärme)	72,5	59,4	-18,1	380,5	401,7	5,6	141,8	166,2	17,2	7,1	7,5	5,6	380,0	376,4	-0,9	117,4	102,8	-12,4	1.099,4	1.114,0	1,3
Verbrauch bei Umwandlung, Verluste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,3	24,0	-1,3	-	-	-	25,3	24,0	-1,3
Endenergieverbrauch	-	-	-	-	-	-	28,3	32,0	13,2	48,4	52,2	7,8	571,0	568,3	-0,5	17,3	17,3	0,0	665,0	669,8	0,7
Industrie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	98,4	98,4	0,0	17,3	17,3	0,0	115,7	115,7	0,0
Verkehr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108,7	113,6	4,5	-	-	-	108,7	113,6	4,5
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	-	-	-	-	-	-	28,3	32,0	13,2	48,4	52,2	7,8	363,9	356,3	-2,1	-	-	-	440,6	440,5	0,0

Alle Werte für 2018 sind vorläufig.

Quellen: AGEEStat.

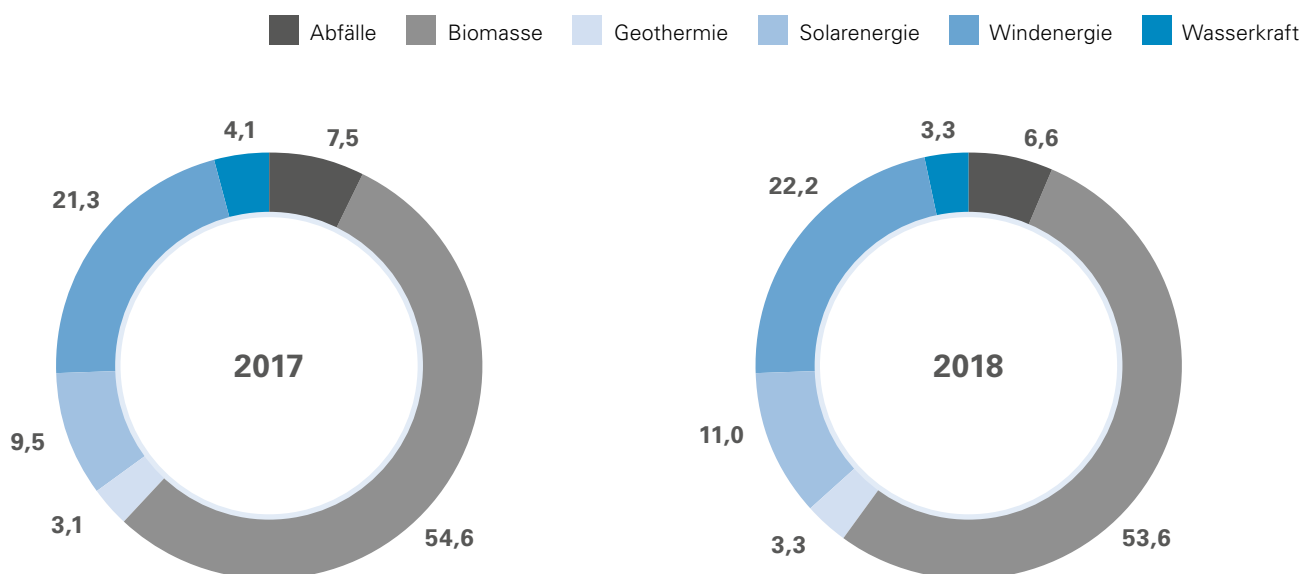
Die Analyse der einzelnen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien macht deutlich, dass der energieträgerspezifische Verbrauch durchaus unterschiedliche Tendenzen zeigte (vgl. Abbildung 20). Die Wasserkraft, 2017 noch mit einem Anteil von 4,1 % am Primärenergieverbrauch erneuerbare Energien beteiligt, rutschte im Jahr 2018 auf 3,3 % ab. Grund für die rückläufige Entwicklung war einer der regenärmsten Zeiträume der vergangenen 15 Jahre nicht nur in Deutschland, sondern auch in Teilen unserer Nachbarländer. Exemplarisch zu nennen sind die Monate Februar bis November, in denen verglichen mit dem langjährigen Mittel durchschnittlich 30 % weniger Regen gefallen ist. Demzufolge gingen in den Sommermonaten die Pegel einiger Flüsse derart stark zurück, dass nicht nur die Binnenschifffahrt, sondern auch der Betrieb von Laufwasserkraftwerken vorübergehend eingestellt werden musste. Wurden insgesamt betrachtet im Jahr 2017 noch 72,5 PJ in Lauf- und Speicherkraftwerken sowie Pumpspeichern mit einem natürlichen Zufluss in das Oberbecken verbraucht und zur Stromerzeugung genutzt, waren es im Jahr 2018 nur noch 59,4 PJ. Demgegenüber verharrte die (theoretisch) verfügbare, installierte elektrische Leistung weiterhin bei aktuell rund 5,7 GW.

Durchaus positiv ist der Verlauf des Windjahrs zu beurteilen. Mit insgesamt 401,7 PJ verzeichnete der Primärenergieverbrauch Windenergie an Land und auf See dank sehr guter Windbedingungen ein weiteres Rekordergebnis und baute mit 22,2 % am PEV der Erneuerbaren seinen zweiten Platz hinter der Biomasse aus. Im Vergleich zu 2017 (380,5 PJ) bedeutet dies einen Zuwachs von 5,6 %. Im internen Vergleich rangieren die Windenergieanlagen an Land (332,1 PJ, +4,8 %) aufgrund ihrer deutlich höheren Anlagenanzahl natürlich weit vor den Windenergieanlagen auf See (69,6 PJ, +9,4 %). Anders als in den vorangegangenen Jahren fiel die Neuinbetriebnahme von Windenergieanlagen an Land aber eher schwach aus. Hierfür gibt es mehrere Gründe: Geplante Anlagen, die bis Ende 2016 genehmigt worden waren, mussten innerhalb einer Übergangsfrist von zwei Jahren errichtet werden, um im Rahmen der gesamten Betriebsdauer noch die gesetzlich verankerte Festvergütung pro eingespeiste Kilowattstunde zu erhalten. Gleichzeitig war diese Festvergütung seit Anfang 2017 einer starken, quartalsweise greifenden Degression unterworfen. Beides führte im Ergebnis dazu, dass aufgrund des Fertigstellungsdrucks die meisten der genehmigten Anlagen im Laufe des Jahres 2017 realisiert und ans Netz angeschlossen wurden. Dies erklärt den Rekordzubau von 5,3 GW im Jahr 2017.

Abbildung 20

Struktur der erneuerbaren Energien in Deutschland 2017 und 2018

Anteile an Primärenergieverbrauch der erneuerbaren Energien insgesamt in %



Quelle: Abbildung auf Basis der Daten der AGEESat.

Hinzu kommt, dass rund 1,3 GW der bis 2016 genehmigten Anlagen auch bis Ende 2018 nicht errichtet worden sind. Es darf vermutet werden, dass diese Anlagen aktuell beklagt werden oder sich die potentiellen Betreiber für die Teilnahme an den Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land entschieden haben. Daher fällt im direkten Vergleich die Neuinbetriebnahme im Jahr 2018 mit rund 2,4 GW eher schwach aus. Im Bereich der Windenergie auf See fällt das Résumé ähnlich aus. Obwohl zahlreiche Fundamente gegründet und der Bau von Anlagen vorangetrieben wurden, konnte in den ersten sechs Monaten 2018 keine einzige neu errichtete Anlage auf See Strom ins Netz einspeisen. Aktuell beträgt der damit allein im zweiten Halbjahr realisierte Zubau 1,0 GW nach knapp 1,3 GW im Vorjahr.

Der Primärenergieverbrauch Solarenergie stieg im Jahr 2018 ausgehend von 170,1 PJ auf aktuell 198,2 PJ an und erreichte einen Anteil von 11,0 % am PEV Erneuerbare. Der kräftige Zuwachs von 16,5 % ist in erster Linie einem überaus ertragreichen Sommer zu verdanken – lediglich im Jahrhundertssommer 2003 wurden ähnliche Werte bei den Sonnenstunden und der Strahlungsintensität gemessen. 166,2 PJ oder 83,8 % entfielen dabei auf die Nutzung der Solarenergie zur Stromerzeugung mit photovoltaischen Zellen, wovon rund 89 % in öffentliche Stromnetze eingespeist sowie etwa 11 % vor Ort erzeugt und direkt verbraucht wurde. Nachdem der Zubau von Photovoltaikanlagen seit dem Jahr 2011 kontinuierlich zurückgegangen war und im Jahr 2015 nur noch bei gut einem Gigawatt lag, ist seit 2016 wieder ein steigender Zubau zu verzeichnen, mit einem deutlichen Peak im Jahr 2018: nach 1,5 GW im Jahr 2016 und 1,7 GW im Jahr 2017 wurden 2018 insgesamt 2,9 GW neue Aufdach- und Freiflächenanlagen installiert. Der Anlagenbestand zum Jahresende 2018 liegt damit bei reichlich 45 GW. Im Unterschied zur Photovoltaik liefern Solarthermiekollektoren Wärme insbesondere zur Raumheizung und Trinkwassererwärmung. Der Beitrag zum Primärenergieverbrauch der erneuerbaren Energien betrug im Jahr 2018 rund 32 PJ, verglichen mit dem Vorjahr bedeutet dies einen Zuwachs von 13,2 %.

Die Geothermie verharrte weiterhin auf niedrigem Niveau, wenngleich im April 2018 eine neue tiefengeothermische Anlage mit 4,0 MW installierter elektrischer Leistung in Bayern den Betrieb aufnehmen konnte. Heizungs- und Brauchwasserwärmepumpen hingegen, deren Gesamtbestand auf nunmehr über 1 Mio. Geräte insbesondere in privaten Haushalten gewachsen ist, erhöhten ihren Anteil auf 52,2 PJ. Dies entspricht einer Steigerung von 7,8 % gegenüber dem Vorjahr. Insgesamt betrug der Beitrag der Geothermie 59,7 PJ (2017: 55,5 PJ), dies entspricht einem niedrigen Anteil von 3,3 % am PEV der erneuerbaren Energien.

Die Biomasse mit aktuell 53,6 % Anteil am Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energien setzt sich aus verschiedenen festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffen zusammen, wobei dem Holz in Form von Scheitholz, Hackschnitzeln, Pellets oder Briketts mit mehr als der Hälfte der Biomasse nach wie vor die größte Bedeutung zukommt. Flüssige Brennstoffe wie Palm- oder Rapsöl sowie Biokraftstoffe wie Biodiesel und Bioethanol spielen eine eher untergeordnete Rolle. Biogas wird meist vor Ort in Biogasanlagen mit angeschlossenen Blockheizkraftwerken eingesetzt oder in speziellen Aufbereitungsanlagen von Verunreinigungen befreit und als Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist. Deponie- und Klärgase hingegen werden ähnlich dem Biogas überwiegend vor Ort energetisch verwertet. Gasförmige Biomassen steuerten damit reichlich ein Drittel zur Biomasse bei. Insgesamt betrachtet geht der Primärenergieverbrauch Biomasse verglichen mit dem Vorjahr (976,3 PJ) leicht auf 969,6 PJ zurück. Der Verbrauch von Biomasse insbesondere in Haushalten verzeichnete aufgrund der warmen Witterung einen Rückgang um 2 %, wohingegen der Absatz bzw. die Beimischung von Biokraftstoffen zu Benzin und Diesel kräftig zulegte (+4,5 %). Der Netto-Leistungszubau bei Biogasanlagen in Höhe von knapp 400 MW im Jahresverlauf diente allerdings fast ausschließlich der Flexibilisierung von Anlagen (nur gut 25 MW entfielen auf Neuanlagen) und ist somit nur bedingt verbrauchsrelevant.

Biogene Abfälle schließlich steuerten 120,1 PJ entsprechend 6,6 % zum Primärenergieverbrauch der erneuerbaren Energien bei.

CO₂-Emissionen

Wie weiter oben ausgeführt, emittierten im Jahr 2018 die Stromerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung nach ersten Berechnungen des BDEW 234,1 Mio. t CO₂. Das waren im Vergleich zu 2017, als die CO₂-Emissionen in diesem Segment 246,6 Mio. t betragen, 12,5 Mio. t CO₂ bzw. 5 % weniger. Da sich Niveau und Struktur der Stromerzeugung in den Anlagen der Betriebe des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes von 2017 auf 2018 nur wenig in Richtung Emissionsfreiheit verändert haben, ist für den Strombereich insgesamt größenordnungsmäßig mit den vom BDEW genannten Werten zu rechnen.

Legt man für eine erste Einschätzung der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen die Reduktion der Ursprungswerte des Primärenergieverbrauchs zugrunde (2018/2017: -3,5 %), so ist angesichts der zudem leicht gesunkenen Emissionsintensität des Primärenergieverbrauchs mit einem noch stärkeren Rückgang des Emissionsniveaus zu rechnen. Die dazu angestellten überschlägigen Rechnungen kommen zu dem Ergebnis, dass sich die energiebedingten CO₂-Emissionen um etwa 34 Mio. t CO₂ vermindert haben könnten.

Geht man für den Stromsektor von der oben genannten Emissionsreduktion aus, so müssten in den anderen Sektoren noch rund 21 Mio. t CO₂ weniger emittiert worden sein. Eine Emissionsminderung ist wohl erstmals seit 2009 wieder im Verkehrsbereich aufgetreten, wenn man den Rückgang des Verbrauchs von Otto- und Dieselkraftstoffen berücksichtigt. Dies könnte eine Emissionsminderung von insgesamt rund 5 Mio. t CO₂ bedeuten. Weitere Emissionsminderungen dürften auch aufgrund des stark rückläufigen Verbrauchs von leichtem Heizöl in den übrigen Endenergiesektoren zu verzeichnen sein; überschlägig könnte es sich dort um eine Reduktion um größenordnungsmäßig rund 8 Mio. t CO₂ handeln. Der Rückgang im Verbrauch anderer Mineralölprodukte (z.B. schweres Heizöl und Flüssiggas) könnte eine Emissionsminderung von weiteren 6 Mio. t bewirkt haben. Außerdem dürften

in der Wärmeversorgung mit Erdgas die Emissionen angesichts der geschätzten Veränderungen des Erdgasverbrauchs im Jahr 2018 um annähernd 2 Mio. t CO₂ gegenüber 2017 gesunken sein. Insgesamt erscheinen somit außerhalb des Stromsektors Emissionsminderungen von 21 Mio. t CO₂ als plausibel darstellbar.

Unabhängig von der sektoralen Emissionsentwicklung ist festzustellen, dass die Emissionen in Deutschland insgesamt 2018 zwar einen deutlichen Rückgang erfahren haben, von dem Ziel einer 40-prozentigen Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020 gegenüber 1990 weiterhin weit entfernt bleiben. Um das Ziel für 2020, also 753 Mio. t CO₂-Äquiv., noch zu erreichen, müssten die Emissionen im laufenden Jahr 2019 und im Jahr 2020 jeweils um 55 Mio. t CO₂-Äquiv. reduziert werden. Diese – zugegeben – etwas vereinfachende Rechnung dokumentiert die eminente Herausforderung, die sich bis 2020 noch an die zur Zielerreichung notwendigen Reduktionsmaßnahmen richtet. Aus heutiger Sicht bestehen dazu keine Realisationschancen. Es muss jetzt also vornehmlich darauf ankommen die Ziellücke für 2020 soweit wie möglich zu schließen und alle Anstrengungen darauf zu richten, die Ziele für 2030 gesichert zu erreichen.

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

Fazit

Der Energieverbrauch in Deutschland ist 2018 nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen um 3,5 % gesunken. Damit fiel der Energieverbrauch in Deutschland auf den niedrigsten Stand seit Anfang der 1970er Jahre. Für den geringeren Energieverbrauch sind vor allem die gestiegenen Energiepreise, die milde Witterung sowie Verbesserungen bei der Energieeffizienz verantwortlich. Die typischerweise verbrauchssteigernde Wirkung der Faktoren Konjunktur und Bevölkerung traten angesichts der abgeschwächten wirtschaftlichen Entwicklung und des nur moderaten Bevölkerungszuwachses dagegen 2018 in den Hintergrund. Ohne den verbrauchssenkenden Einfluss der milden Witterung hätte der Verbrauch um 2,4 % unter dem Niveau des Vorjahres gelegen.

Gemessen an den Ursprungswerten hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität im Jahr 2018 nahezu sprunghaft erhöht. Mit einer Rate von 5,2 % hat sie sich im Vergleich zum Vorjahr (+2,5 %) mehr als verdoppelt. Auch temperaturbereinigt bewegte sie sich mit 4,0 % im Jahr 2018 noch immer deutlich über dem langjährigen Durchschnitt von 2,0 %.

Mit Ausnahme der erneuerbaren Energien (+1,1 %) nahm der Verbrauch aller übrigen Energieträger mehr oder weniger kräftig ab. So sank der Verbrauch von Steinkohlen um 11,2%, von Mineralöl um 5,0 % und von Braunkohle um 2,9 %, gefolgt vom Erdgas mit einem Minus von 1,6 %. Die nukleare Stromerzeugung nahm mit 0,4 % leicht ab.

Mit einem Anteil am Primärenergieverbrauch von 34,3 % blieb das Mineralöl nach wie vor der wichtigste Energieträger, gefolgt vom Erdgas, das seinen Anteil auf 23,7 % steigern konnte. An dritter Stelle rangierten die erneuerbaren Energieträger mit einem Anteil von inzwischen 14,0 % – vor der Braunkohle mit 11,3 % und der Steinkohle mit 10,0 %. Der Anteil von Kernenergie stieg 2018 leicht auf 6,4 %.

Ebenso wie der Primärenergieverbrauch ging auch der Bruttostromverbrauch im Jahr 2018 zurück; allerdings fiel der Rückgang mit 0,7 % auf rund 595 Mrd. kWh deutlich schwächer aus. Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität verbesserte sich 2018 gegenüber dem Vorjahr um 2,1 % und fiel damit um reichlich 70 % höher aus als im Mittel der Jahre von 1990 bis 2017 mit 1,2 %.

Gemessen am Erzeugerpreisindex haben sich die Strompreise im Jahr 2018 je nach Abnehmergruppe unterschiedlich entwickelt: Während sie bei den Haushalten mit einem Plus von 0,1 % praktisch unverändert blieben, sind sie bei den gewerblichen Abnehmern sogar leicht um 0,5 % gesunken. Bei den Sondervertragskunden auf der Niederspannungsebene legten sie um 1,4 % zu. Wesentlich stärker fiel demgegenüber der Preisanstieg mit 9,6 % bei Sondervertragskunden auf der Hochspannungsebene aus. Besonders kräftig war die Preiserhöhung an der Börse: Hier waren die Großhandelspreise für Strom im Jahr 2018 um 28,6 % höher als im Vorjahr. Im Vergleich zum bisherigen Höchststand im Jahr 2008 notierte der Börsenstrompreis um 39,3 % niedriger.

Die den deutschen Rohölimportpreis bestimmenden internationalen Ölpreise und der €/US-\$-Devisenkurs entwickelten sich auch 2018 mit erheblichen kurzfristigen Schwankungen. Einem zwischenzeitlichen Tiefpunkt Mitte 2017 mit einem Preis von 46,37 US-\$/bbl folgte ein länger andauernder Anstieg bis auf rund 81 US-\$/bbl im Oktober 2018. Zum Jahresende 2018 ging der Preis wieder auf etwa 65 US-\$/bbl zurück. Weitgehend parallel hierzu, aber auch beeinflusst von den stark schwankenden Wechselkursen, veränderten sich die deutschen Rohölimportpreise.

Im Ergebnis stiegen die deutschen Rohölimportpreise im Jahresdurchschnitt von 358 €/t 2017 um 26,3 % auf 452 €/t im Jahr 2018. Allerdings fielen sie Ende 2018 wieder auf ein Niveau von 382 €/t, – 7,6 % weniger als im Dezember 2017.

Bei um gut 6 % niedrigeren Rohölimportmengen nahmen die Kosten für die Rohölimporte um 18,6 % von 32,5 Mrd. € auf 34,5 Mrd. € zu.

Die Preise für Ölprodukte in Deutschland folgten weitgehend den Veränderungen der Rohölkosten und den internationalen Produktnotierungen, allerdings mit unterschiedlichen Raten. Im Jahresverlauf 2018 kam es beim Superbenzin, beim Dieselkraftstoff und beim leichten Heizöl zumindest bis zum November zu einer kräftigen Preisanhebung, und zwar von November 2017 zu November 2018 um 40,7 % beim leichten Heizöl, um 22,4 % beim Diesel und um 13,2 % bei Superbenzin. Über das Jahr gerechnet, waren die Preise 2018 für leichtes Heizöl um 21,7 %, für Diesel um 11,5 % und für Superbenzin um 6,7 % höher als 2017. Gemessen am Erzeugerpreis-Index waren Mineralölzeugnisse insgesamt in Deutschland im Jahresdurchschnitt 2018 um 11,2 % teurer als 2017.

Im Jahr 2018 haben die Importpreise für Erdgas deutlich angezogen. Im Jahresdurchschnitt wurden 1,92 ct/kWh fällig, das entspricht einem Anstieg gegenüber 2017 um 12,7 %. Gemessen an den Erzeugerpreisindizes stieg parallel zu den Erdgasimportpreisen das Preisniveau für Erdgas an der Börse um 29 %, die Abgabepreise an Kraftwerke stiegen um 13 %. Für große industrielle Abnehmer erhöhten sich die Preise aufgrund der kurzfristigeren Beschaffung um 12 % gegenüber dem Vorjahr, für kleine industrielle Gasverbraucher waren es 6 % mehr. Die Gaspreise für die Bereiche Gewerbe, Handel, Dienstleistungen blieben nahezu unverändert und sanken für private Haushalte um knapp 2 %.

Für die Elektrizitätswirtschaft, aber auch für die emissionshandelspflichtigen Anlagen in anderen Sektoren ist die Entwicklung der Zertifikatspreise für CO₂, die sich im Rahmen des europäischen Emissionshandels bilden, in der jüngsten Zeit nach einer langen Phase niedriger Zertifikatspreise wieder von zunehmender Bedeutung. Bewegten sich die Zertifikatspreise noch 2017 nur zwischen 5,23 und 7,54 €/t CO₂, so stiegen die Preise 2018 von 8,34 €/t CO₂ im Januar auf 15,15 €/t CO₂ im

Juni bis auf schließlich 22,36 €/t CO₂ im Dezember. Auf diese Entwicklung hat auch die EU mit einigen mengenregulierenden Maßnahmen und mit der für die vierte Handelsperiode 2021 bis 2030 beschlossenen Strukturreform des Emissionshandels reagiert.

Mit Blick auf die von der Bundesregierung verfolgten Ziele im Energiekonzept signalisieren die ersten energiebezogenen Daten für 2018 ein gemischtes Bild. So bestehen schon keine Zweifel mehr daran – und die Bundesregierung hat dies längst eingeräumt –, dass das Ziel, den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 % im Vergleich zu 2008 zu senken verfehlt wird. Hierzu würden die von der Bundesregierung inzwischen ergriffenen Maßnahmen in der verbleibenden kurzen Zeit ohnehin nicht ausreichen.

Entsprechende Überlegungen gelten für den Stromverbrauch, der bis 2020 gegenüber 2008 um 10 % verringert werden soll. Auch hier lässt sich die Notwendigkeit zusätzlicher Anstrengungen erkennen. Im Jahr 2018 war der Stromverbrauch nur um 3,9 % bzw. im Jahresdurchschnitt nur um 0,4 % im Vergleich zu 2008 gesunken. Um das Ziel für 2020 noch zu erreichen, müsste der Stromverbrauch gegenüber 2018 insgesamt noch um 6,4 % bzw. jahresdurchschnittlich um 3,2 % vermindert werden. Bei einer Bewertung des Stromziels sollte jedoch bedacht werden, dass gerade wegen der großen Bedeutung der erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung auch neue, regenerativ basierte Stromwendungen nicht zuletzt im Zusammenhang mit der angestrebten Sektorkopplung vordringen und so den Stromverbrauch stimulieren werden. Insoweit könnte eine Umdeutung des Stromziels in Richtung eines „konventionellen“ Stromverbrauchs sinnvoll sein.

Nicht zuletzt auch im Nachgang der auf den Klimaschutzkonferenzen in Paris 2015 und Kattowitz 2018 getroffenen Verabredungen und der Erkenntnisse aus dem jüngsten IPCC-Sonderbericht spielen die von Deutschland verfolgten Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 55 % gegenüber 1990 zu mindern, eine wichtige Rolle. Folgt man den oben angestellten Überlegungen, könnten die

Treibhausgasemissionen 2018 auf Basis der Ursprungswerte um etwa 31 % niedriger sein als 1990. Um die 55%-Minderung bis 2030 zu schaffen, müssten die Treibhausgasemissionen bis dahin in den 12 Jahren im Vergleich zu 2018 noch um rund 34 % bzw. um 300 Mio. t CO₂-Äquiv. insgesamt oder 25 Mio. t CO₂-Äquiv. jährlich reduziert werden. Im Vergleich dazu wurde in den vergangenen 12 Jahren von 2006 bis 2018 eine Emissionsminderung von lediglich 128 Mio. t CO₂-Äquiv. insgesamt oder im Mittel 11 t CO₂-Äquiv. pro Jahr erzielt. Im Durchschnitt müssen die Emissionen in den kommenden 12 Jahren also in jedem Jahr bis 2030 um das 2,4-fach stärker reduziert werden als in den vergangenen 12 Jahren.

Dazu wird eine grundlegende Neuorientierung der Energie- und Klimaschutzpolitik unabdingbar sein. Für den Energiesektor hat die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung wichtige Empfehlungen abgegeben, die nicht nur die stufenweise Stilllegung von Kohlekraftwerken sondern auch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung bis auf den von der Bundesregierung vorgegebenen Anteil von 65 % bezogen auf den Stromverbrauch im Jahr 2030 beinhalten. Für den Stromsektor mag dies ausreichend sein, für die Erreichung des Gesamtzieles sind allerdings noch erhebliche Anstrengungen zur Verbesserung der sektoralen Energieeffizienz und zur Energieverbrauchsreduzierung insbesondere in den Bereichen Verkehr und Gebäude unverzichtbar. Hier fehlt es nach wie vor an den dazu notwendigen Maßnahmen.