

Leicht steigender Energieverbrauch im Jahr 2017

Inhalt

Leicht steigender Energieverbrauch im Jahr 2017	2
Primärenergieverbrauch insgesamt	4
Primärenergiegewinnung in Deutschland	11
Mineralöl	12
Erdgas	16
Steinkohle	20
Braunkohle	24
Elektrizitätswirtschaft	27
Fernwärme- und -kälteversorgung	36
Erneuerbare Energien	38
CO ₂ -Emissionen	41
Fazit	42

Stand: Februar 2018

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

Leicht steigender Energieverbrauch im Jahr 2017

Der Energieverbrauch in Deutschland erreichte 2017 nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AG Energiebilanzen) eine Höhe von 13.550 Petajoule (PJ) oder 462,3 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE). Das entspricht einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um 0,9 %.

Der Zuwachs hat mehrere Ursachen: Dazu trugen vor allem das starke gesamtwirtschaftliche Wachstum (preisbereinigt +2,2 %), der kräftige Anstieg im produzierenden Gewerbe (+2,7 %) sowie die – gegenüber dem Vorjahr allerdings abgeschwächte – Bevölkerungszunahme (+0,33 Mio. Menschen) bei. Der Temperatureinfluss spielte dagegen kaum eine Rolle; gemessen an den Gradtagzahlen war 2017 im Durchschnitt nur wenig wärmer als 2016, so dass der Heizenergiebedarf eher etwas geringer war. In ähnlicher Richtung wirkte die Tatsache, dass 2017 gegenüber dem Schaltjahr 2016 einen „Energieverbrauchstag“ weniger aufwies. Bereinigt um den Witterungseffekt und den Schaltjahreffekt dürfte der Zuwachs des Energieverbrauchs im vergangenen Jahr schätzungsweise reichlich ein Prozent betragen haben.

Gemessen an den Ursprungswerten hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität im Jahr 2017 im Vergleich zum Vorjahr fast verdoppelt (1,3 % versus 0,7 %). Sie bewegt sich damit aber, ebenso wie der temperaturbereinigte Wert (mit 1,2 %), noch immer deutlich unter dem langjährigen Durchschnitt von 1,8 %.

Der Verbrauch der einzelnen Energieträger entwickelte sich im Jahr 2017 sehr unterschiedlich. Bei den erneuerbaren Energien, Erdgas und Mineralöl war ein teilweise deutlicher Zuwachs im Vergleich zum Vorjahr zu verzeichnen: Erneuerbare Energien +6,1 %, Erdgas +6,2 %, Mineralöl +2,7 %. Der Verbrauch von Braunkohle und sonstigen Energieträgern blieb mit -0,6 % bzw. -0,8 % nahezu stabil. Die Nutzung von Kernenergie und Steinkohle war mit -9,8 % bzw. -11,3 % stark rückläufig.

Mit einem Anteil am Primärenergieverbrauch von knapp 35 % blieb das Mineralöl nach wie vor der wichtigste Energieträger, gefolgt vom Erdgas, das seinen Anteil auf nahezu 24 % steigern konnte. An dritter Stelle rangierten die erneuerbaren Energieträger mit einem Anteil von inzwischen gut 13 % – vor der Braun- und Steinkohle mit jeweils rund 11 %. Der Anteil von Kernenergie sank 2017 auf etwa 6 %.

Die Veränderungen bei den erneuerbaren Energien verliefen auch 2017 sehr unterschiedlich: Während die Windenergie vor allem aufgrund der sehr günstigen Windverhältnisse um rund ein Drittel zulegen konnte, stieg die Nutzung der Geothermie um 7,7 % sowie der Solarenergie um 4,7 %. Der Einsatz der Wasserkraft war im Jahre 2017 niedriger als im Vorjahr. Dagegen blieb die energetische Verwertung von (biogenen) Abfällen unverändert.

Ebenso wie der Primärenergieverbrauch nahm der Bruttostromverbrauch im Jahr 2017 erneut zu: Mit rund 600 Mrd. kWh fiel der Zuwachs mit 0,5 % allerdings etwas geringer aus. Dabei wurde der bisherige Höchstwert von etwa 622 Mrd. kWh im Jahr 2007 um 3,6 % unterschritten. Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität, die sich in den Jahren von 1990 bis 2016 im jährlichen Mittel um 1,2 % erhöht hatte, verbesserte sich 2017 mit 1,7 % erheblich.

Die Bruttostromerzeugung wuchs 2017 mit 0,6 % auf rund 655 Mrd. kWh nur wenig stärker als der Bruttostromverbrauch. Spürbar geändert hat sich dagegen die Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern: Während sich die Stromerzeugung auf Basis von Steinkohle (-17,5 %), Kernenergie (-9,8 %) und Braunkohle (-1,4 %) verminderten, kam es bei den erneuerbaren Energieträgern zu einem kräftigen Plus von 15 %. Erneut zunehmen konnte auch das Erdgas mit einem Zuwachs von 6,4 %. Die erneuerbaren Energien weiteten mit einer Erzeugung von insgesamt 218 Mrd. kWh ihre Spitzenposition mit einem

Erzeugungsanteil von einem Drittel vor der Braunkohle (22,5 %), der Steinkohle (14,1%), dem Erdgas (13,2 %) und der Kernenergie (11,7 %) noch deutlich aus.

Bei weitgehend ähnlichen Steigerungsraten von Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch erhöhten sich die Überschüsse beim Stromaustausch mit dem Ausland¹ auf rund 55 Mrd. kWh (2016: 53,7 Mrd. kWh). Besonders hohe Exportüberschüsse waren im Austausch mit der Schweiz (17,7 Mrd. kWh), Österreich (15,4 Mrd. kWh) und den Niederlanden (13,8 Mrd. kWh) zu verzeichnen; deutlich dahinter rangierte Luxemburg mit Exportüberschüssen in der Größenordnung von 4 bis 5 Mrd. kWh. Überschüsse bei den Stromflüssen aus dem Ausland konzentrieren sich traditionell auf Frankreich, wobei sich der Einfuhrüberschuss von 5,6 Mrd. kWh 2016 auf rund 4 Mrd. kWh im Jahr 2017 abermals deutlich verringerte. Der Austausch mit den übrigen Ländern bewegte sich demgegenüber auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau.

Eine umfassende Ermittlung der Entwicklung der Treibhausgasemissionen insgesamt im Jahr 2017 ist gegenwärtig noch nicht möglich. Es kann aber eine grobe Abschätzung der energiebedingten CO₂-Emissionen auf Grundlage der Veränderungen des Primärenergieverbrauchs nach emissionshaltigen und emissionsfreien Energieträgern vorgenommen werden.

Da sich die Struktur des Energieverbrauchs und vor allem bei der Stromerzeugung weiter zugunsten der emissionsfreien erneuerbaren Energien und des emissionsarmen Erdgases verschoben hat, dürften die energiebedingten CO₂-Emissionen allenfalls geringfügig gestiegen sein. Unter der Annahme, dass sich bei den prozessbedingten CO₂-Emissionen angesichts des starken industriellen Produktionswachstums wie bei den übrigen Treibhausgasemissionen keine grundlegend andere Entwicklung vollzogen hat, dürfte Deutschland damit abermals den angestrebten Pfad rückläufiger Emissionen verfehlt haben. Dabei zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen dem Energiesektor und den übrigen Bereichen. Während im Energiesektor die Emissionen schon das vierte Jahr in Folge rückläufig sind, bleiben die Endenergiesektoren – allen voran der Verkehr – weit hinter den Zielen zurück. Unterstellt man für den Zielpfad vereinfachend einen weitgehend linearen Verlauf, so wäre im Jahr 2017 zur Erreichung des nationalen Ziels einer Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % im Vergleich zu 1990 bezogen auf die Emissionswerte im Jahr 2016 bis 2020 eine Minderung um rund 40 Mio. t bzw. 4,7 % pro Jahr erforderlich gewesen. Statt einer solchen Minderung ist es 2017 eher wieder zu einer – wenn auch geringen – Steigerung gekommen.

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 2017 insgesamt 13.550 PJ oder 462,3 Mio. t SKE; gegenüber dem Vorjahr nahm er damit um 0,9 % bzw. um 122 PJ/4,1 Mio. t SKE zu (Tabelle 1).

Tabelle 1

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2016 und 2017 ¹⁾

Energieträger	2016	2017	2016	2017	Veränderungen 2017 geg. 2016			Anteile in %	
	Petajoule (PJ)	Petajoule (PJ)	Mio. t SKE	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	%	2016	2017
Mineralöl	4.550	4.675	155,3	159,5	125	4,2	2,7	33,9	34,5
Erdgas	3.042	3.231	103,8	110,2	189	6,4	6,2	22,7	23,8
Steinkohle	1.662	1.474	56,7	50,3	-188	-6,4	-11,3	12,4	10,9
Braunkohle	1.519	1.510	51,8	51,5	-9	-0,3	-0,6	11,3	11,1
Kernenergie	923	833	31,5	28,4	-91	-3,1	-9,8	6,9	6,1
Erneuerbare Energien	1.678	1.780	57,2	60,7	102	3,5	6,1	12,5	13,1
Stromaustauschsaldo	-193	-198	-6,6	-6,7	-4	-0,2	-	-1,4	-1,5
Sonstige	247	245	8,4	8,4	-2	-0,1	-0,8	1,8	1,8
Insgesamt	13.428	13.550	458,1	462,3	122	4,1	0,9	100,0	100,0

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

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.

Zum Anstieg trugen vor allem die günstige wirtschaftliche Entwicklung (siehe weiter unten) sowie die – gegenüber den beiden Vorjahren allerdings deutlich abgeschwächte – Bevölkerungszunahme (+0,33 Mio. Menschen) bei. Der Temperatureinfluss spielte dagegen kaum eine Rolle; gemessen an den Gradtagzahlen war 2017 im Durchschnitt geringfügig wärmer als 2016, so dass der Heizenergiebedarf eher etwas geringer ausfiel. Einen gewissen temperaturbedingt steigernden Einfluss auf den Heizenergiebedarf dürften aber die Monate Januar und September gehabt haben, die 2017 deutlich kühler waren als im Vorjahr (vgl. Abbildung 1).

Berücksichtigt man nur den Einfluss der niedrigen Temperaturen auf die Veränderungen des Primärenergieverbrauchs und unterstellt dabei Temperaturen wie im langjährigen Mittel, wäre der Primärenergieverbrauch unter sonst unveränderten Bedingungen

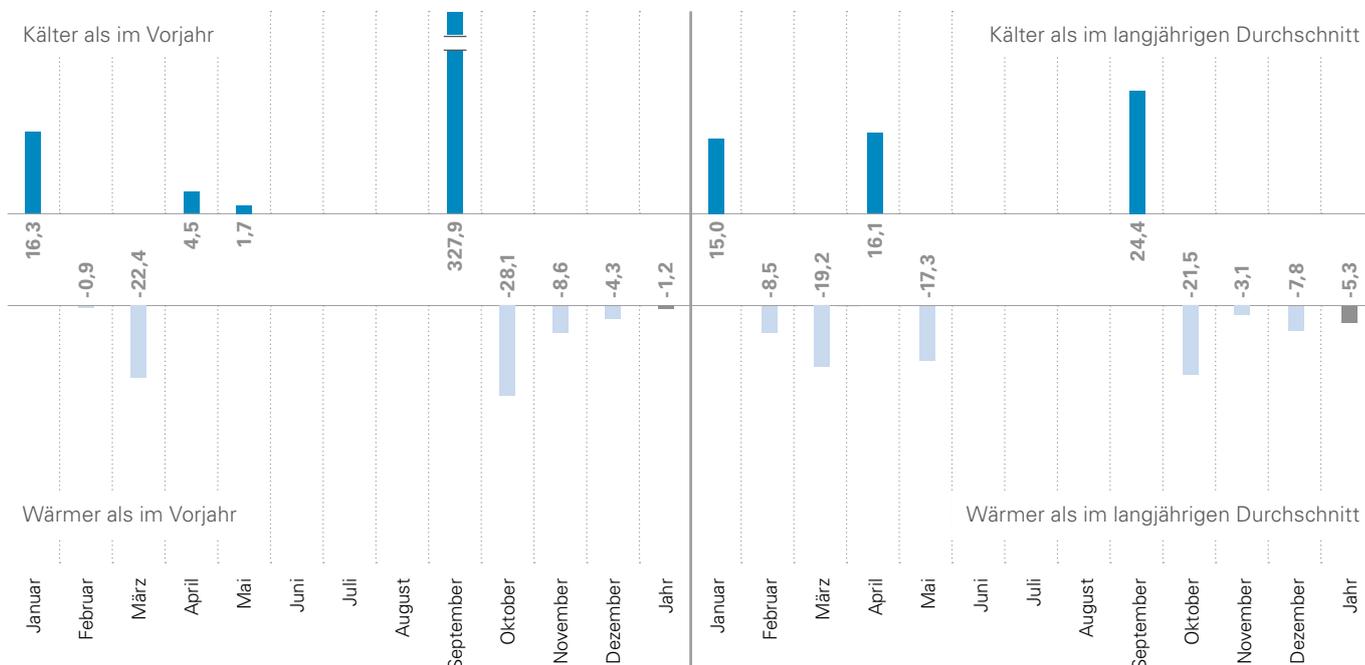
mit rund einem Prozent kaum stärker gestiegen. Dabei wirkte sich der Temperatureffekt bei den einzelnen Energieträgern unterschiedlich aus. Aber auch bei den Energieträgern mit vergleichsweise hohem Heizenergieanteil (wie Erdgas) halten sich die Effekte in sehr engen Grenzen; bei einigen Primärenergieträgern wie bei den Stein- und Braunkohlen sowie bei der Kernenergie gibt es praktisch keine Unterschiede.

Bei einer Bewertung der Verbrauchsentwicklung ist zusätzlich die Tatsache zu berücksichtigen, dass 2017 gegenüber dem Schaltjahr 2016 einen „Energieverbrauchstag“ weniger aufwies. Bereinigt um den Witterungseffekt und den Schaltjahreffekt dürfte der Zuwachs des Energieverbrauchs im vergangenen Jahr schätzungsweise im Ergebnis reichlich ein Prozent betragen haben.

Abbildung 1

Monatliche Gradtagzahlen in Deutschland 2017 (16 Messstationen)

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



Quelle: Deutscher Wetterdienst

Eine wesentliche Ursache für den Verbrauchsanstieg war die starke gesamtwirtschaftliche und sektorale Entwicklung, wie die Abbildung 2 anhand der jährlichen Veränderungsdaten der Produktionsindizes von 2015 bis 2017 für 12 wichtige Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes zeigt:

- So ist das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2017 im Vergleich zum Vorjahr um 2,2 % gestiegen, wobei die Produktion im produzierenden Gewerbe insgesamt mit einem Plus von 2,7 % und im verarbeitenden Gewerbe sogar mit 3,0 % noch ein deutlich kräftigeres Wachstum aufwies. Das gilt auch für die Herstellung von DV-Geräten (+6,9 %), Metallerezeugnissen (+4,7 %), elektrischen Ausrüstungen (+4,2 %) sowie die Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren (+3,5 %). Aber auch der Maschinen- und Fahrzeugbau steigerten ihre Produktion mit jeweils 2,9 % kräftig; bei der Metallherstellung/-bearbeitung nahm die Produktion 2017 um 2,3 % zu.

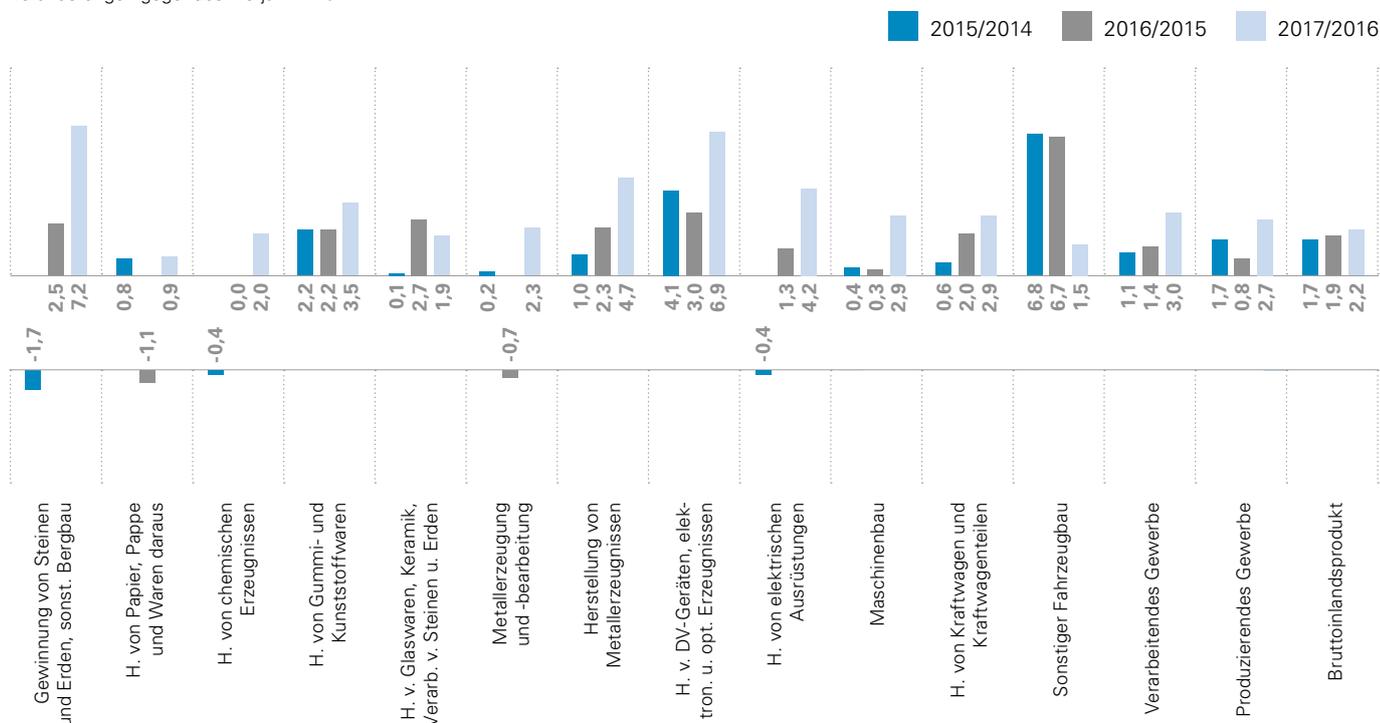
- Im Unterschied zu diesen Wachstumsbereichen gab es nur in sehr wenigen Branchen Produktionsrückgänge. Dazu zählten innerhalb des Energiesektors vor allem die Gewinnung von Erdöl und Erdgas (-5,9 %), die Erbringung von Dienstleistungen für den Bergbau und die Gewinnung von Steinen und Erden (-5,7 %) sowie der Kohlenbergbau (-2,9 %), aber auch einige Bereiche in der Nahrungs- und Genussmittelindustrie und bei der Herstellung von Bekleidung. Innerhalb des verarbeitenden Gewerbes gab es deutliche Produktionseinbußen beim Schiff- und Bootsbau (-8,2 %), beim Schienenfahrzeugbau (-4,7 %) sowie bei der Herstellung von Schmuck u. ä. (-2,9 %) und von Musikinstrumenten (-2,2 %).

Insgesamt zeigten sich damit positive Produktionsentwicklungen eher bei den zugleich energieverbrauchsstarken Wirtschaftszweigen, während die negativen Entwicklungen vorwiegend Wirtschaftszweige mit insgesamt geringerer gesamt- und energiewirtschaftlicher Bedeutung betrafen.

Abbildung 2

Produktionsindex im verarbeitenden Gewerbe in Deutschland von 2015 bis 2017

Veränderungen gegenüber Vorjahr in %



Quelle: Statistisches Bundesamt

Ein kurzer Exkurs zum Problem der Lagerbestandsveränderungen:

Bei einer Bewertung der Veränderungen des Primärenergieverbrauchs wie speziell des Mineralölverbrauchs ist zu berücksichtigen, dass die Ursprungswerte für die lagerfähigen Brennstoffe (Kohlen und Mineralölprodukte) nur Absatzzahlen enthalten. Der tatsächliche Verbrauch kann deshalb um die jeweiligen Veränderungen der Lagerbestandshaltung 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 betrifft dies 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. Da diese Befragungen nicht mehr zur Verfügung stehen, muss hier auf eine eigene Schätzung der Lagerbestandsveränderungen verzichtet werden. Wegen der vergleichsweise sehr hohen Unsicherheiten bei der Berücksichtigung des Lagerbestandseffektes wird bei den weiteren Darlegungen nur auf die temperaturbereinigten Werte Bezug genommen.

Die energiepolitischen Beschlüsse der Bundesregierung zur fortgesetzten Förderung der erneuerbaren Energien und zum Ausstieg aus der Kernenergie schlagen sich auch 2017 in den Veränderungen der Struktur des Primärenergieverbrauchs nieder. Wichtigster Energieträger blieb auch 2017 das Mineralöl mit einem Anteil von 34,5 %, gefolgt vom Erdgas mit einem auf 23,8 % gestiegenen Anteil (2016: 22,7 %). Deutlich gesunken ist dagegen der Anteil der Steinkohle (von 12,4 % auf 10,9 %). Damit rangierte die Steinkohle 2017 nur an fünfter Stelle aller Energieträger noch hinter der Braunkohle, deren Anteil nur leicht von 11,3 % auf 11,1 % fiel. Die Kernenergie war 2017 lediglich noch mit 6,1 % am Primärenergieverbrauch beteiligt – gegenüber 6,9 % im Vorjahr. Im Unterschied dazu konnten die erneuerbaren Energien abermals ihren Anteil deutlich vergrößern, und zwar von 12,5 % auf 13,1 %. Damit festigten sie ihre dritte Position im Energieträger ranking. Die sonstigen Energieträger trugen wie im Vorjahr weniger als 2 % zur Deckung der Energienachfrage bei.

Der hohe Überschuss bei den Stromflüssen in das Ausland wirkte sich in beiden Jahren verbrauchsmindernd (um den Anteil von 1,4 bzw. 1,5 Prozentpunkten) auf den Primärenergieverbrauch aus. Insgesamt ist gerade auch unter Klimaschutzpolitischen Aspekten festzustellen, dass bei allen Wandlungen der Energieträgerstruktur der Anteil der fossilen Energieträger noch immer bei rund 80 % liegt.

Bei einem Zuwachs der gesamtwirtschaftlichen Leistung um 2,2 % hat sich die Primärenergieproduktivität der deutschen Volkswirtschaft, gemessen an den Ursprungswerten (aber auch an den temperaturbereinigten Werten), zwar um 1,3 % bzw. um 1,2 % verbessert, doch blieb dies erneut unter dem langfristigen Trend von 1,9 % (1990 bis 2016). Unabhängig davon lässt sich aber feststellen, dass sich die Entkopplung zwischen gesamtwirtschaftlicher Entwicklung und Energieverbrauch 2017 weiter, wenn auch abgeschwächt, fortgesetzt hat (Tabelle 2 und Abbildung 3).

Tabelle 2

Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2017

	Einheit	1990 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2016 ²⁾	2017 ²⁾	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %			
									2016 bis 2017	1990 bis 2000	2000 bis 2017	1990 bis 2017
Brutto-Inlandsprodukt (preisbereinigt, 2010 = 100)	Verkettete Volumenangaben in Mrd. Euro	1.959,1	2.358,7	2.426,5	2.580,1	2.800,9	2.855,4	2.919,1	2,2	1,9	1,3	1,5
Bevölkerung ³⁾	1.000	79,5	81,5	81,3	80,3	81,7	82,3	82,7	0,4	0,2	0,1	0,1
Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	Petajoule	14.905	14.401	14.558	14.217	13.262	13.428	13.550	0,9	-0,3	-0,4	-0,4
Primärenergieverbrauch (temperaturbereinigt)	Petajoule	15.043	14.666	14.509	13.827	13.406	13.540	13.674	1,0	-0,3	-0,4	-0,4
Bruttostromverbrauch	Mrd. kWh	550,7	579,6	614,7	615,8	596,3	596,9	599,8	0,5	0,5	0,2	0,3
Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	131,4	163,8	166,7	181,5	211,2	212,6	215,4	1,3	2,2	1,6	1,8
Energieproduktivität (temperaturbereinigt)	Euro/GJ	130,2	160,8	167,2	186,6	208,9	210,9	213,5	1,2	2,1	1,7	1,8
Stromproduktivität	Euro/kWh	3,56	4,07	3,95	4,19	4,70	4,78	4,87	1,7	1,4	1,1	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.

Einige Anmerkungen zur Methode und Anwendung der primärenergetischen Bewertung von Kernenergie und erneuerbaren Energien

Bei einer Bewertung der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs wie der Energieproduktivität ist neben dem Temperatureinfluss (und dem Schaltjahreffekt) 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 („physical energy content“ method) verfahren wird.² Da Kernenergie keinen „natürlichen“ Heizwert besitzt, wird der Wirkungsgrad der Anlagen nach dieser Methode auf 33 % festgelegt. Anders als bei den festen, flüssigen oder gasförmigen biogenen erneuerbaren Energien, bei denen die Einsatzstoffe unmittelbar mit ihrem Heizwert bewertet werden, wird für die erneuerbaren Energien Wasser, Wind und Photovoltaik sowie für den Stromaustauschsaldo mit dem Ausland der jeweilige Energieeinsatz dem Heizwert der erzeugten elektrischen Energie gleichgesetzt, was einem Wirkungsgrad von 100 % gleichkommt.

Verglichen mit der früher angewendeten sog. Substitutionsmethode, bei der die Kernenergie wie die genannten erneuerbaren Energieträger zur Stromerzeugung und der Stromaustauschsaldo mit dem durchschnittlichen spezifischen Brennstoffverbrauch in konventionellen Wärmekraftwerken bewertet wurden, hat der Übergang auf die Wirkungsgradmethode zur Folge, dass sich bei der Kernenergie ein höherer Primärenergieverbrauch, bei den erneuerbaren Energien und dem Stromaustausch aber ein niedrigerer Primärenergieverbrauch errechnet. Der größte „Einspareffekt“ ergibt sich also, wenn die Stromproduktion der Kernkraftwerke vollständig durch erneuerbare Energien und/oder Stromimporte ersetzt wird. Würde beispielsweise die gesamte Stromerzeugung aus Kernkraftwerken im Jahr 2017 in Höhe von 76,3 Mrd. kWh vollständig derart ersetzt werden, würde sich entsprechend der Wirkungsgraddifferenz eine „Einsparung“ um 67 % ergeben. Damit würde sich der für 2017 geschätzte Primärenergieverbrauch um 558 PJ bzw. um rund 4 % vermindern.

Umgekehrt gilt natürlich, dass sich bei Anwendung der Substitutionsmethode für einen vollständigen Ersatz der Kernenergie durch die erneuerbaren Energien insgesamt ein beträchtlich höherer Primärenergieverbrauch ergibt. Bei einem unterstellten mittleren Nutzungsgrad für die konventionellen Wärmekraftwerke von 45 % würde sich der Primärenergieverbrauch 2017 von 13.550 PJ auf 14.062 PJ, also um 512 PJ bzw. um 3,8 % erhöhen.

Angewendet auf die Darstellung der Veränderungen des Primärenergieverbrauchs von 2016 auf 2017 würde die Substitutionsmethode bei dem Rückgang der Kernenergiestromerzeugung (-8,3 Mrd. kWh) auf der einen Seite sowie der deutlich gestiegenen Stromerzeugung der hier betrachteten erneuerbaren Energien (+28,0 Mrd. kWh) und des moderat höheren Stromaustauschsaldos (1,3 Mrd. kWh) auf der anderen Seite bei einem mittleren Nutzungsgrad von 45 % für beide Energieträger für 2016 zu einem um 128 PJ und für 2017 zu einem um 270 PJ höheren Primärenergieverbrauch führen. Im Jahresvergleich 2017 gegenüber 2016 bedeutet das für den gesamten Primärenergieverbrauch einen Zuwachs von 2,2 % (statt 0,9 %). Für die Energieproduktivität hätte dies eine Steigerung um lediglich 0,3 % (statt 1,3 %) zur Folge. Der statistische Effekt wirkt sich somit erheblich auf die Bewertung der **Primärenergieproduktivität** aus. Es sei hier betont, dass von den hier skizzierten methodischen Problemen die Diskussion der **Endenergieproduktivität** nicht tangiert wird, da hier der skizzierte statistische Effekt nicht auftritt.

Auf die Anteile der Kernenergie bzw. der erneuerbaren Energien insgesamt am Primärenergieverbrauch wirken sich die beiden Bewertungsmethoden am Beispiel der Jahre 2016 und 2017 wie folgt aus (Angaben in %):

	Kernenergie		Erneuerbare	
	2016	2017	2016	2017
Wirkungsgradmethode	6,9	6,1	12,5	13,1
Substitutionsmethode	6,8	6,0	16,9	18,2

² Zu methodischen Fragen bei der Bilanzierung des Primärenergieverbrauchs der unterschiedlichen Energieträger vgl. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, *Energie in Zahlen, Arbeit und Leistungen der AG Energiebilanzen*, Berlin 2012, insbesondere S. 12 und 24/25 sowie OECD/IEA und Eurostat: *Energy Statistics Manual*, S. 135 ff.

Abbildung 3

Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität in Deutschland 1990 bis 2017

1990 = 100

Jahr	Bereinigte Energieproduktivität	Bruttoinlandsprodukt	Bereinigter Primärenergieverbrauch
1990	100,0	100,0	100,0
2000	122,0	122,0	98,0
2010	143,0	137,0	92,0
2017	163,9	149,0	90,9

*) vorläufig

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

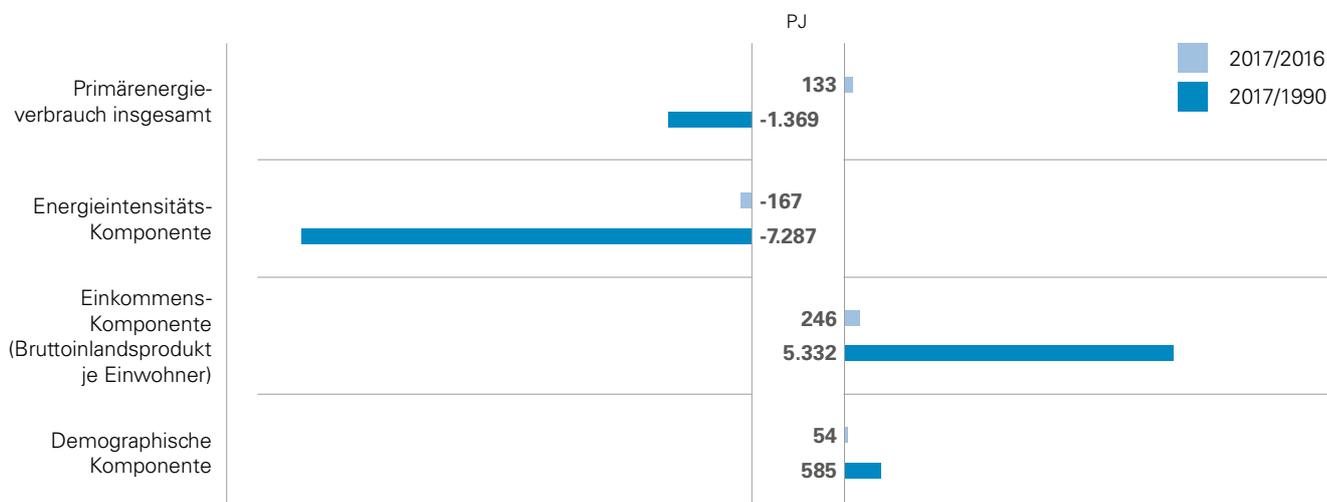
Mit Hilfe der Komponentenzerlegung lassen sich die wesentlichen Einflüsse auf die Veränderungen des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs zeigen (Abbildung 4). Dabei zeigen die langfristigen Veränderungen von 2017 gegenüber 1990 sehr deutlich den großen Einfluss der gesunkenen Energieintensität (sprich: der Verbesserung der Energieeffizienz) auf die Minderung des (temperaturbereinigten) Primärenergieverbrauchs (-7.287 PJ). Dadurch konnten die verbrauchssteigernden Wirkungen des gesamtwirtschaftlichen Wachstums (+5.332 PJ) wie des Bevölkerungszuwachses (+585 PJ) deutlich überkompensiert werden. Dies gilt allerdings nicht bei einer kurzfristigen Betrachtung der Veränderungen von 2016 auf 2017: Hier wirkten sich ebenfalls

das Wirtschaftswachstum (+246 PJ) und der Bevölkerungszuwachs (+54 PJ) verbrauchssteigernd aus. Beide Wirkungen konnten aber nicht durch Effizienzverbesserungen (-167 PJ) ausgeglichen werden, so dass es im Ergebnis zu einer absoluten Steigerung des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs um 133 PJ gekommen ist. Einschränkend in Bezug auf die Bewertung dieser Ergebnisse sei vermerkt, dass die Veränderungen des Energieverbrauchs natürlich auch wesentlich geprägt sein können von strukturellen Wandlungen zwischen Energieverbrauchssektoren mit unterschiedlicher Energieintensität. Derartige Struktureffekte sind in der hier vereinfachend unterstellten Komponentenzerlegung nicht enthalten.

Abbildung 4

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des bereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2017 gegenüber 2016 und 1990 in Petajoule



Quellen: Statistisches Bundesamt; Deutscher Wetterdienst

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 2017 nichts geändert. Wesentlich geändert haben sich aber die Importpreise für die fossilen Energieträger. So waren beispielsweise die Einfuhrpreise für Rohöl im Jahresdurchschnitt 2017 um rund ein Viertel höher als 2016, und die Erdgasimportpreise zogen um knapp 11 % an. Bei den Steinkohlen waren die Preissteigerungen 2017 im Vergleich zu 2016

noch beträchtlich höher: Kraftwerkskohle +43,6 %; Koks +91,8 % und Steinkohlenkoks +59,4 %. Im Ergebnis führten die Preissteigerungen dazu, dass sich die Importrechnung für Kohle, Öl und Gas von 48,6 Mrd. Euro im Jahr 2016 um rund 11 Mrd. Euro bzw. um fast ein Viertel auf 59,7 Mrd. Euro im Jahr 2017 erheblich erhöht hat. Dabei stiegen die Ölimporte um fast 24 %, die Erdgasimporte um reichlich 15 % und die Kohlenimporte sogar um rund 48 %. Umgekehrt ist der Exportüberschuss bei der elektrischen Energie im Jahr 2017 mit 1,8 Mrd. Euro (2016: 1,7 Mrd. Euro) ebenso wie der (physische) Stromexport noch leicht gestiegen.

Tabelle 3

Saldo des Außenhandels mit Energieträgern in Deutschland von 2010 bis 2017

	2010	2012	2015	2016	2017	Veränderungen 2017 gegenüber 2016	
	Außenhandelssaldo (Importe ./. Exporte) in Mrd. Euro					%	
Kohle, Koks und Briketts	4,4	5,1	4,0	3,5	5,2	1,7	48,3
Erdöl, Erdölerzeugnisse und verwandte Waren	49,4	68,0	38,0	29,0	36,0	6,9	23,9
Gas ¹⁾	20,7	27,1	20,5	16,1	18,6	2,5	15,5
Summe fossile Energien	74,6	100,2	62,5	48,6	59,7	11,1	22,9
Elektrischer Strom	-1,0	-1,4	-2,1	-1,7	-1,8	-0,1	3,8
Insgesamt	73,5	98,8	60,4	46,9	57,9	11,1	23,6

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 2017 leicht um 1,6 % auf 4.037 PJ oder knapp 138 Mio. t SKE gestiegen, obwohl bei allen fossilen Energieträgern ein mehr oder weniger deutlicher Rückgang stattgefunden hat. Dass es dennoch zu dieser Steigerung kam, liegt ausschließlich in der starken Zunahme um reichlich 6 % bei den erneuerbaren Energien (Tabelle 4). Am stärksten fiel der Rückgang beim Erdgas mit einem Minus von 8,4 %, bei der Steinkohle mit 7,0 % und bei der inländischen Ölförderung mit 5,9 % aus. Dagegen ist die Förderung der Braunkohle nur wenig zurückgegangen (-0,2 %).

Die erneuerbaren Energieträger haben ihre Position als bedeutsamste einheimische Energie noch vor der Braunkohle abermals leicht ausgebaut; ihr Anteil an der gesamten inländischen Förderung beträgt inzwischen knapp 45 %, gefolgt von der Braunkohle mit etwa 38 %. Beide rangieren mit weitem Abstand vor dem Erdgas, dem Erdöl und der Steinkohle.

Bezogen auf den Primärenergieverbrauch im Jahr 2017 hat sich der Anteil der Inlandsenergie nur wenig verändert, und zwar von 29,6 % im Jahr 2016 auf nunmehr 29,8 %.

Tabelle 4

Primärenergiegewinnung in Deutschland 2016 und 2017

	Gewinnung				Veränderungen 2017 gegenüber 2016		Anteile	
	2016	2017	2016	2017			2016	2017
	Petajoule (PJ)	Petajoule (PJ)	Mio. t SKE	Mio. t SKE	PJ	%	%	%
Mineralöl	117	110	4,0	3,8	-7	-5,9	2,9	2,7
Erdgas, Erdölgas	251	230	8,6	7,9	-21	-8,4	6,3	5,7
Steinkohle	114	106	3,9	3,6	-8	-7,0	2,9	2,6
Braunkohle	1.545	1.542	52,7	52,6	-3	-0,2	38,8	38,2
Erneuerbare Energien	1.701	1.805	58,1	61,6	103	6,1	42,8	44,7
Übrige Energieträger	247	245	8,4	8,4	-3	-1,0	6,2	6,1
Insgesamt	3.976	4.037	135,7	137,8	62	1,6	100,0	100,0
Nachrichtl.: Anteil am Primärenergieverbrauch	-	-	-	-	-	-	29,6	29,8

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 Ölverbrauch in Deutschland war 2017 mit 4.675 PJ (159,5 Mio. t SKE) im Vergleich zum Vorjahr um rund 3 % höher. Dabei entwickelte sich der Verbrauch der mengenmäßig wichtigsten Mineralölprodukte unterschiedlich (vgl. Tabelle 5).

Demnach erhöhte sich der Verbrauch von Diesel- und Ottokraftstoff wie von leichtem Heizöl jeweils um rund 2 %. Mit der guten Konjunktur in der Chemieindustrie nahm der Einsatz von Rohbenzin mit einem Plus von 7,4 % besonders stark zu.

Tabelle 5

Verbrauch und Aufkommen von Mineralöl in Deutschland 2016 und 2017

	2016 ¹⁾	2017 ¹⁾	Veränderung
	in Mio. t	in Mio. t	in %
Verbrauch insgesamt	106,2	109,4	3,0
Eigenverbrauch und Verluste ²⁾	6,0	6,0	0,0
Inlandsverbrauch	100,2	103,4	3,1
davon: Ottokraftstoff	18,2	18,6	2,1
Dieselkraftstoff	37,9	38,7	2,0
Flugkraftstoffe	9,2	9,2	0,7
Heizöl, leicht	15,8	16,1	2,1
Heizöl, schwer ³⁾	2,9	2,7	-6,5
Rohbenzin	15,8	17,0	7,4
Flüssiggas	3,1	4,1	31,1
Schmierstoffe	1,0	1,0	-0,7
Sonstige Produkte	5,9	6,2	5,9
Recycling (abzüglich)	-6,3	-6,9	10,1
Bio-Kraftstoffe ⁴⁾ (abzüglich)	-3,3	-3,4	0,6
Aufkommen insgesamt	106,2	109,4	3,0
Raffinerieerzeugung	105,1	104,6	-0,5
aus: Rohöleinsatz	94,2	92,5	-1,8
Produkteneinsatz	10,9	12,1	11,2
Außenhandel Produkte (Saldo)	15,9	19,6	23,3
Einfuhr	38,8	43,1	11,2
Ausfuhr	22,8	23,6	3,4
Ausgleich [Saldo (Bunker, Differenzen)]	-14,8	-14,7	-
Raffineriekapazität	102,1	102,1	-
Auslastung der Raffineriekapazität in %	92,3	90,6	-
Primärenergieverbrauch von Mineralöl (Mio. t SKE)	155,3	159,5	2,7

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.

Mit weniger als einem Prozent stieg der Verbrauch von Flugkraftstoffen vergleichsweise schwach. Bedeutendstes Ölprodukt blieb der Dieselmotorkraftstoff mit dem neuen Rekordwert von 38,7 Mio. t, gefolgt vom Ottomotorkraftstoff mit 18,6 Mio. t, dem Rohbenzin mit 17 Mio. t und dem leichten Heizöl mit 16,1 Mio. t. Insgesamt nahm die Nachfrage nach Kraftstoffen, die einen Anteil von rund 60 % am gesamten deutschen Ölverbrauch hatte, um 1,8 % zu.

Anders als der gesamte Ölverbrauch nahm die Raffinerieerzeugung leicht (-0,5 %) ab, wobei der anteilmäßig dominierende Rohöleinsatz um 1,8 % sank, während der Produkteinsatz noch um reichlich 11 % stieg. Die 2017 gegenüber 2016 unveränderte Raffineriekapazität von 102,1 Mio. t wurde mit 90,6 % etwas schwächer ausgelastet als im Vorjahr (92,3 %).

Der Außenhandel mit Mineralölprodukten veränderte sich 2017 erneut zugunsten der Einfuhren. Per Saldo überwog die Einfuhr, die 2017 mit rund 43 Mio. t die Ausfuhr von knapp 24 Mio. t um fast 20 Mio. t übertraf; das war fast ein Viertel mehr als im Vorjahr (15,9 Mio. t).

Deutschland ist wegen der sehr begrenzten heimischen Erdölressourcen weitgehend abhängig von Rohölimporten, die 2017 mit 90,7 Mio. t das Vorjahresniveau nur leicht um 0,5 % unterschritten. Die wichtigsten drei Lieferländer von Rohöl an die deutschen Raffinerien waren 2017 erneut Russland (Anteil: 36,9 %), Norwegen (11,4 %) und Großbritannien (9,4 %), die zusammen 2017 mit knapp 58 % (2016: rund 62 %) an den deutschen Rohölimporten beteiligt waren (Tabelle 6). Wichtige Lieferländer sind weiterhin Kasachstan, Libyen, Nigeria, Irak sowie Aserbaidschan, Algerien und Ägypten.

Nach Fördergebieten untergliedert stehen die Länder der ehemaligen Sowjetunion (GUS-Staaten) deutlich an der Spitze aller Lieferländer; allerdings ging ihr Anteil von 54,5 % an den Rohölimporten Deutschlands im Jahr 2016 auf 48,6 % im Jahr 2017 deutlich zurück. Dagegen verzeichneten die OPEC-Staaten einen erheblichen Anstieg ihrer Importanteile von 15,8 % 2016 auf 23,7 % 2017. Die Importanteile aus der Nordseezone veränderten sich dagegen nur wenig. Während die Importe aus Libyen, Nigeria und dem Irak kräftig stiegen, gingen die Lieferungen aus den anderen wichtigen Ölexportländern spürbar zurück (vgl. Tabelle 6).

Die den deutschen Rohölimportpreis bestimmenden internationalen Ölpreise und der Euro/US-Dollar-Devisenkurs entwickelten sich auch 2016/2017 recht wechselhaft, d.h. mit erheblichen kurzfristigen Schwankungen (Abbildung 5). 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 monatliche Höchststand lag im Juli 2008 bei rund 133 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 seit 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, wich 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 erneuten Anstieg bis auf etwas mehr als 64 US-\$/bbl im Dezember 2017.

Die deutschen Rohölimportpreise entwickelten sich weitgehend parallel zu den internationalen Preisen. Unterschiede werden wesentlich von den Veränderungen der Wechselkurse des Euro (gegen US-Dollar) beeinflusst. Seit Mitte 2014 hat sich der Euro-Kurs erheblich verschlechtert. Im Vergleich zum Dezember 2014 war der Wechselkurs bis Dezember 2015 von 1,2331 US-Dollar je Euro um 12 % auf 1,0877 US-Dollar 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-Dollar sogar noch spürbar unterschritten. Von Mai 2017 an verharrte der Wechselkurs wieder auf einem vergleichsweise hohen Niveau von zuletzt 1,1836 im Dezember 2017. Damit erhöhten sich die deutschen Rohölimportpreise von Dezember 2016 auf Dezember 2017 langsamer als die Weltmarktpreise für Rohöl.

Im Ergebnis sanken die deutschen Rohölimportpreise von 555 €/t im Jahresdurchschnitt 2014 um 36 % auf 356 €/t im Jahr 2015. Danach fielen die Importpreise 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

Tabelle 6

Rohölimporte Deutschlands 2016 und 2017 nach Ursprungsländern

Wichtige Lieferländer / Förderregionen	2016	2017 ¹⁾	2016	2017 ¹⁾	Veränderungen 2017/2016
	in Mio. t		Anteile in %		in %
Russland	36,0	33,5	39,5	36,9	-7,0
Norwegen	11,2	10,3	12,3	11,4	-7,9
Großbritannien	9,2	8,6	10,1	9,4	-7,1
Kasachstan	8,4	8,1	9,2	8,9	-3,1
Libyen	1,8	6,9	1,9	7,6	288,7
Nigeria	3,8	4,9	4,2	5,4	29,0
Irak	3,1	4,7	3,4	5,2	48,6
Aserbaidshjan	5,1	2,5	5,6	2,7	-52,2
Algerien	3,3	2,0	3,6	2,2	-40,0
Ägypten	1,7	1,7	1,9	1,9	-0,2
übrige Länder	7,5	7,6	8,3	8,4	0,7
Insgesamt	91,2	90,7	100,0	100,0	-0,5
OPEC	14,4	21,5	15,8	23,7	49,4
Nordsee ²⁾ (o. BRD)	21,7	20,5	23,8	22,6	-5,7
Ehemalige GUS	49,6	44,1	54,5	48,6	-11,3
Sonstige	5,4	4,7	5,9	5,2	-13,5
Insgesamt	91,2	90,7	100,0	100,0	-0,5

1) Vorläufige Angaben

2) Einschließlich übrige EU-Staaten

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; RohölINFO Dezember 2017

Importpreise bis auf rund 315 €/t im Juni schlugen in der zweiten Jahreshälfte in einen Anstieg bis auf fast 414 €/t im Dezember um. Insgesamt waren die Rohölimportpreise im Jahresdurchschnitt 2017 um ein Viertel höher als 2016. Bei fast gleichbleibenden Rohölimportmengen stiegen die Ausgaben für die Rohölimporte von 26,1 Mrd. € auf 32,5 Mrd. €.

Die Preise für Ölprodukte in Deutschland folgten weitgehend den Veränderungen der Rohölkosten und der internationalen Produktnotierungen, allerdings mit unterschiedlichen Raten (Abbildung 6). Nachdem die Preise für Superbenzin, Dieselmotortreibstoff und leichtes Heizöl schon seit 2015 deutlich gesunken waren, kam es 2016 zu einem weiteren Rückgang: Im Jahresdurchschnitt gingen die Preise für Superbenzin um 7,0 %, für Dieselmotortreibstoff um 8,4 % und für leichtes Heizöl wegen des niedrigeren Steueranteils sogar um 16,9 % zurück. Allerdings zeigten sich im

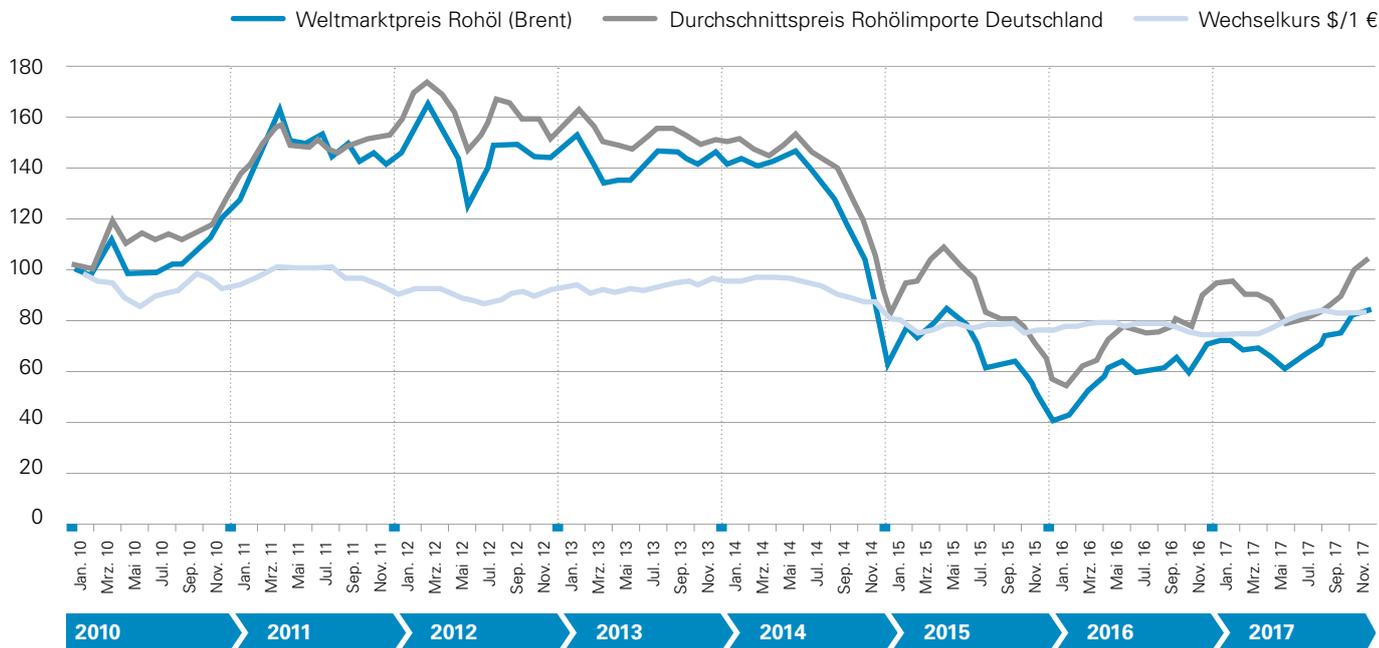
Jahresverlauf 2016 wieder steigende Tendenzen, so dass die Preise im Dezember durchweg spürbar höher waren als im vergleichbaren Vorjahresmonat. Steigende Tendenzen gab es auch im Jahr 2017, doch hielten sich diese in engen Grenzen. So waren die Preise im Dezember 2017 für Super-Benzin noch nicht einmal um ein Prozent höher als im Dezember 2016; bei Dieselmotortreibstoff war es ein Plus von 2,2 % und bei leichtem Heizöl ein Plus von 4 %.

Gemessen am Erzeugerpreis-Index waren Mineralöl-erzeugnisse insgesamt in Deutschland im Jahresdurchschnitt 2017 um 9,0 % höher als 2016 (aber noch etwas niedriger als 2015). Die Steigerungen beim leichten Heizöl betragen von 2016 auf 2017 rund 16 %, beim Dieselmotortreibstoff knapp 8 % und beim Ottomotortreibstoff 5,5 %. Für alle drei Produkte gilt aber auch, dass die Preise 2017 noch immer geringer waren als 2015.

Abbildung 5

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent)¹⁾, Grenzübergangspreise für deutsche Rohölimporte²⁾ und Wechselkurse von Januar 2010 bis Dezember 2017

Januar 2010 = 100



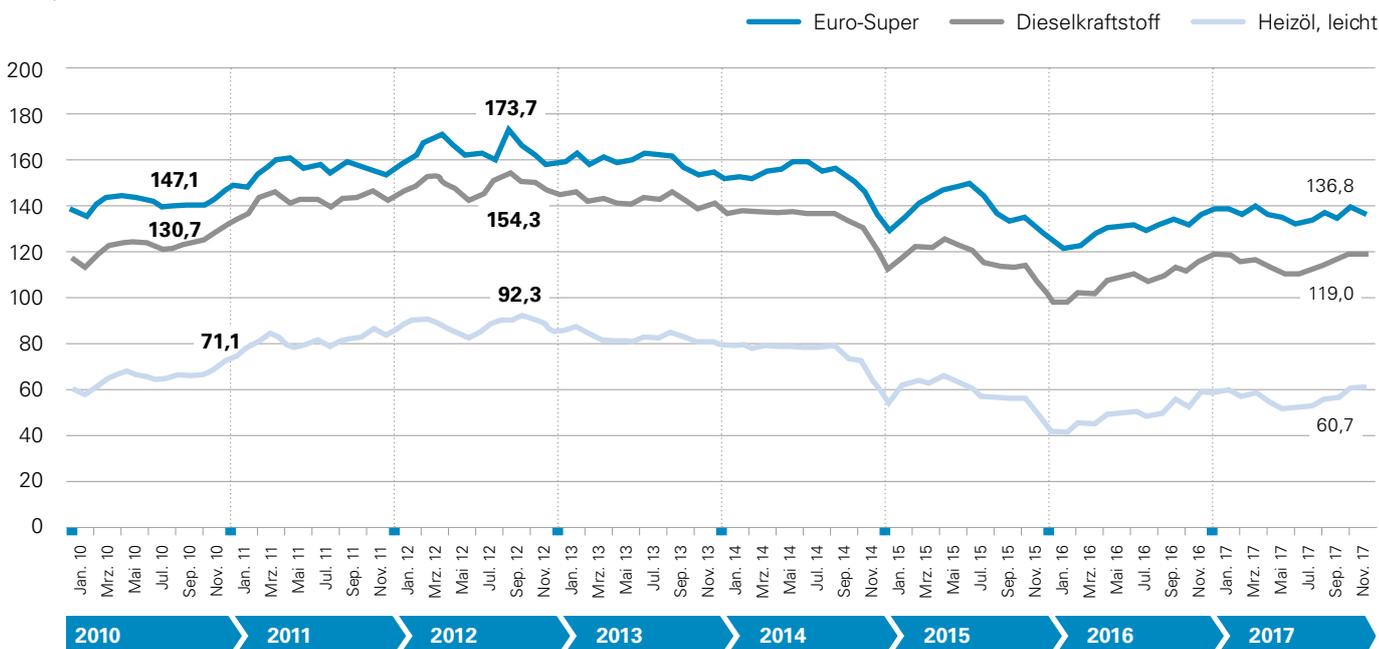
- 1) Ursprungswerte in US-Dollar je Barrel
- 2) Ursprungswerte in Euro je Tonne

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

Abbildung 6

Preise für Kraftstoffe und leichtes Heizöl in Deutschland Januar 2010 bis Dezember 2017

Cent je Liter



Quellen: Mineralölwirtschaftsverband e.V.; Statistisches Bundesamt

Erdgas

Der Erdgasverbrauch in Deutschland nahm 2017 um voraussichtlich gut 6 % auf 3.231 PJ (das entspricht 995 Mrd. kWh) zu. Dieser Zuwachs wurde von verschiedenen Faktoren verursacht: Hauptgrund war der Mehreinsatz von Erdgas in den Kraftwerken der Stromversorger zur Strom- und Wärmeerzeugung. Der sich zugunsten von Erdgas verbesserte Preis-Spread zu anderen Energieträgern und die hohe Effizienz des Erdgaseinsatzes bei der gekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom ließen die Nutzung von Erdgas in der Strom- und Wärmewirtschaft das zweite Jahr in Folge steigen. Der Anteil des aus Erdgas erzeugten Stroms bezogen auf die Bruttostromerzeugung in Deutschland wuchs um knapp einen Prozentpunkt auf 13,2 %. Das entspricht einem Anstieg von 6,4 % im Vergleich zum Vorjahreswert. Für die Wärmeerzeugung in den Heiz- und Heizkraftwerken wurde 2017 ebenfalls mehr Erdgas eingesetzt. Auch die Industrie setzte mehr Erdgas in ihren eigenen Kraftwerken zur gekoppelten Strom- und Wärmeenergiegewinnung ein.

Zudem führten vergleichsweise kühlere Temperaturen in einzelnen Monaten des Jahres 2017 zu einem höheren Heizbedarf. Zwar lag die Durchschnittstemperatur des Jahres 2017 mit 9,6°C über der des Vorjahres (9,5°C), aber insbesondere die Temperaturen der Monate April und September, die am Rande der Heizperiode liegen, lagen deutlich unter ihren Vorjahreswerten. Das letzte, heizintensive Quartal zeigte sich wiederum durchgehend wärmer als das Vorjahresquartal und das langjährige Mittel.

Als ein weiterer verbrauchssteigernder Aspekt ist der stetige Zubau von Wohnungen zu benennen, die direkt oder indirekt (Fernwärme) mit Erdgas beheizt werden. Im Jahr 2017 wurden nach vorläufigen Zahlen Baugenehmigungen für 302.700 neue Wohnungen erteilt. In 39,7 % davon wird eine gasbetriebene Heizung für Wärme sorgen, 24,8 % erhalten einen Fernwärmeanschluss. Hinzu kommen jährlich Bestandswohnungen, die von anderen Heizsystemen auf eine Erdgas- oder Fernwärmeheizung umgerüstet werden.

Bei der Verwendung von Erdgas in den einzelnen Verbrauchssektoren zeichnen sich für 2017 diese Entwicklungen ab (vgl. Tabelle 7):

- Im Raumwärmemarkt konnte nach dem starken Rückgang im Jahr 2014 das dritte Jahr in Folge eine Absatzsteigerung verzeichnet werden. Der Erdgasverbrauch der privaten Haushalte sowie der Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen stieg voraussichtlich um 5,2 %. Die Zahl der Erdgasheizungen nahm weiter zu. Insgesamt waren zum Jahresende 2017 rund 20,6 Mio. Wohnungen oder 49,4 % des Wohnungsbestands mit einer Gasheizung ausgestattet.
- Die Nachfrage der Industrie nach Erdgas als Rohstoff und als Brennstoff in den Industriekraftwerken nahm nach ersten Schätzungen um 4,2 % zu.
- Der Einsatz von Erdgas in den Kraft- und Heizwerken der allgemeinen Versorgung hatte seit der zweiten Jahreshälfte 2016 deutlich zugenommen. Das lag neben den 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. Seit dem 2. Halbjahr 2017 sind beim Erdgaseinsatz in den Kraftwerken der Strom- und Wärmeversorger allerdings wieder Rückgänge sichtbar. Die bereits erwähnten kühleren Temperaturen an den Rändern der Heizperiode und die steigende Anzahl von Fernwärmeanschlüssen führten zu einem verstärkten Einsatz in Heizwerken. In Summe wurde ein Anstieg von gut 8 % beim Erdgaseinsatz in der Strom- und Wärmeversorgung verzeichnet. Der Einsatz von Erdgas in kleineren, dezentralen Anlagen (BHKW) und in Industriekraftwerken nahm ebenfalls weiter zu.

Tabelle 7

Erdgasaufkommen und -verwendung in Deutschland 2016 und 2017

	Einheit	2016 ¹⁾	2017 ¹⁾	Veränderung in %
Inländische Förderung	Mrd. kWh	77,4	70,9	-8,4
Einfuhr	Mrd. kWh	1.107,1	1.294,7	16,9
Summe Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1.184,5	1.365,6	15,3
Speichersaldo ²⁾	Mrd. kWh	1,6	4,4	-
Ausfuhr	Mrd. kWh	249,8	375,4	50,3
Erdgasabsatz insgesamt	Mrd. kWh	936,3	994,6	6,2
	Petajoule (H _v)	3.042	3.231	-
	Mio. t SKE (H _v)	103,8	110,2	-

Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsländern

Inländische Förderung	%	6,5	5,2
Importquote ³⁾	%	93,5	94,8

Struktur des Erdgasverbrauchs nach Verbrauchergruppen

Private Haushalte und Kleingewerbe	Mrd. kWh	415	437	5,2
Industrie (einschl. Industriekraftwerke)	Mrd. kWh	370	385	4,2
Kraft-, Heizkraft- und Heizwerke der allgemeinen Versorgung	Mrd. kWh	142	153	8,1
Eigenverbrauch und statistische Differenzen	Mrd. kWh	10	20	-
Primärenergieverbrauch	Mrd. kWh	936,3	994,6	6,2
	PJ	3.042	3.231	

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Minus = Einspeicherung

3) aus Datenschutzgründen seit 2016 nur noch kumulierte Werte; 2015 hatte Russland einen Anteil von 35 % Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

Der Anteil von Erdgas am gesamten Primärenergieverbrauch stieg verglichen mit 2016 um einen Prozentpunkt auf 23,8 % im Jahr 2017.

Während der Erdgasabsatz im Jahr 2017 das Vorjahresniveau um 6,2 % übertraf, nahm das Erdgasaufkommen (inländische Förderung plus Einfuhr) in Deutschland gegenüber dem Vorjahr um 15,3 % auf 1.366 Mrd. kWh zu. Gut 5 % des Erdgasaufkommens in Deutschland stammten aus inländischer Förderung, knapp 95 % wurden importiert. Die inländische Förderung sank um 8,4 % auf 71 Mrd. kWh. Die Erdgasimporte Deutschlands wuchsen um knapp 17 %. Die Erdgasexporte Deutschlands nahmen ebenfalls

deutlich um 45,5 % zu. In diesen Mengen sind erhebliche Transitmengen enthalten. Erdgasim- und -exporte lassen sich kaum noch nach Herkunfts- und Bestimmungsländern differenzieren. In Summe wurde der Erdgasverbrauch Deutschlands zu rund 7 % aus inländischen Erdgasquellen gedeckt.

Per Saldo wurden 2017 knapp 4,4 Mrd. kWh Erdgas ausgespeichert; im Vorjahr waren es per Saldo 1,6 Mrd. kWh.

Ersten Zahlen zufolge wurden im Berichtsjahr 9,3 Mrd. kWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in das deutsche Erdgasnetz eingespeist.

Im Jahr 2016 waren es 9,2 Mrd. kWh. Rund 8 Mrd. kWh davon gingen in die Stromerzeugung, etwa 0,4 Mrd. kWh wurden als Kraftstoff eingesetzt, 0,3 Mrd. kWh fanden im Raumwärmemarkt Absatz. Weitere 0,6 Mrd. kWh wurden z. B. stofflich genutzt, exportiert oder fanden sonstigen Einsatz. Entsprechend dem Bilanzierungsschema der AG Energiebilanzen werden diese Mengen sowohl auf der Aufkommens- als auch auf der Verbrauchsseite unter erneuerbaren Energien und nicht unter Erdgas erfasst.

Die Anzahl der Unternehmen, die in der Gaswirtschaft aktiv sind, stieg weiter. Ende 2016 gab es 1.238 Unternehmen, Ende 2017 waren es 1.247. Im Detail waren von diesen Unternehmen sieben als Erdgasfördergesellschaften, 25 als Erdgasspeicherbetreiber, 68 als reine Großhändler, 16 als Ferngasnetzbetreiber, 718 als Gasverteilnetzbetreiber und 964 als Vertriebsgesellschaften im Endkundengeschäft tätig.³ Die Zahl der in der Gaswirtschaft Beschäftigten blieb mit 36.500 per Ende 2017 in etwa stabil.

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 7 gut erkennbar ist. Die Entwicklung der Ölpreise spielt inzwischen für die Entwicklung der Gasbeschaffungskosten keine entscheidende Rolle mehr.

Nach ihrem bisherigen Höchststand Ende 2008 gingen die Importpreise für Erdgas bis zum August 2009 zunächst kräftig zurück und nahmen nach ihrem Tiefpunkt im Juli 2009 fast durchgängig bis Ende 2012 wieder zu. Im Jahr 2013 kam es zu einer Preissenkung, die sich 2014 und 2015 fortsetzte: Im Jahresmittel fielen die Erdgasimportpreise im Jahr 2014 insgesamt um 15 % gegenüber dem Vorjahr, 2015 dann um knapp weitere 12 %. 2016 setzte sich dieser Trend zunächst fort, kehrte sich aber mit Beginn des vierten Quartals um. Im Mittel sanken die Erdgasimportpreise im Jahr 2016 dennoch deutlich um gut ein Viertel. Im Verlauf des Jahres 2017

Abbildung 7

Monatliche Grenzübergangswerte für Rohöl und Erdgas von 2000 bis 2017

Grenzübergangswerte in Euro je Gigajoule



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

³ Eine Addition der Unternehmenszahlen ist nicht möglich, da viele der Unternehmen auf mehreren Wertschöpfungsstufen tätig sind und somit mehrfach erfasst wurden.

blieben die Importpreise in etwa auf dem Niveau des 4. Quartals 2016, lagen im Jahresmittel 2017 aber um knapp 11 % über dem Niveau des Jahres 2016.

Die Entwicklung der Importpreise wirkt sich unterschiedlich auf die inländischen Abgabepreise aus (Abbildung 8). Infolge unterschiedlicher Beschaffungszeiträume für verschiedene Kundengruppen kommt es zu differenzierten Preisentwicklungen. Zudem fallen die relativen Preisänderungen bei Großverbrauchern aufgrund des insgesamt geringeren Preisniveaus höher aus. Parallel zu den Erdgasimportpreisen stieg das Preisniveau für Erdgas an der Börse um gut 21 %, die Abgabepreise an Kraftwerke stiegen um 4 %. Für große industrielle Abnehmer (Jahresabgabe größer 500 GWh) erhöhten sich die Preise aufgrund der kurzfristigeren Beschaffung um 10 % gegenüber dem Vorjahr, für kleine industrielle Gasverbraucher (Abgabe 11,63 GWh/a) blieb der Erdgasbezugspreis nahezu unverändert. Aufgrund frühzeitiger Beschaffung sanken die Gaspreise um 3,7 % für die Bereiche Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und um 3,2 % für private Haushalte.

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

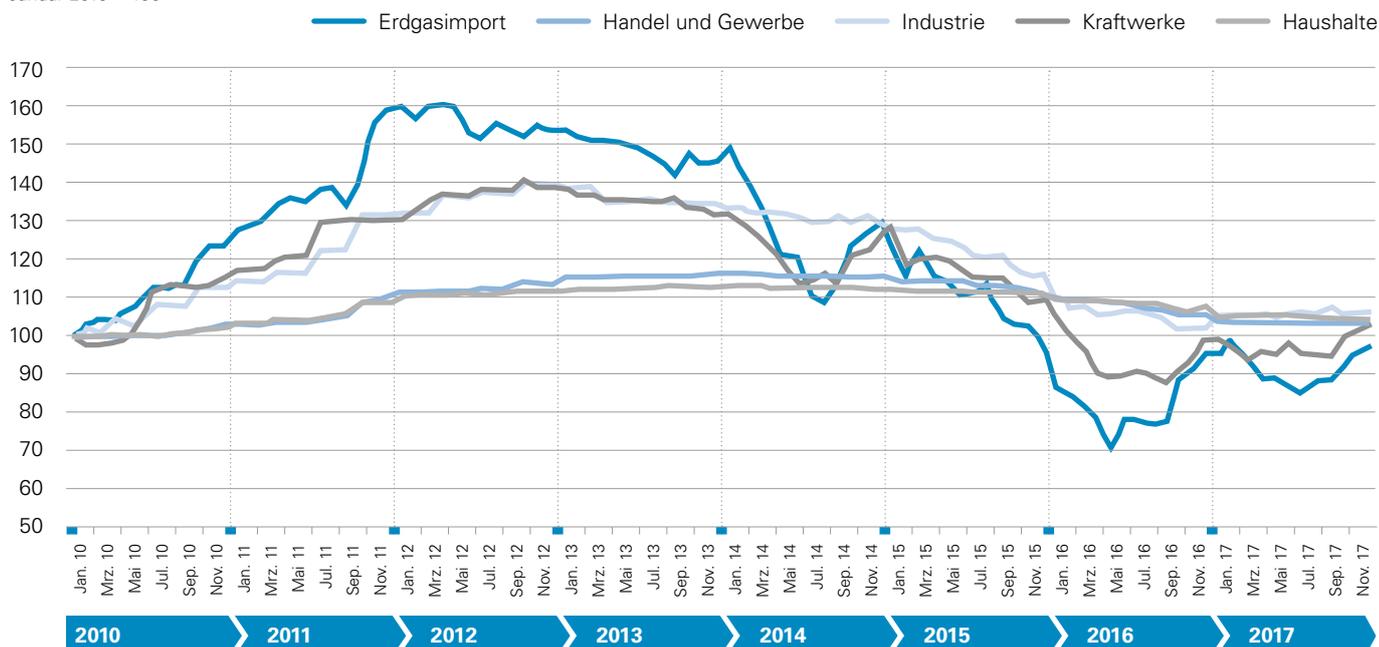
und unterschiedlich langen Vertragslaufzeiten zusammen. Die Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt bilden nur einen Teil des Endkundenpreises ab. Hinzu kommen Netzentgelte für die Finanzierung der Netzinfrastruktur sowie Steuern und Abgaben, die nur gering schwanken, d. h. die Preisentwicklung an der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

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

Abbildung 8

Preise für Erdgasimporte und Erdgasabsatz in Deutschland 2010 bis 2017

Januar 2010 = 100



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

Steinkohle

Nach ersten und somit noch vorläufigen Schätzungen ist der deutsche Steinkohlenverbrauch 2017 gegenüber dem Vorjahr um mehr als 11 % auf 50,3 Mio. t SKE (1.474 PJ) signifikant zurückgegangen. Dies ist der geringste jährliche Verbrauch an Steinkohle im Nachkriegsdeutschland. Damit setzt sich der seit 2013 stetig bestehende Abwärtstrend im deutschen Steinkohlenverbrauch weiter fort. Dies war im Wesentlichen auf konjunkturelle, saisonale und strukturelle Entwicklungen sowie auf die Auswirkungen der Energiewende zurückzuführen. Im vergangenen Jahr hat sich die skizzierte Entwicklung allerdings noch beschleunigt, da die erheblich höhere Verfügbarkeit regenerativer Energieträger sowie das Erdgas die Steinkohle in der Stromerzeugung immer stärker aus der Mittellast verdrängte.

Der erneut rückläufige Wärmemarkt (Gießereien, Fernheizwerke, Kleingewerbe und private Haushalte) fällt mengenmäßig wenig ins Gewicht. Der Einsatz in der Stahlindustrie in Form von Kokskohle und Koks macht für das vergangene Jahr hingegen mit schätzungsweise +1 % noch einen leichten Zuwachs aus. Allerdings beruht auch dieser auf recht unsicheren Annahmen, da bis Redaktionsschluss von der Stahlindustrie noch keine belastbaren Werte hinsichtlich Rohstahl- und Roheisenerzeugung für das vergangene Jahr veröffentlicht worden sind. Die Steinkohleverstromung ist hingegen um 17 % gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen. Die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung erzeugten dabei mit 89 TWh rd. 18 % weniger Strom auf Basis von Steinkohle. Die Wärme- und Strombereitstellung der Kraftwirtschaft aus Steinkohle-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) gab ebenfalls deutlich nach. Ursächlich für diese Entwicklungen waren Verdrängungseffekte durch höhere Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energien und die höhere Stromerzeugung aus KWK-Anlagen auf Basis Erdgas im gesamten Jahresverlauf. Hinzu kam die Stilllegung mehrerer Steinkohlenblöcke mit insgesamt 2,5 GW Kraftwerks-Nettonennleistung, darunter auch die vier verbliebenen Blöcke des bis dato größten deutschen Steinkohlekraftwerks Voerde im März 2017.

Die sog. Clean Dark Spreads setzen Kraftwerkskohlepreis, Strompreis und den Preis für EU-Emissionszertifikate (EU-Allowances) zueinander in Beziehung und erlauben damit Aussagen über die Bruttomarge eines Kohlekraftwerks. So profitierte Kraftwerkskohle über lange Zeit von den vergleichsweise geringen Kohlepreisen und niedrigen CO₂-Zertifikatspreisen (EEX, Sekundärmarkt), die 2017 aber wieder um 9 % auf durchschnittlich 5,83 €/t CO₂ zunahmen. Im letzten Jahresdrittel des vergangenen Jahres übertrafen die CO₂-Preise dann die Marke von 7 €/t CO₂ und stiegen bis Mitte Januar 2018 bis auf über 8 €/t CO₂. Zudem sind die Brennstoffkosten stark gestiegen. So betrug der Anstieg der durchschnittlichen Preise für Kraftwerkskohle frei nordwesteuropäische Häfen bis Ende 2017 im Vergleich zum Vorjahr mehr als 40 %. Der BAFA-Preis (BAFA = Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle) für importierte Kraftwerkskohle aus Nicht-EU-Ländern frei deutsche Grenze liegt für das vergangene Jahr noch nicht abschließend vor. Im dritten Quartal 2017 erreichte der BAFA-Preis 88,07 €/t SKE und lag damit um fast 2 % höher als im Quartal zuvor. Vor diesem Hintergrund waren die Bruttomargen der Steinkohlenkraftwerke für die Betreiber zuletzt wenig auskömmlich und trugen damit schließlich zu den Stilllegungsentscheidungen bei.

Auf der Aufkommenseite bewegte sich die heimische Steinkohlenförderung auf einem leicht geringeren Niveau als im Vorjahr. Nach der Schließung des Bergwerks Auguste Victoria in Marl (AV) zum 1. Januar 2016 sind keine weiteren Schachtanlagen außer Betrieb genommen worden. Die letzten beiden verbliebenen Bergwerke Prosper Haniel in Bottrop und Ibbenbüren im Tecklenburger Land laufen planmäßig noch bis Ende 2018 weiter. Dies sieht der Anpassungs- und Auslaufprozess des deutschen Steinkohlenbergbaus gemäß den kohlepolitischen Vorgaben für die sozialverträglich gestaltete Beendigung der subventionierten Steinkohlenförderung bis Ende 2018 so vor (Tabelle 8).

Tabelle 8

Aufkommen und Verwendung von Steinkohle in Deutschland 2016 und 2017

	2016 ¹⁾		2017 ¹⁾		Veränderung in %
	PJ	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	
Primärenergieverbrauch	1.662	56,7	1.474	50,3	-11,3
Kraft- und Heizkraftwerke	1.093	37,3	906	30,9	-17,2
Stahlindustrie	531	18,1	533	18,2	0,6
Wärmemarkt	38	1,3	35	1,2	-7,7
Einfuhr von Steinkohle und Koks ²⁾	1.571	53,6	1.422	48,4	-9,5
Steinkohlenförderung	114	3,9	106	3,6	-7,7

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.

Nach ersten Schätzungen auf Basis vorläufiger Daten aus der Außenhandelsstatistik für die ersten elf Monate sind die deutschen Steinkohleimporte im Jahr 2017 im Vergleich zum Vorjahr um 9,5 % auf rd. 48,5 Mio. t SKE gesunken. Russland konnte seine ohnehin schon dominierende Stellung noch weiter ausbauen. Der russische Anteil an den gesamten Steinkohleinfuhren erhöhte sich auf 35 %, nach 30 % im Jahr zuvor. Die Vereinigten Staaten profitierten vom wieder etwas höheren Kohlepreisniveau in Nordwesteuropa und konnten ihre Steinkohlenexporte nach Deutschland leicht erhöhen. Damit zementierten sie ihre Stellung als zweitwichtigstes Lieferland. Die Importe aus den übrigen bedeutsamen Herkunftsländern deutscher Steinkohlenimporte waren indes deutlich rückläufig, vor allem aus Kolumbien (-41 %), Südafrika (-13 %) und Australien (-10 %) (Tabelle 9). In den Marktsegmenten Kraftwerkskohle, Anthrazitkohle und Briketts zusammengefasst, erreichte Russland einen Marktanteil von 47 %, gefolgt von den Vereinigten Staaten mit 17 % und Kolumbien mit 16 %. Im Einsatzbereich der Kokssteinkohle, die vorwiegend in der Stahlerzeugung zur Anwendung kommt, war Australien mit 47 % die bedeutendste Provenienz. Die Vereinigten Staaten erreichten hier mit rd. 26 % den zweiten Platz, während sich Russland und Kanada mit jeweils 12 % den dritten Rang teilten. Die deutschen Steinkohlenkoksimporte hingegen stammten zu 83 % aus EU-Staaten, allen voran Polen mit allein rd. 63 %.

Anders als in Deutschland ist die globale Steinkohlenförderung nach einem Rückgang auf 6,7 Mrd. t im Jahr 2016 wieder gestiegen – nach ersten vorsichtigen Schätzungen um 2 % auf nunmehr 6,9 Mrd. t. War der degressive Produktionsverlauf im Jahr 2016 im Wesentlichen auf Produktionskürzungen bis hin zu kompletten Marktaustritten insbesondere in den Vereinigten Staaten sowie auf Kapazitätsanpassungen durch die chinesische Zentralregierung zurückzuführen, stützte sich das absolute Produktionswachstum 2017 in Höhe von rd. 140 Mio. t ebenfalls hauptsächlich auf diese beiden Länder. So steigerte die Volksrepublik China ihre Förderung um 2 %, was einer Mehrförderung in Höhe von rd. 80 Mio. t entsprach. In den Vereinigten Staaten ist die Steinkohlenförderung um 7 % oder 48 Mio. t gestiegen, wobei ein erheblicher Teil exportiert wurde. Die USA sind damit wieder zum „Swing Supplier“ geworden.

Auch Russland weitete die Produktion aus, um rund 23 Mio. t (+6 %); Indien erhöhte um 19 Mio. t (+3 %) und Indonesien um 12 Mio. t (+3 %). Auf der anderen Seite ging die Steinkohlenförderung Australiens um 28 Mio. t (-6 %) zurück, was vor allem den gravierenden Beeinträchtigungen der gesamten Kohlenlieferungskette durch mehrere Tropenstürme im Jahresverlauf geschuldet war. Auch in Kolumbien (-7 %) und der Europäischen Union (-3 %) war die Förderung rückläufig, während Südafrikas Fördervolumen annähernd auf Vorjahresniveau blieb. Rund 16 % der globalen Steinkohlenförderung gingen in 2017 in den Seehandel,

Tabelle 9

Deutsche Steinkohleneinfuhren ¹⁾ nach Lieferländern 2016 und 2017

	2016	2017 ²⁾	2016	2017 ²⁾	Veränderung
	in Mio. t		Anteile in %		in %
Russland	16,3	17,1	30,4	35,3	5,1
USA	9,2	8,9	17,2	18,4	-3,5
Australien	7,0	6,3	13,1	13,0	-10,2
Kolumbien	9,1	5,4	17,0	11,1	-40,9
Polen	3,6	2,6	6,7	5,4	-26,9
Kanada	1,6	1,6	3,0	3,3	5,6
Südafrika	1,6	1,4	3,0	2,9	-12,8
Tschechische Republik	0,5	0,4	0,9	0,8	-14,7
Sonstige Drittländer	1,8	1,2	3,4	2,5	-31,9
Übrige EU-Länder ³⁾	2,9	3,6	5,4	7,4	20,9
Gesamteinfuhren	53,6	48,5	100,0	100,0	-9,5

1) Einschließlich Koksimporte, Koks in Kohle umgerechnet.

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

3) Einschließlich Transitmengen aus Drittländern über belgische und niederländische Häfen.
Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

der damit im Vergleich zum Vorjahr um 1,5 % auf rd. 1,1 Mrd. t wuchs. Dieses Wachstum entfiel vollständig auf Kraftwerkskohle (+2,8 %). Der Kokssehhandel hingegen ging um 2,2 % zurück. Bedeutendster Gewinner waren die Vereinigten Staaten, deren seewärtige Exporte um 30 Mio. t (+60 %) stiegen.

Im Unterschied zum Mineralöl waren die Märkte für Steinkohlen im Jahr 2017 durch erhebliche Preissteigerungen gekennzeichnet; so hat sich der Preis für Kraftwerkskohle frei nordwesteuropäische Häfen auf Wochenpreisbasis von Anfang 2016 mit 56,19 €/t SKE bis zum Dezember 2016 auf 100,42 €/t SKE um annähernd 80 % erhöht. Dieses hohe Niveau blieb im

Jahr 2017 weitgehend erhalten; im Jahresdurchschnitt 2017 war die Kraftwerkskohle immerhin um knapp 44 % teurer als im Vorjahr. Weitaus stärkere Preissteigerungen waren 2017 im Vorjahresvergleich bei den Steinkohlenkoksimporten mit fast 60 % sowie bei den Koksimporten mit reichlich 90 % zu verzeichnen.

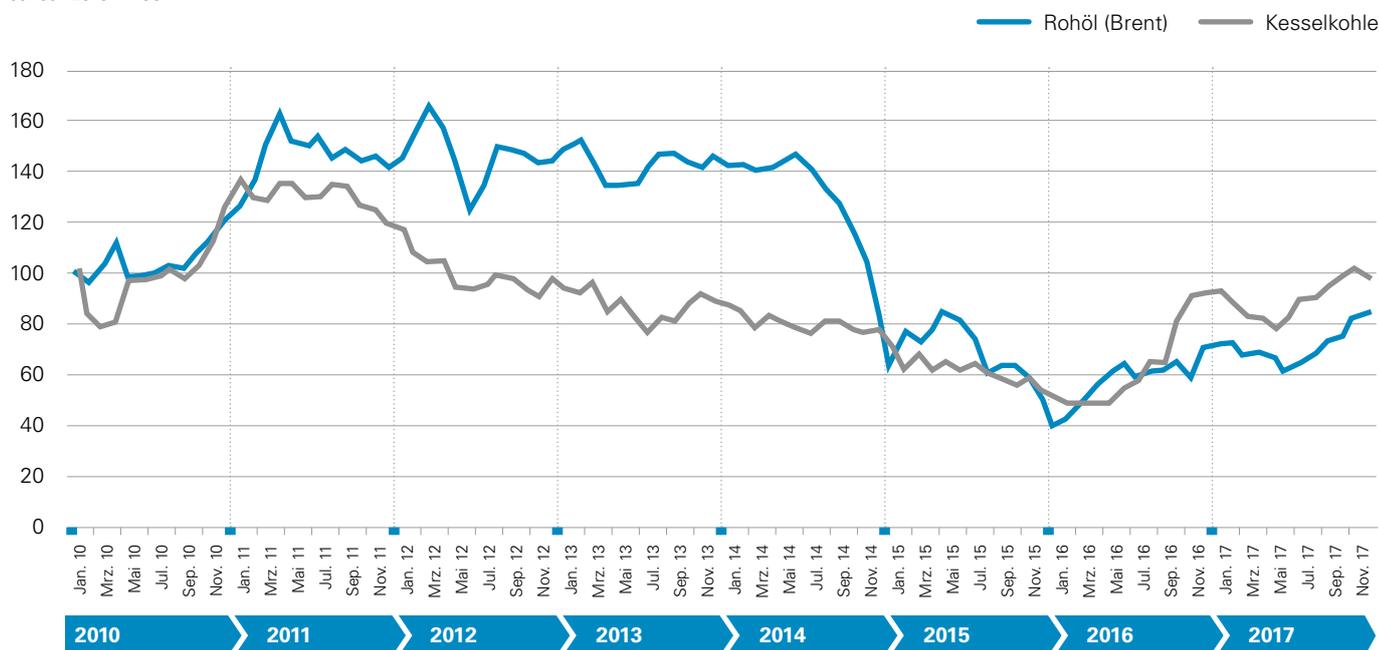
Abbildung 9 lässt die längerfristige Entwicklung der Weltmarktpreise von Kesselkohle im Vergleich zu Rohöl erkennen.

Einen Eindruck von der Entwicklung der Energieimportpreise in Deutschland für Steinkohlen/-koks, Erdgas und Rohöl vermittelt Abbildung 10.

Abbildung 9

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent) und Kesselkohle Januar 2010 bis Dezember 2017

Januar 2010 = 100

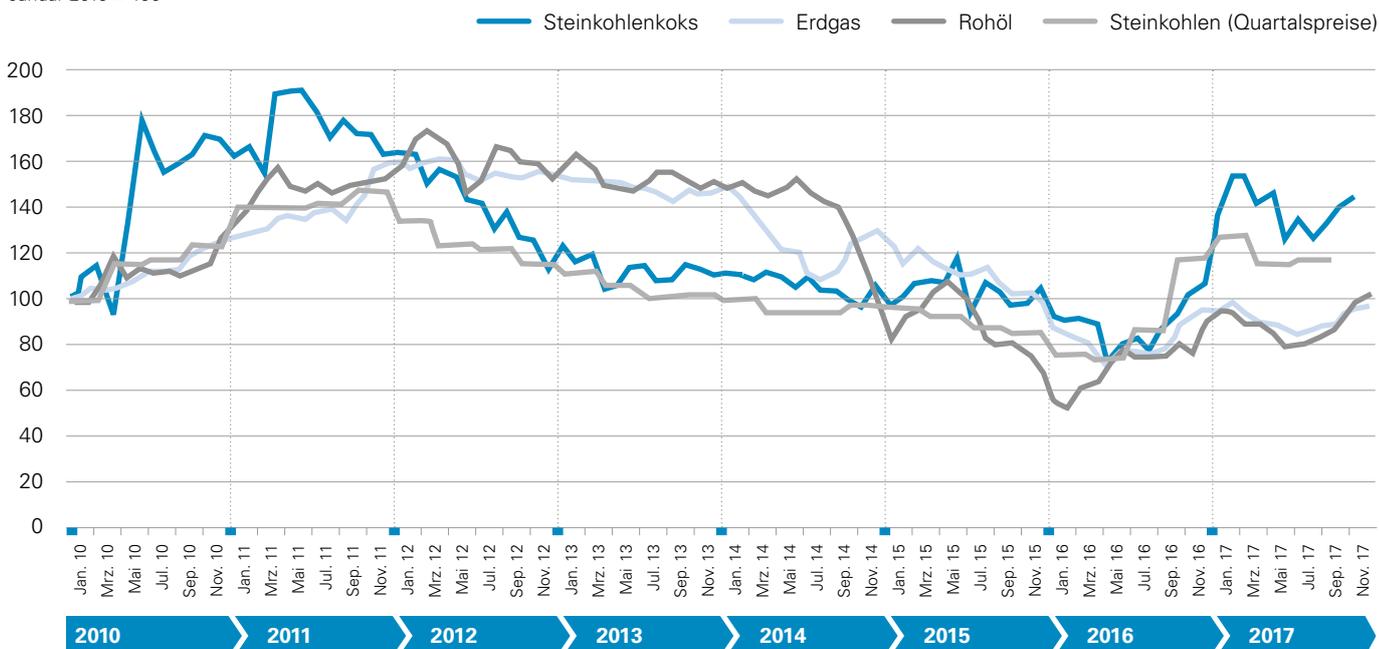


Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V. (Mc Closkey's Coal Report); Mineralölwirtschaftsverband e.V.

Abbildung 10

Entwicklung von Energieimportpreisen von Januar 2010 bis Dezember 2017

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 171,3 Mio. t zum fünften Mal in Folge unter dem Vorjahresergebnis. Dabei war die Entwicklung

in den einzelnen Revieren unterschiedlich: In Mitteldeutschland (+6,1 %) und im Rheinland (+0,9 %) war die Kohlengewinnung aufgrund besserer

Tabelle 10

Aufkommen und Verwendung von Braunkohle in Deutschland 2016 und 2017

		2016	2017 ¹⁾	Veränderung
	Einheit			in %
Rohbraunkohlenförderung im Inland nach Revieren				
Rheinland	Mio. t	90,5	91,2	0,9
Lausitz	Mio. t	62,3	61,2	-1,7
Mitteldeutschland	Mio. t	17,7	18,8	6,1
Helmstedt	Mio. t	1,1	0,0	-100,0
Braunkohlenförderung insgesamt	Mio. t	171,6	171,3	-0,2
	Mio. t SKE	52,7	52,6	-0,2
	PJ	1.545	1.542	-0,2
Verwendung inländischer Braunkohle				
Absatz insgesamt	Mio. t	156,0	154,0	-1,3
an Kraftwerke der allg. Versorgung	Mio. t	155,2	153,2	-1,3
an sonstige Abnehmer	Mio. t	0,8	0,8	1,6
Einsatz zur Veredlung	Mio. t	14,2	14,7	3,8
Einsatz in KW des Braunkohlenbergbaus	Mio. t	1,7	2,4	42,7
Bestandsveränderung	Mio. t	-0,3	0,0	-
Veredlungsprodukte aus inländischer Förderung	1.000 t	6.418	6.705	4,5
Außenhandel				
Einfuhren insgesamt	1.000 t SKE	31	22	-28,5
Ausfuhren insgesamt	1.000 t SKE	1.019	1.093	7,2
Außenhandelsaldo	1.000 t SKE	-987	-1.070	-
Primärenergieverbrauch von Braunkohle	Mio. t SKE	51,8	51,5	-0,6
	PJ	1.519	1.510	-0,6
Stromerzeugung aus Braunkohle ¹⁾				
Kraftwerke der allg. Versorgung	Mrd. kWh	146,2	144,2	-1,4
Industrie-Kraftwerke	Mrd. kWh	3,4	3,3	-1,6
Insgesamt	Mrd. kWh	149,5	147,5	-1,4

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.
 Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Kraftwerksverfügbarkeit höher. In der Lausitz lag sie dagegen unter dem Vorjahresergebnis (-1,7 %). Im Helmstedter Revier ist die Kohlengewinnung im Herbst 2016 ausgelaufen.

Die Veränderungen entsprechen weitgehend der jeweiligen Entwicklung der Lieferungen an die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (153,2 Mio. t; -1,3 %), an die rund 90 % der Förderung gehen. Das Kraftwerk Buschhaus ist seit 1. Oktober 2016, die Kraftwerksblöcke in Frimmersdorf sind seit 1. Oktober 2017 in die zwischen Bundesregierung und Unternehmen vereinbarte Sicherheitsbereitschaft überführt worden. Weitere Kraftwerke folgen 2018 und 2019. Mit der Sicherheitsbereitschaft der Braunkohlenkraftwerke wird der Braunkohleneinsatz zur Stromerzeugung bis 2020 insgesamt um etwa 15 % zurückgehen. Die CO₂-Emissionen aus der Braunkohlenstromerzeugung werden in Deutschland damit um gut 21 Mio.t sinken.

Der Energieinhalt der gewonnenen Braunkohle lag 2017 mit 52,6 Mio. t SKE (1.542 PJ) um 0,2 % unter dem Vorjahresergebnis. Der Anteil der Braunkohle an der heimischen Energiegewinnung erreichte weiter knapp 40 %. Sie bleibt damit ein wichtiger heimischer Energieträger.

Die Stromerzeugung aus Braunkohle war mit 147,5 TWh um gut 1 % erneut niedriger als im Vorjahr. Der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung ist auf 22,5 % (Vorjahr 23,0 %) gesunken. Nahezu jede vierte Kilowattstunde Strom, die in Deutschland verbraucht wird, stammt damit aus Braunkohle.

Die Herstellung von Veredlungsprodukten aus Braunkohle ist insgesamt um 4,5% auf rund 6,7 Mio. t gestiegen. Zuwächse waren bei Briketterzeugung (+9 %) und Staub (+5 %) zu verzeichnen. Dagegen blieben die Herstellung von Wirbelschichtkohle (-8 %), und die Koksproduktion (-3 %) unter dem Vorjahresergebnis.

Tabelle 11

Braunkohlen-Bilanz für Deutschland 2016 und 2017

In 1.000 t SKE

	2016	2017 ¹⁾	Veränderung
			in %
Gewinnung Inland	52.698	52.605	-0,2
+ Einfuhr	31	23	-0,2
= Aufkommen	52.729	52.628	-25,8
+/- Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: -)	129	3	-
- Ausfuhr	1.019	1.092	7,2
= Primärenergieverbrauch	51.839	51.539	-0,6
- Einsatz in Kraftwerken	48.246	47.805	-0,9
- Sonst. Umwandlungseinsatz	4.661	4.849	4,0
+ Umwandlungsausstoß	4.735	4.932	4,2
- Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch	752	748	-0,5
= Endenergieverbrauch	2.915	3.069	5,3
Industrie	2.446	2.580	5,5
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Deputate	469	455	-3,0

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.

Mit 51,5 Mio. t SKE (1.510 PJ) war der Primärenergieverbrauch von Braunkohle um 0,6 % niedriger als im Vorjahr. Damit deckte sie gut 11 % des gesamten inländischen Energiebedarfs.

Die Endenergiesektoren verbrauchten 2017 mit rund 3,1 Mio. t SKE insgesamt mehr Braunkohle und Braunkohlenprodukte als im Jahr zuvor (+5 %). In der Industrie nahm der Braunkohleneinsatz um gut 5 % zu, bei den privaten Haushalten war der Absatz nach den deutlichen Rückgängen in den Vorjahren ebenfalls höher (+4 %).

Die Zahl der Beschäftigten lag Ende 2017 in der deutschen Braunkohlenindustrie bei rund 20.900. In dieser Zahl sind gut 1.300 Auszubildende und knapp

5.000 Mitarbeiter enthalten, die in den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung der Braunkohlenunternehmen arbeiten. Die Beschäftigtenstatistik wies im Rheinland 9.739 Mitarbeiter aus, für die Lausitz 8.639 und für Mitteldeutschland 2.367. Im Revier Helmstedt waren nach dem Ende der Kohlegewinnung nur noch rund 150 Mitarbeiter für die Braunkohlenindustrie tätig. Insgesamt können in Deutschland gut 70.000 Arbeitsplätze dem Braunkohlenbergbau und der Stromerzeugung aus Braunkohle direkt und indirekt zugerechnet werden, wenn man den in der Studie des EEFA Instituts „Die Rolle der Braunkohlenindustrie für die Produktion und Beschäftigung in Deutschland“ ermittelten Beschäftigungsmultiplikator (3,5) zugrunde legt.⁴

⁴ Quelle: EEFA, Die Rolle der Braunkohlenindustrie für die Produktion und Beschäftigung in Deutschland (<https://braunkohle.de/61-0-EEFA-Studie-Beschaeftigungseffekte-2011.html>)

Elektrizitätswirtschaft

Im Jahr 2017 wurden in Deutschland brutto 654,8 Mrd. kWh Strom erzeugt. Damit stieg die Stromerzeugung gegenüber ihrem Vorjahreswert um 0,6 %. Die Stromerzeugung aus den einzelnen Energieträgern entwickelte sich uneinheitlich: Rückgängen bei der Stromproduktion aus Kernenergie, Braun- und Steinkohle sowie der Wasserkraft standen teilweise kräftige Zuwächse bei Windenergie, Erdgas, Photovoltaik als auch Biomasse gegenüber. Der Bruttostromverbrauch nahm nach bisherigen Zahlen um 0,5 % auf 599,8 Mrd. kWh zu (Tabelle 12).

Die Stromerzeugung der Braunkohlekraftwerke belief sich 2017 auf 147,5 Mrd. kWh. Das entspricht einem Rückgang von gut 1 % im Vergleich zum Vorjahreswert. Am Jahresende war nach vorläufigen Daten eine Netto-Leistung von rund 21.000 MW installiert, davon befanden sich bereits 1.214 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 der Gruppe der erneuerbaren Energien der wichtigste Energieträger im deutschen Strommix.

Die Steinkohlekraftwerke lieferten 2017 deutlich weniger Strom als im vorangegangenen Jahr. Sie produzierten 92,6 Mrd. kWh; das entspricht einem Rückgang von 17,5 % im Vorjahresvergleich. Zahlreiche Stilllegungen im Jahr 2017 führten dazu, dass per Jahresende 25.341 MW Leistung (netto) installiert waren gegenüber noch 27.711 MW im Vorjahr. Das entspricht einem Rückgang um 2.370 MW oder um fast 9 % der installierten Leistung 2016. Der Anteil der Steinkohle am Energieträgermix der deutschen Stromversorgung betrug 14,1 %.

Die Kernkraftwerke in Deutschland erzeugten im Berichtsjahr 76,3 Mrd. kWh Strom; das entspricht einem Anteil von 11,7 % an der Bruttostromerzeugung. Bis zum Jahresende 2017 betrug die installierte Leistung der Kernkraftwerke unverändert 10.799 MW und wird daher für das Kalenderjahr 2017 so dargestellt. Zum 31.12.2017, wie gemäß §7 AtG (Atomgesetz) festgelegt, ging Block B des Kernkraftwerks Gundremmingen außer Betrieb, sodass sich die installierte

Leistung der Kernkraftwerke zum Jahresbeginn 2018 um 1.284 MW auf 9.515 MW verringerte.

Der Einsatz von Erdgas als Brennstoff in den Kraft- und Heizkraftwerken der Stromversorgung nahm auch 2017 weiter zu. Aus Erdgas wurden voraussichtlich insgesamt 86,5 Mrd. kWh Strom erzeugt, das entspricht einem Plus von 6,4 % verglichen mit 2016. 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 an. Auch der Zubau an Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2016 sorgte 2017 noch für Zuwächse, da diese Anlagen 2017 erstmals ganzjährig am Netz waren. 2017 stieg die installierte Leistung (netto) im Vergleich zum Vorjahr allerdings nur geringfügig auf 29.645 MW an. Nach ersten Berechnungen hat Erdgas einen Anteil von 13,2 % an der Bruttostromerzeugung Deutschlands 2017.

Im Jahr 2017 wurde aus erneuerbaren Energien 15,0 % mehr Strom erzeugt als im Jahr zuvor. Die Windkraftanlagen an Land erzeugten mit 88,7 Mrd. kWh aufgrund des überdurchschnittlich guten Winddargebots erheblich mehr Strom als 2016 (+31 %). Die Windanlagen auf See lieferten mit 17,9 Mrd. kWh ebenfalls mehr Strom als im Vorjahr (+46 %), was auf den unterjährigen Zubau zurückzuführen ist. Die installierte Leistung der Windkraftwerke stieg 2017 onshore um fast 4.900 MW auf nunmehr 50.251 MW, offshore wurden knapp 1.300 MW neu ans Netz angeschlossen – das ist der zweitstärkste Zubau nach dem bisherigen Rekordjahr 2015. Damit beträgt die installierte Offshore-Windleistung in Deutschland inzwischen gut 5.400 MW. Insgesamt hat die Windenergie 2017 einen Anteil von 16,3 % am deutschen Stromerzeugungsmix.

Aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse (einschließlich Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm) wurden im Berichtsjahr 45,5 Mrd. kWh Strom gewonnen. Das entsprach einem Anstieg von 1,1 % im Vorjahresvergleich. Der Beitrag der Biomasse verstromenden Kraftwerke zur Stromerzeugung betrug 6,9 %. Zuzüglich der anteiligen Erzeugung in Müllkraftwerken (aus biogenen Abfällen) wurden

Tabelle 12

Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2017 nach Energieträgern

	1990	2000	2005	2010	2015	2016	2017 ¹⁾	2016 bis 2017	1990 bis 2000	2000 bis 2017	1990 bis 2017	
	Brutto-Stromerzeugung und Brutto-Stromverbrauch in Mrd. kWh							Jahresdurchschnittliche Veränderung in %				
Braunkohle	170,9	148,3	154,1	145,9	154,5	149,5	147,5	-1,4	-1,4	0,0	-0,5	
Kernenergie	152,5	169,6	163,0	140,6	91,8	84,6	76,3	-9,8	1,1	-4,6	-2,5	
Steinkohle	140,8	143,1	134,1	117,0	117,7	112,2	92,6	-17,5	0,2	-2,5	-1,5	
Erdgas	35,9	49,2	72,7	89,3	62,0	81,3	86,5	6,4	3,2	3,4	3,3	
Mineralöl	10,8	5,9	12,0	8,7	6,2	5,8	5,9	0,9	-5,9	0,0	-2,2	
Erneuerbare Energien	19,7	37,9	63,1	105,2	188,6	189,8	218,3	15,0	6,8	10,8	9,3	
Sonstige	19,3	22,6	24,1	26,8	27,3	27,3	27,7	1,5	1,6	1,2	1,3	
Bruttostrom- erzeugung einschl. Einspeisung insgesamt	549,9	576,6	623,2	633,5	648,1	650,6	654,8	0,6	0,5	0,8	0,6	
Stromflüsse aus dem Ausland	31,9	45,1	53,4	42,2	33,6	27,0	28,4	4,9	3,5	-2,7	-0,4	
Stromflüsse in das Ausland	31,1	42,1	61,9	59,9	85,4	80,7	83,3	3,2	3,1	4,1	3,7	
Stromaustauschsaldo Ausland	0,8	3,0	-8,5	-17,7	-51,8	-53,7	-55,0	-	-	-	-	
Brutto- stromverbrauch	550,7	579,6	614,7	615,8	596,3	596,9	599,8	0,5	0,5	0,2	0,3	
Veränderung gegenüber Vorjahr in %	-	4,0	0,7	5,8	0,7	0,1	0,5					
	Struktur der Bruttostromerzeugung in %											
Braunkohle	31,1	25,7	24,7	23,0	23,8	23,0	22,5					
Kernenergie	27,7	29,4	26,2	22,2	14,2	13,0	11,7					
Steinkohle	25,6	24,8	21,5	18,5	18,2	17,2	14,1					
Erdgas	6,5	8,5	11,7	14,1	9,6	12,5	13,2					
Mineralöl	2,0	1,0	1,9	1,4	1,0	0,9	0,9					
Erneuerbare Energien	3,6	6,6	10,1	16,6	29,1	29,2	33,3					
Sonstige	3,5	3,9	3,9	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.; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

im Jahr 2017 in Deutschland 51,4 Mrd. kWh Strom aus biogenen Energieträgern produziert. Ihr Anteil am Energieträgermix der deutschen Stromerzeuger betrug damit insgesamt 7,9 %.

Photovoltaikanlagen lieferten mit 39,9 Mrd. kWh ebenfalls mehr Strom als 2016 (38,1 Mrd. kWh). Verglichen mit 2016 ist das ein Plus von 4,7 %. Diese Strommenge beinhaltet nicht nur die Einspeisungen in das deutsche Stromverteilnetz, sondern jeweils auch den Selbstverbrauch aus Eigenanlagen vor Ort – unabhängig davon, ob dieser EEG-vergütet wurde oder nicht. Im Jahr 2017 wurden nach vorläufigen Abschätzungen gut 2.000 MWp Photovoltaik-Leistung hinzugebaut, am Jahresende waren damit etwa

43.300 MWp installiert. Der Beitrag der Solarenergie zum deutschen Strommix betrug im Berichtsjahr 6,1 %.

Ein leichtes Minus verzeichnete die Stromerzeugung der Lauf- und Speicherwasserkraftwerke, die mit 20,2 Mrd. kWh 1,7 % weniger Strom lieferten als im Vorjahr. Damit lag der Anteil der Laufwasser- und Speicherkraftwerke am Strommix bei 3,1 %.

Insgesamt wurden im Berichtsjahr 218,3 Mrd. kWh Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen, das entspricht einem Zuwachs von 15,0 %. Der Beitrag der Erneuerbaren zur Deckung des Brutto-Inlandsstromverbrauches stieg nach ersten Zahlen 2017 somit auf rund 36,4 % (2016: 31,8 %).

Ein kurzer Exkurs zum Eigenverbrauch von Windenergieanlagen an Land

Die Windenergie an Land hat aktuell einen Anteil von gut 2 % am gesamten Primärenergieverbrauch bzw. einen Anteil von knapp 14 % an der Bruttostromerzeugung in Deutschland.

In der Vergangenheit wurden die eingespeisten und nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergüteten Strommengen, die in Windenergieanlagen an Land generiert wurden, in der Energiebilanz Deutschland als „Brutto“-Stromerzeugung erfasst. Aktuelle Erkenntnisse zufolge beziehen Windenergieanlagen an Land jedoch nur in Zeiten fehlenden Winddargebots elektrischen Strom aus dem Netz. Ansonsten stellen sie die für den reibungslosen Anlagenbetrieb notwendige Energieversorgung relevanter Verbraucher (u. a. Heiz- und Kühlsysteme, Windnachführung) aus der eigenen Stromerzeugung bereit.

Folglich handelt es sich bei den aus Windenergie an Land eingespeisten und nach dem EEG abgerechneten Strommengen um die „Netto“-Stromerzeugung. Allerdings wird die Differenz zwischen der tatsächlichen Brutto- und der eingespeisten Netto-stromerzeugung, der Eigenverbrauch, statistisch nicht erfasst. Aus diesem Grund wendet die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen erstmals mit dem vorliegenden Bericht ein umfangreiches Verfahren an, mit dessen Hilfe diese statistische Lücke ab dem Berichtsjahr 2003 geschlossen wird.

Ausgangspunkt der neuen Methode zur Bestimmung des Eigenverbrauchs von Windenergieanlagen an Land ist die Überlegung, dass der Eigenverbrauch jeder Anlage typischerweise eine gewisse Abhängigkeit von ihrem Standort aufweist. Informationen über die spezifischen Standortbedingungen enthalten die Stammdaten, die im Rahmen des EEG von den Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern erhoben werden. Als wichtige Komponente der standortspezifischen Berechnungen werden darüber hinaus für jede bekannte Anlage durchschnittliche Betriebsstunden ermittelt. Aus Informationen diverser Hersteller wie u. a. Enercon, Nordex oder Vestas konnte zudem der anlagenspezifische Verbrauch von Hilfssystemen genauer bestimmt werden und fließt ebenfalls in die Berechnung ein. Da der Eigenverbrauch der Windenergieanlagen an Land witterungsbedingten Schwankungen unterliegt, berücksichtigt die neue Methodik schließlich noch zusätzliche Daten der Lufttemperatur (gemessen in über 400 Wetterstationen).

Die Berechnungen mit Hilfe der neuen Methodik zeigen, dass der Eigenverbrauchsanteil in Windenergieanlagen an Land bezogen auf die Bruttostromerzeugung im Jahr 2016 eine Größenordnung von 2,17 % erreicht. Nach ersten vorläufigen Schätzungen, ist davon auszugehen, dass der Eigenverbrauchsanteil im Jahr 2017 leicht zurückging und 1,95 % betragen wird.

Nachdem der negative Stromaustauschsaldo Deutschlands mit seinen Nachbarländern 2011 zunächst zurückgegangen war, erreichte er nach den bereits kräftigen Anstiegen in den Folgejahren im Berichtsjahr 2017 seinen bisher höchsten Wert. Die größte Strommenge floss in die Schweiz, gefolgt von Österreich und den Niederlanden (Schweiz 17,7 Mrd. kWh, Österreich 15,4 Mrd. kWh, Niederlande 13,8 Mrd. kWh). Ein Teil der Stromflüsse von Deutschland Richtung Niederlande geht allerdings weiter nach Belgien und Großbritannien. Die größten Strommengen kamen nach wie vor aus Frankreich nach Deutschland, gefolgt von Dänemark und Tschechien (Frankreich 7,0 Mrd. kWh, Dänemark 5,6 Mrd. kWh, Tschechien 5,6 Mrd. kWh). Insgesamt flossen aus deutschen Stromnetzen 83,3 Mrd. kWh ins Ausland (2016: 80,7 Mrd. kWh), aus dem Ausland bezog Deutschland 28,4 Mrd. kWh (2016: 27,0 Mrd. kWh). Der Saldo lag 2017 mit einem Ausfuhrüberschuss von 55,0 Mrd. kWh wiederholt über dem Niveau des

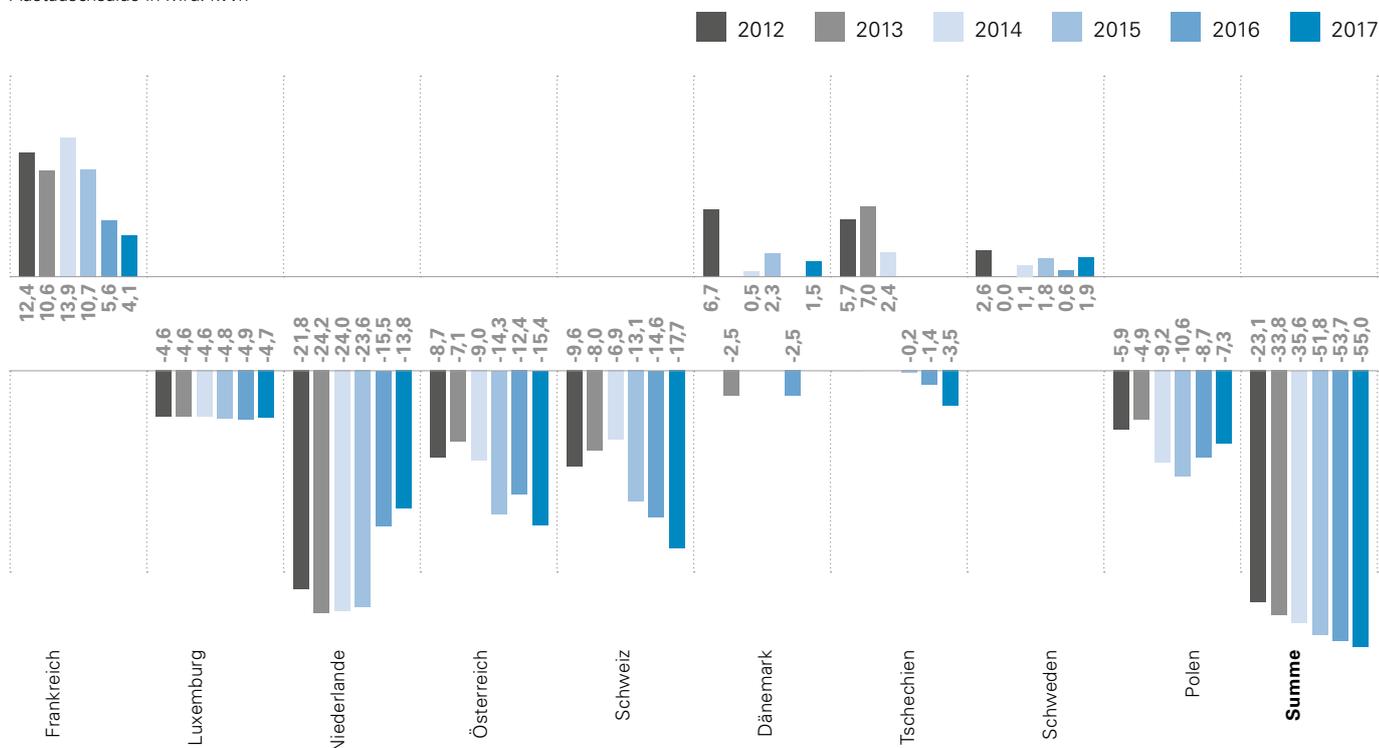
Vorjahres (2016: 53,7 Mrd. kWh). Zu bemerken ist, dass hier die physikalischen Lastflüsse dargestellt sind und es sich bei einem Teil der Austauschmengen um Transitmengen und Ringflüsse handelt (Abbildung 11).

Der Stromverbrauch der Industrie stieg nach ersten Abschätzungen konjunkturbedingt von 247,2 Mrd. kWh im Jahr 2016 um 0,6 % auf 248,6 Mrd. kWh im Berichtsjahr. Die stromintensiven Industrien wiesen dabei allerdings differenzierte Entwicklungen auf: Der Stromverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen nahm mit 0,7 % zu. In ähnlichem Maße stieg der Stromverbrauch der privaten Haushalte von 128,2 Mrd. kWh um 0,5 % auf 128,8 Mrd. kWh. Etwas weniger nahm auch der Stromverbrauch öffentlicher Einrichtungen zu: Er stieg um 0,4 % auf 52,8 Mrd. kWh. Der Verbrauch im Verkehr lag leicht über dem im Vorjahr. Insgesamt nahm der Nettostromverbrauch um 0,5 % auf 530,0 Mrd. kWh zu.

Abbildung 11

Entwicklung des Stromaustauschsaldos mit Partnerländern von 2012 bis 2017

Austauschsaldo in Mrd. kWh



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

Tabelle 13

Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2000 bis 2017

	2000	2008	2010	2014	2015	2016 ¹⁾	2017 ¹⁾	2016/ 2017	2008 bis 2017
	Mrd. kWh						Veränderung in %		
Bruttostromerzeugung	576,6	641,5	633,5	627,8	648,1	650,6	654,8	0,6	2,1
Kraftwerkseigenverbrauch	-38,1	-40,4	-39,0	-36,9	-37,7	-36,3	-34,2	-5,7	-15,4
Nettostromerzeugung	538,5	601,1	594,5	590,9	610,4	614,3	620,5	1,0	1,2
Stromflüsse aus dem Ausland	45,1	40,2	42,2	38,9	33,6	27,0	28,4	4,9	-29,5
Stromflüsse in das Ausland	42,1	62,7	59,9	74,5	85,4	80,7	83,3	3,2	32,9
Nettostromaufkommen für Inland	541,5	578,6	576,8	555,3	558,6	560,6	565,6	0,9	-2,3
Pumpstromverbrauch	6,0	7,9	8,6	8,0	8,1	7,5	8,3	10,1	3,9
Netzverluste und Nichterfasstes	34,1	32,3	27,6	23,3	26,0	26,0	27,3	5,2	-15,3
Nettostromverbrauch	501,4	538,4	540,6	524,0	524,6	527,1	530,0	0,5	-1,6
davon:									
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	239,1	252,4	249,7	244,4	245,8	247,2	248,6	0,6	-1,5
Haushalte	130,5	139,5	141,7	129,7	128,7	128,2	128,8	0,5	-7,7
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	118,6	135,4	135,4	135,4	135,4	135,4	135,4	0,0	0,0
Verkehr	13,1	11,1	12,1	11,5	11,1	11,7	11,8	0,5	6,3
Bruttoinlandsstromverbrauch	579,6	619,1	615,8	592,2	596,3	596,9	599,8	0,5	-3,1

1) Angaben z.T. vorläufig und geschätzt

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

Im Jahr 2017 betragen die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung (d. h. ohne die Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes) 0,43 kg CO₂/kWh netto und gingen damit gegenüber dem Vorjahr deutlich um 7,5 % zurück. Die rückläufige Entwicklung der spezifischen Emissionen ist vor allem auf die stark gestiegene Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die höhere Auslastung der Gaskraftwerke bei gleichzeitigem Rückgang der Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken zurückzuführen. Nur auf den fossilen Energieträgermix bezogen betragen die spezifischen CO₂-Emissionen im Berichtsjahr 0,88 kg CO₂/kWh netto. Sie gingen um 1,0 % zurück.

Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität als Verhältnis von preisbereinigtem Bruttoinlandsprodukt und Bruttostromverbrauch stieg im Jahr 2017 aufgrund des deutlichen Wirtschaftswachstums bei gleichzeitig moderatem Anstieg des Stromverbrauchs um 1,8 % im Vergleich zum Vorjahr. Über den Zeitraum 1990 bis 2017 betrug der Produktivitätsanstieg im Jahresdurchschnitt

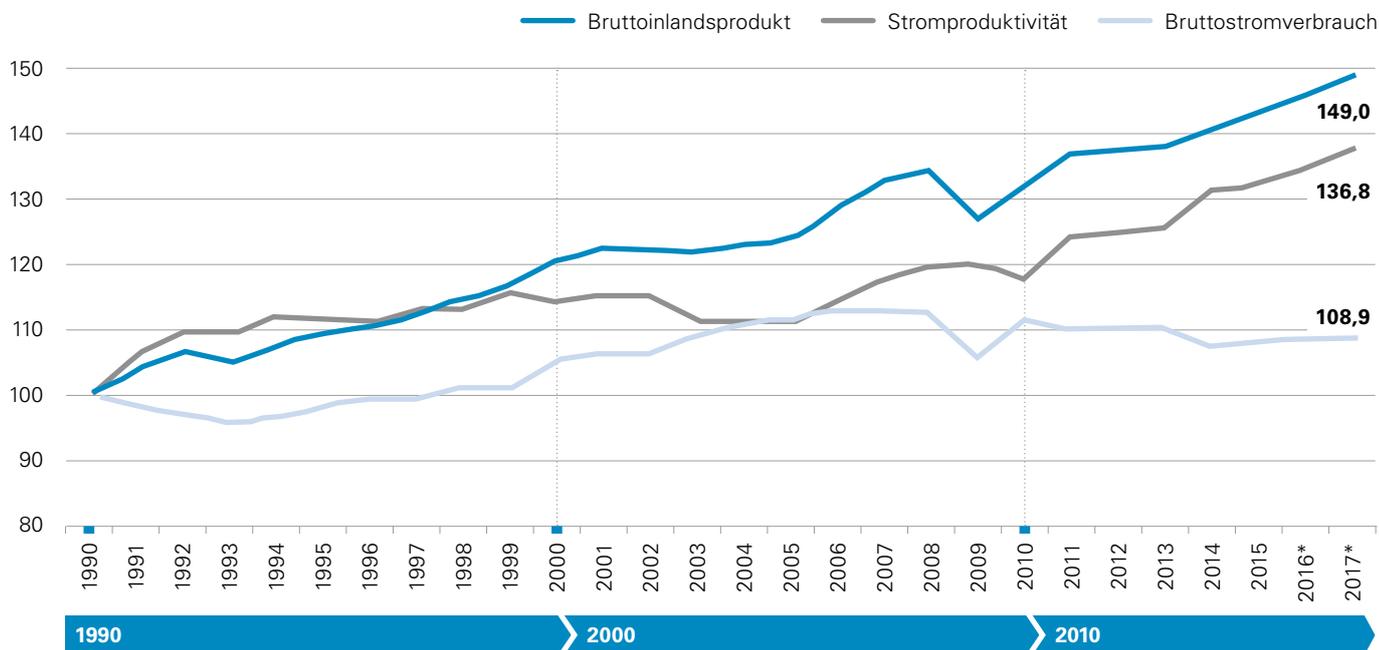
1,2 % (vgl. dazu Tabelle 2 und Abbildung 12). Zu den jährlichen Veränderungen von Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität siehe Abbildung 13.

Den Einfluss der unterschiedlichen Komponenten auf die Veränderungen des Stromverbrauchs von 1990 bzw. 2015 bis 2017 zeigt Abbildung 14. Danach ist der Anstieg des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2017 um 3 Mrd. kWh gegenüber 2016 vornehmlich durch das kräftige Wirtschaftswachstum (+10,8 Mrd. kWh) und nachrangig durch die steigende Bevölkerung (+2,4 Mrd. kWh) bewirkt worden. Der damit verbundene Verbrauchsanstieg wurde allerdings deutlich reduziert durch die zugleich zunehmende Stromproduktivität mit 10,2 Mrd. kWh. Über den gesamten Zeitraum von 1990 bis 2017 zeigen sich ähnliche Relationen: Der Gesamtanstieg um rund 49 Mrd. kWh ist bedingt durch eine Verbrauchssteigerung aufgrund der wirtschaftlichen (+210 Mrd. kWh) und demographischen (+23,2 Mrd. kWh) Entwicklung, die gemindert wurde durch die Effekte der höheren Stromproduktivität (-184 Mrd. kWh).

Abbildung 12

Bruttoinlandsprodukt¹⁾, Bruttostromverbrauch und gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität²⁾ in Deutschland 1990 bis 2017

1990 = 100



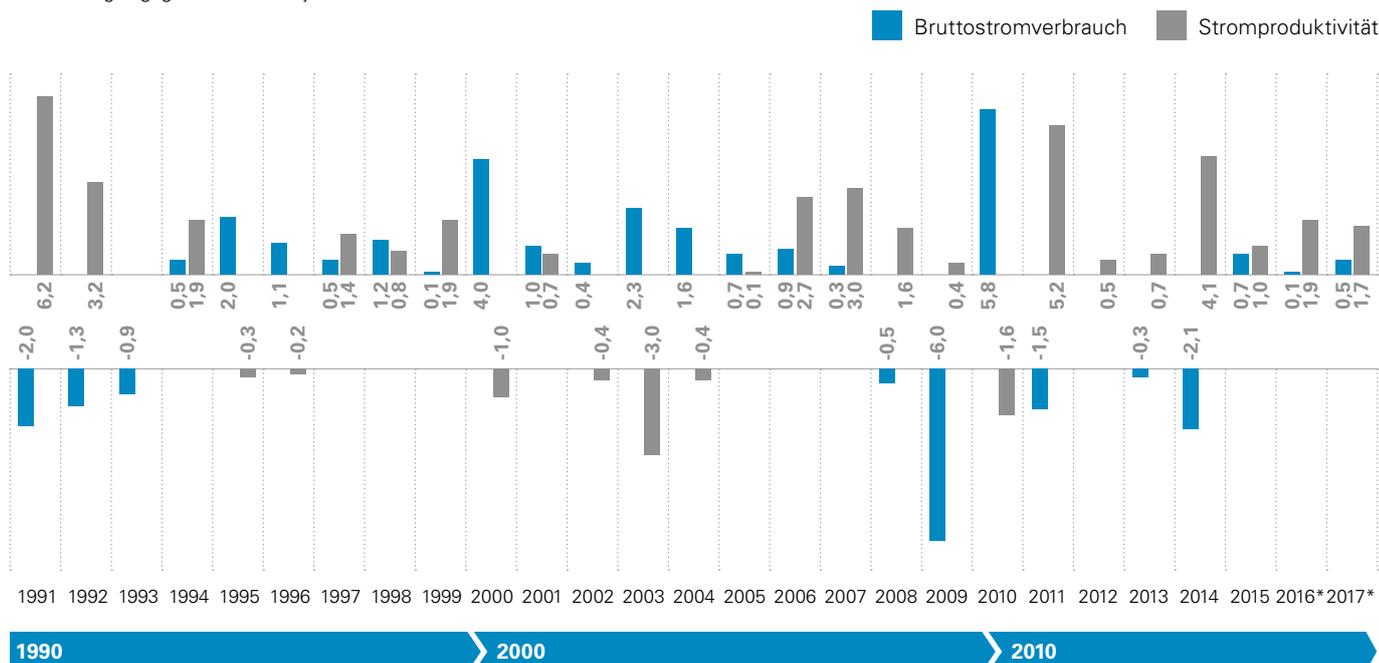
- 1) Preisbereinigt
- 2) Bruttoinlandsprodukt je Einheit Bruttostromverbrauch
- *) vorläufig

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

Abbildung 13

Veränderungen von Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität von 1991 bis 2017

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %



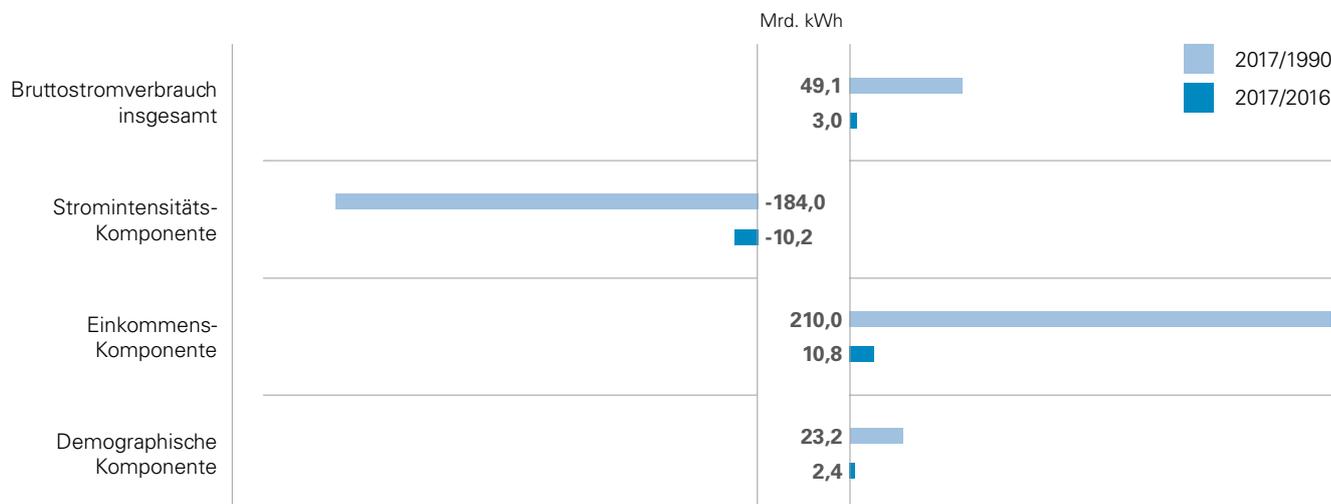
*) vorläufig

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

Abbildung 14

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2017 gegenüber 2016 und 1990 in Mrd. kWh



Quellen: Statistisches Bundesamt; Bundesministeriums 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 2016 gab es 1.747 Unternehmen, per Ende 2017 waren es 1.802. Im Detail waren von diesen Unternehmen 80 als Erzeugergesellschaften mit einem Kraftwerkspark größer 100 MW, 917 als Stromverteilnetzbetreiber, vier als Übertragungsnetzbetreiber, 45 als Stromgroßhändler und 1.258 als Vertriebsgesellschaften im Letztverbrauchergeschäft tätig.⁵ Die Zahl der in der Elektrizitätswirtschaft Beschäftigten nahm 2017 zu. Ende 2017 gab es nach vorläufigen Zahlen mit 130.900 1,3 % mehr Beschäftigte als Ende 2016.

Die Strompreise für Industriekunden nahmen vor allem bedingt durch den Anstieg von Steuern, Abgaben und Umlagen, aber auch von Netzentgelten und Beschaffungskosten um 11 % zu. Der Anteil der staatlichen Belastungen am Strompreis für Industriekunden sank 2017 auf 48 % gegenüber noch 50 % im Jahr 2016 (ohne Stromsteuer).

Auch die Strompreise für Haushalte stiegen um 1,7 % an. Sowohl der Anstieg von Steuern, Abgaben und Umlagen als auch der Netzentgelte

führten dazu. Der Anteil von Steuern, Abgaben und Umlagen am Strompreis erreichte 2017 das Rekordniveau von 55 % gegenüber noch 54 % im Vorjahr. Im Jahr 2018 sinken die staatlichen Belastungen geringfügig um 0,09 ct/kWh und halten damit die Abgabenlast für die Verbraucher stabil.

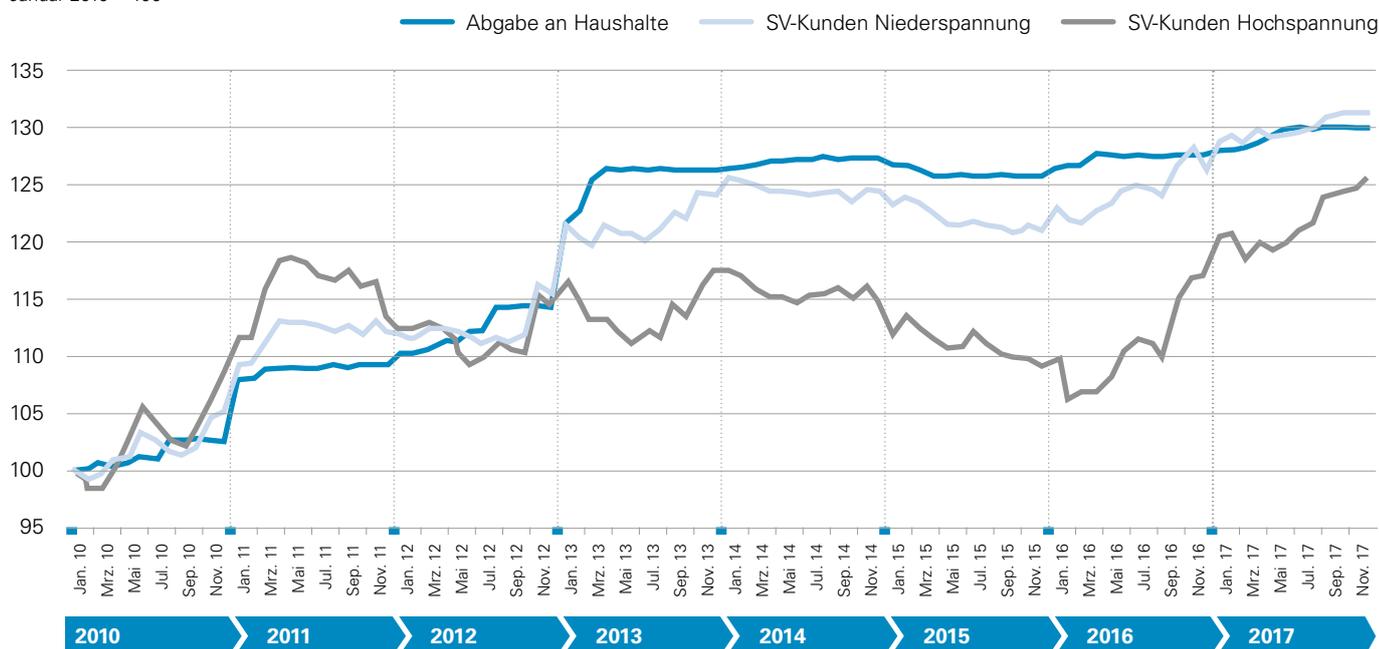
Gemessen am Erzeugerpreisindex haben sich die Strompreise im Jahr 2017 je nach Abnehmergruppe recht unterschiedlich entwickelt: Während sie bei den Haushalten um 1,5 % und bei den gewerblichen Abnehmern um 1,6 % gestiegen sind (Vorjahr: +1,0 % bzw. +0,6 %), legten sie bei den Sondervertragskunden auf der Niederspannungsebene im Unterschied zum Vorjahr, als sie um 1,9 % zugenommen hatten, nunmehr um 4,6 % zu. Mit 9,6 % war der Preisanstieg noch stärker bei Sondervertragskunden auf der Hochspannungsebene, wo es im Vorjahr noch einen leichten Rückgang um 0,2 % gegeben hatte (vgl. Abbildung 15). Besonders stark war die Preiserhöhung an der Börse; hier waren die Börsenstrompreise im Jahr 2017 um 21,8 % höher als 2016, als sie noch um 13,4 % gefallen waren. Im Vergleich zum bisherigen Höchststand im Jahr 2008 war der Börsenstrompreis 2017 um 55,3 % niedriger.

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

Abbildung 15

Strom-Erzeugerpreisindex für Sondervertragskunden und Abgabe an Haushalte in Deutschland von 2010 bis 2017

Januar 2010 = 100



Quelle: Statistisches Bundesamt

Verfolgt man die Entwicklung der Börsenpreise für Strom, so zeigt sich beginnend mit dem ersten Halbjahr 2011 bis Mitte 2016 auf dem Spotmarkt wie auf dem Terminmarkt eine deutliche Preisenkungstendenz (Abbildung 16). Der folgende Preisaufschwung blieb bis zum Herbst 2017 allerdings meist noch unter der Grenze von 40 €/MWh. Allerdings zeigen sich nach der Jahreswende 2016/2017 aufgrund der langanhaltenden Kältewelle im Januar 2017 und Nichtverfügbarkeiten französischer Kernkraftwerke erhebliche Turbulenzen mit Preisausschlägen bis zu mehr als 100 €/MWh.

Für die Elektrizitätswirtschaft bleibt die Entwicklung der Zertifikatspreise für CO₂, die sich im Rahmen des europäischen Emissionshandels bilden, nach wie vor bedeutungsvoll (Abbildung 17). Hierfür liegt inzwischen eine geschlossene Zeitreihe der CO₂-Zertifikatspreise für die zweite Handelsperiode von 2008 bis 2012 und nun auch für die vier 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

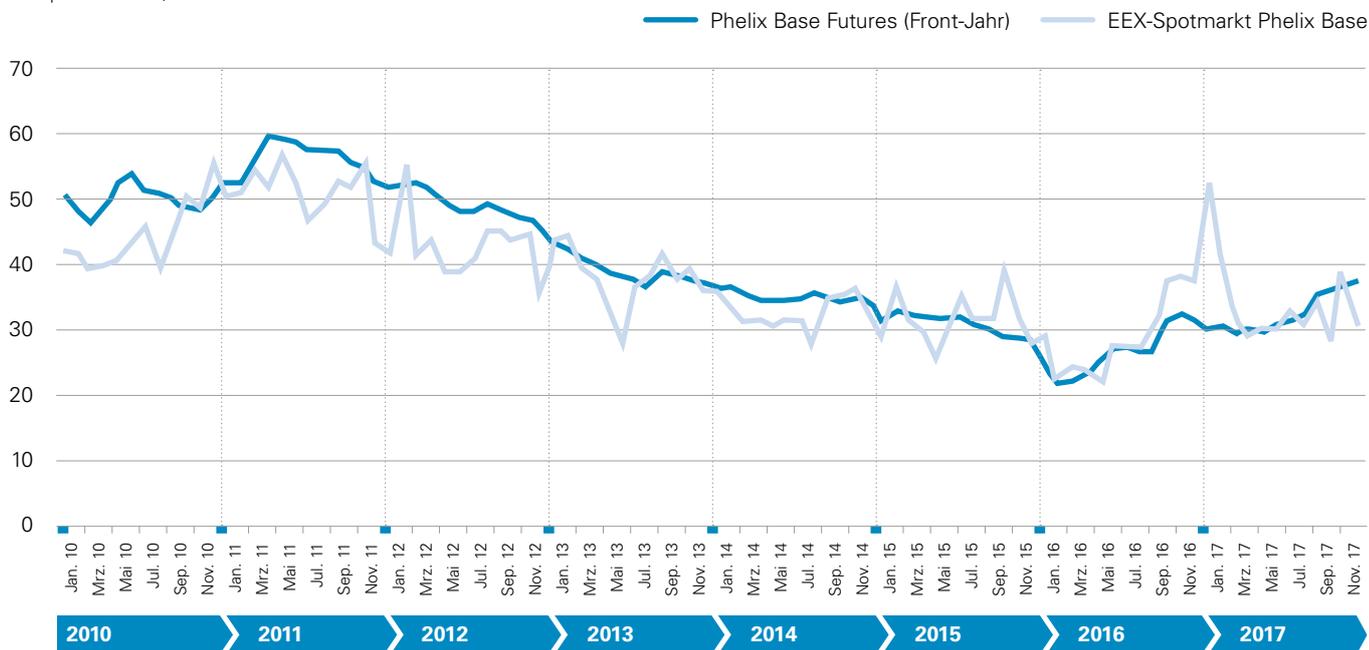
Phase relativer Preisstabilität in einer Größenordnung von etwa 13 bis 17 €/t CO₂ bis Mai 2011 folgte.

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 zeigte sich eine leichte Aufwärtstendenz in Richtung von 7 bis 9 €/t CO₂ bis Ende 2015, die allerdings 2016 wieder gestoppt wurde: Im Jahr 2016 bewegten sich die Preise wieder zwischen 4 und 6 €/t CO₂. Seit Mitte 2017 ziehen die Zertifikatspreise erneut deutlich an und nähern sich der 8 €/t CO₂-Grenze. Im Februar 2018 bewegen sie sich auf einem Niveau von nahe 10 €/t CO₂. Wieweit dies schon die erwünschte Trendwende hin zu höheren Zertifikatspreisen darstellt wird auch davon abhängig sein, wie wirksam die vorgesehenen Strukturreformen des Europäischen Emissionshandels sind. Abgesehen davon sei angemerkt, dass unabhängig von der Höhe der Zertifikatspreise die vorgegebene Mengenbegrenzung (cap) die Erreichung des jährlich sinkenden CO₂-Ziels garantiert.

Abbildung 16

Entwicklung der Börsenpreise für Strom an der EEX von 2010 bis 2017

Strompreise in EUR/MW

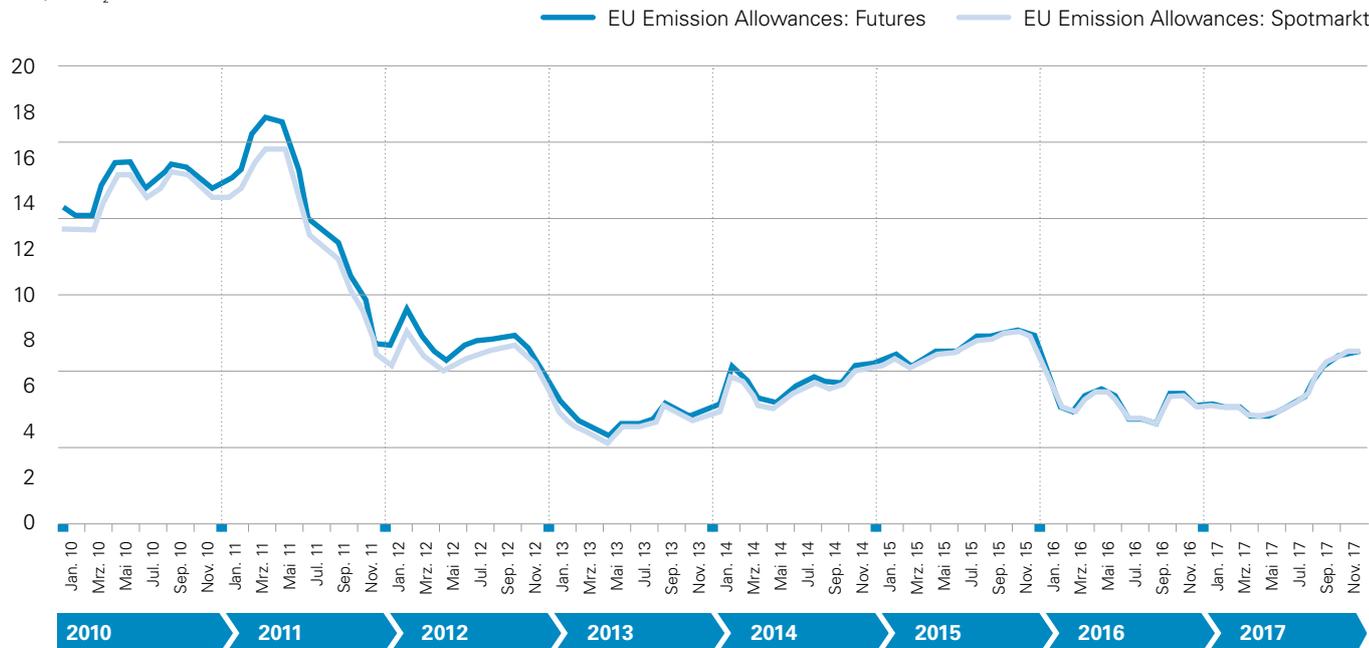


Quelle: Angaben nach Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Abbildung 17

Entwicklung der Börsenpreise für CO₂-Zertifikat im europäischen Emissionshandel

Euro je t CO₂ EUA



Quelle: Angaben nach Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Fernwärme- und -kälteversorgung

Im Jahr 2017 haben die Fernwärme-/kälteversorger nach ersten Abschätzungen 132 Mrd. kWh Nettowärme⁶ erzeugt, weitere 8 Mrd. kWh kamen von sonstigen Wärmeerzeugern. Insgesamt wurden 140 Mrd. kWh ins Wärme-/Kältenetz eingespeist. Verglichen mit dem Jahr 2016 stieg die Erzeugung um 0,7 %. Mehr als zwei Drittel der Nettowärmeerzeugung entstammt inzwischen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Der Nettowärmeverbrauch aus den Netzen der Energieversorger betrug nach Abzug von Betriebsverbrauch, Netzverlusten und statistischen Differenzen nach ersten Berechnungen 124,2 Mrd. kWh (2016: 121,5 Mrd. kWh). Der Verbrauchsanstieg gegenüber dem Vorjahr ist sowohl auf den weiteren Ausbau der Fernwärme als auch auf kühlere Temperaturen in einzelnen Monaten zurückzuführen (Tabelle 14).

Aufgrund der gestiegenen Wärmeerzeugung stieg auch der Brennstoffeinsatz in den Heiz- und Heizkraftwerken der allgemeinen Versorgung insgesamt um rund 1,1 % von 147 Mrd. kWh im Jahr 2016 auf 148 Mrd. kWh 2017. Den höchsten Anstieg beim Brennstoffeinsatz erfuhr wiederholt das Erdgas; sein Beitrag wuchs verglichen mit 2016 um mehr als 5 Mrd. kWh (das entspricht 8,8 %) auf 63 Mrd. kWh. Somit hatte Erdgas 2017 einen Anteil von gut 42 % am gesamten Brennstoffeinsatz für Fernwärme. Die Entwicklung beim Einsatz von Steinkohle und Braunkohle war nach ersten Abschätzungen rückläufig (-12,8 % bzw. -16,7 %). Erneuerbare Energien (einschließlich des erneuerbaren Anteils des Siedlungsabfalls) zeigten ein Plus von fast 3 %. Sie deckten mit gut 28 Mrd. kWh 19,0 % des Brennstoffeinsatzes in den Heiz- und Heizkraftwerken Deutschlands ab.

Tabelle 14

Bilanz der Wärme-/Kälteversorgungsunternehmen

	2015	2016 ¹⁾	2017 ¹⁾	Änderung
	Mrd. kWh			in %
Nettowärmeerzeugung	133,7	138,7	139,6	0,7
Netzverluste und Betriebsverbrauch, stat. Differenzen	18,1	17,2	15,4	-10,4
Nettoverbrauch Fernwärme/-kälte	115,6	121,5	124,2	2,3
Industrie	47,1	47,7	49,3	3,4
Haushalte	47,3	51,7	52,5	1,4
Sonstige	21,2	22,0	22,4	1,9

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

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

⁶ Hier Fernwärme stets einschließlich Fernkälte.

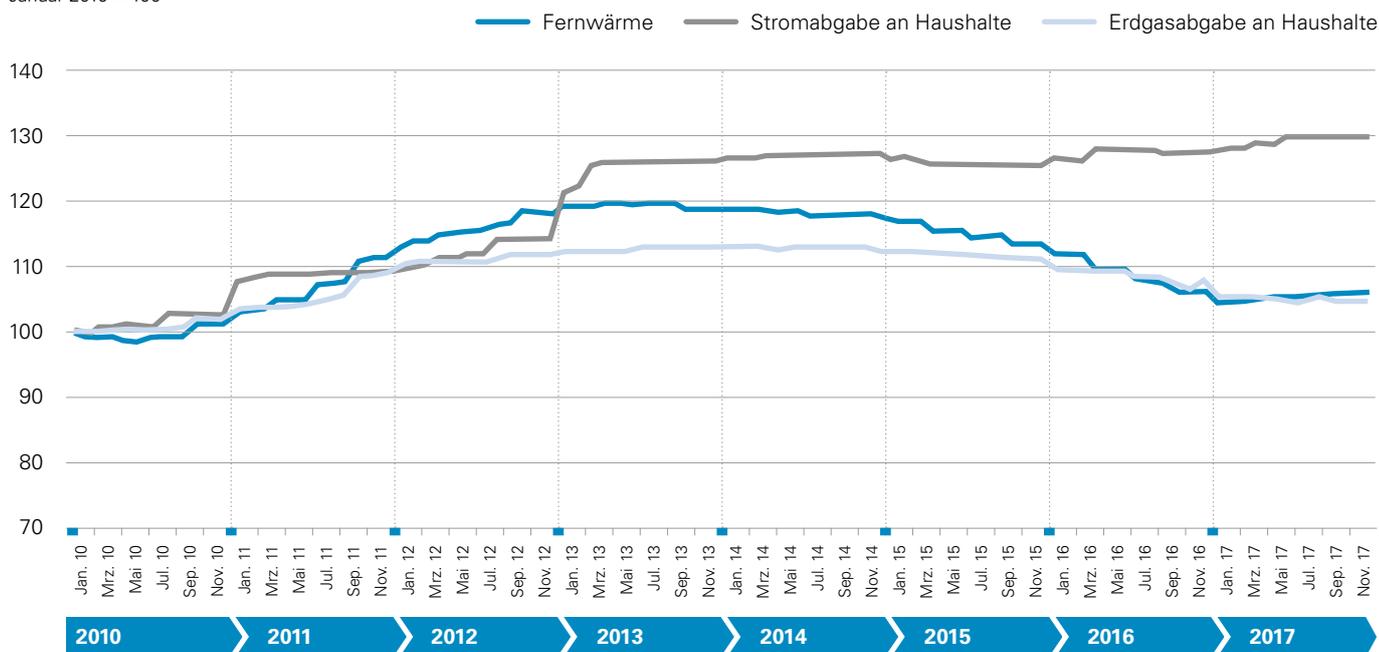
Nach ersten Abschätzungen nahm der Wärmeverbrauch der privaten Haushalte und für die Versorgung von Wohngebäuden um 1,4 % auf 52,5 Mrd. kWh zu. Verstärkt wurde dieses Plus durch einen Zuwachs von fernwärmeversorgten Wohnungen. Als Indikator dient hier die Vergabe von Baugenehmigungen für neue Wohnungen. Für 24,8 % der im Berichtsjahr zum Bau genehmigten neuen Wohneinheiten ist ein Fernwärmeanschluss vorgesehen. Industrielle Verbraucher nahmen konjunkturbedingt mit 49,3 Mrd. kWh ca. 3,4 % mehr Wärmeenergie ab als noch 2016. Der Wärmeverbrauch sonstiger Abnehmer stieg 2017 um 1,9 % auf voraussichtlich 22,4 Mrd. kWh.

Interessant ist ein Vergleich der Entwicklung der Erzeugerpreise für die Abgabe von Strom, Erdgas und Fernwärme an die Haushalte (Abbildung 18). Dabei zeigt sich ein mehr oder weniger gleichförmiger Verlauf von Erdgas und Fernwärme, während der Erzeugerpreisindex für Strom der Abwärtsentwicklung dieser beiden Energieträger nicht folgt. Im Unterschied zu den Erzeugerpreisindizes, die für Erdgas und Fernwärme seit 2014 tendenziell nach unten weisen, lässt der Index für Strom eine leicht steigende Tendenz erkennen.

Abbildung 18

Erzeugerpreisindizes für Fernwärme, Strom- und Erdgasabgaben an Haushalte in Deutschland von Januar 2010 bis Dezember 2017

Januar 2010 = 100



Quelle: Statistisches Bundesamt

Erneuerbare Energien

Die Nutzung erneuerbarer Energieträger nahm im Jahr 2017 ausgehend von 1.678 PJ (57,2 Mio. t SKE) um 6,1 % auf 1.780 PJ (60,7 Mio. t SKE) zu. Zurückzuführen ist diese Entwicklung im Wesentlichen auf die klimatischen Verhältnisse – in einzelnen Monaten herrschten außerordentlich gute Windbedingungen, und die Zahl der Sonnenstunden war gegenüber 2016 etwas höher – sowie den fortschreitenden Leistungsausbau. Im Ergebnis weiteten die erneuerbaren Energien ihren Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch in Deutschland von 12,5 % auf 13,1 % aus (vgl. Tabelle 1). Zur Brutto-stromerzeugung trugen sie im Jahr 2016 mit 29,2 % und im Jahr 2017 mit 33,3 % bei (vgl. Tabelle 12).

Ein Blick auf die einzelnen Verbrauchssektoren (vgl. Tabelle 15 und Abbildung 19) offenbart, dass dem Einsatz in Kraftwerken zur Stromerzeugung mit 57,2 % gemessen am gesamten Primärenergieverbrauch der erneuerbaren Energien die größte Bedeutung zukommt (2016: 54,6 %). Lediglich 5,5 % entfallen hingegen auf den Einsatz in Kraftwerken zur Fernwärmeerzeugung. Die verstärkte dezentrale Nutzung erneuerbarer Energien hat zur Folge, dass 36,0 % des Energieeinsatzes durch den Endverbraucher erfolgen (2016: 38,2 %). Hier sind im Wesentlichen Einzelfeuerstätten wie Öfen und Kamine, Solarthermieanlagen oder Wärmepumpen in privaten Haushalten, aber auch BHKW und Mikro-KWK-Anlagen im gewerblichen und industriellen Bereich zum Zwecke der Wärmeerzeugung sowie die Beimischungen zum Otto- und Dieselmotorkraftstoff im Verkehrssektor zu nennen. Analysiert man die einzelnen Technologien bzw. Energieträger, wird deutlich, dass der Verbrauch durchaus unterschiedliche Tendenzen zeigt:

Die Wasserkraft, die einen Anteil von 4,1 % am Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energien hatte, entwickelte sich über das gesamte Jahr gesehen leicht rückläufig (-1,8 %). Wurden im Jahr 2016 noch rund 74,0 PJ in Lauf- und Speicherkraftwerken sowie Pumpspeichern mit einem natürlichen Zufluss ins Oberbecken verbraucht und zur Stromerzeugung genutzt, waren es im Jahr 2017 lediglich 72,7 PJ. Insbesondere im ersten Halbjahr erzeugten Wasserkraftanlagen in Deutschland aufgrund geringer Niederschläge und z. T. niedriger Pegelstände 18 % weniger Strom. Kein Treiber dieser Entwicklung ist

die installierte elektrische Leistung, die seit Jahren zwischen 5 und 6 GW (aktuell 5,7 GW) stagniert.

Ganz anders verlief das Windjahr. Mit insgesamt 383,8 PJ verzeichnete der Primärenergieverbrauch Windenergie an Land und auf See dank teilweise hervorragender Windbedingungen ein weiteres Rekordergebnis und festigte mit 21,6 % am Primärenergieverbrauch der Erneuerbaren seinen zweiten Platz hinter der Biomasse. Im Vergleich zu 2016 (288,2 PJ) bedeutet dies einen Zuwachs von 33,1 %. In zehn von zwölf Monaten konnte das Ergebnis des Vergleichsmonats im Jahr zuvor übertroffen werden, im Oktober und Dezember sogar überaus deutlich (+123 % sowie +59 %). Ein massives Übergewicht im internen Vergleich haben die Windenergieanlagen an Land (319,2 PJ, +30,8 % – Windenergieanlagen auf See 64,6 PJ, +46,2 %), deren installierte Leistung die Grenze von 50 GW im Jahr 2017 übertroffen hat. Allein in den vergangenen zwölf Monaten konnte ein Leistungszubau an Land von 5,3 GW (brutto) verzeichnet werden – betragsmäßig entspricht der Brutto-Leistungszubau onshore eines einzigen Jahres damit nahezu der installierten Leistung aller Offshore-Windparks zusammen (5,4 GW). Mit Stand Jahresende drehten sich auf dem Festland sowie in den deutschen Meeresbereichen von Nord- und Ostsee (Küstenmeer und Ausschließliche Wirtschaftszone) knapp 30.000 Windenergieanlagen.

Der Primärenergieverbrauch Solarenergie stieg im Jahr 2017 ausgehend von 165,2 PJ auf aktuell 173,1 PJ an und erreichte damit einen Anteil von 9,7 % am Primärenergieverbrauch Erneuerbare. Dies entspricht einem Zuwachs von 4,7 %, ausgelöst durch positive Trends bei der Zahl der Sonnenstunden sowie der Strahlungsintensität. 143,6 PJ oder rund 83 % entfielen dabei auf die Nutzung der Solarenergie zur Stromerzeugung mit photovoltaischen Zellen, wovon gut 90 % in öffentliche Stromnetze eingespeist sowie rund 10 % vor Ort erzeugt und direkt verbraucht wurden. Am Jahresende waren gut 43 GW bzw. etwa 1,6 Mio. Aufdach- und Freiflächenanlagen in Deutschland installiert, im Jahresverlauf 2017 wurde davon 1,6 GW in Betrieb genommen. Im Unterschied zur Photovoltaik liefern Solarthermiekollektoren Wärme insbesondere zur Raumheizung und Trinkwassererwärmung. Der Beitrag zum Primärenergieverbrauch Erneuerbare betrug im Jahr 2017 29,5 PJ, verglichen mit dem Vorjahr bedeutet dies einen Zuwachs von 4,9 %.

Tabelle 15
Erneuerbare Energien in Deutschland 2016 und 2017 nach Verwendung und Energiequellen

	Wasserkraft		Windenergie (an Land und auf See)				Solarenergie		Geothermie		Biomasse		Abfälle		Summe						
	2016	Ände- rungen	2016	Ände- rungen	2016	Ände- rungen	2016	Ände- rungen	2016	Ände- rungen	2016	Ände- rungen	2016	Ände- rungen	2016	Ände- rungen					
																	Petajoule	%	Petajoule	%	Petajoule
Gewinnung im Inland	74,0	72,7	-1,8	288,2	383,8	33,1	165,2	173,1	4,7	53,8	57,9	7,7	990,4	987,3	-0,3	129,9	129,9	0,0	1.701	1.805	6,1
Außenhandelsaldo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-23,7	-24,6	-3,8	-	-	-	-24	-25	3,8
Primärenergie- verbrauch	74,0	72,7	-1,8	288,2	383,8	33,1	165,2	173,1	4,7	53,8	57,9	7,7	966,7	962,7	-0,4	129,9	129,9	0,0	1.678	1.780	6,1
Einsatz in Kraftwerken (Strom)	74,0	72,7	-1,8	288,2	383,8	33,1	137,2	143,6	4,7	6,3	6,7	6,1	346,8	347,6	0,2	64,1	63,9	-0,3	917	1.018	11,1
Einsatz in Kraftwerken (Wärme)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,6	1,2	-23,7	45,6	45,6	-0,1	50,6	50,4	-0,3	98	97	-0,6
Verbrauch bei Umwandlung, Verluste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,4	23,7	1,4	0,0	0,0	0,0	23	24	1,4
Endenergie- verbrauch	-	-	-	-	-	-	28,1	29,5	4,9	45,9	50,0	9,0	550,9	545,9	-0,9	15,2	15,6	2,5	640	641	0,1
Industrie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100,9	102,5	1,5	15,2	15,6	2,5	116	118	1,7
Verkehr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	107,8	109,4	1,6	-	-	-	108	109	1,6
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	-	-	-	-	-	-	28,1	29,5	4,9	45,9	50,0	9,0	342,2	334,0	-2,4	-	-	-	416	413	-0,6

Alle Werte für 2016 und 2017 sind vorläufig.

Quellen: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

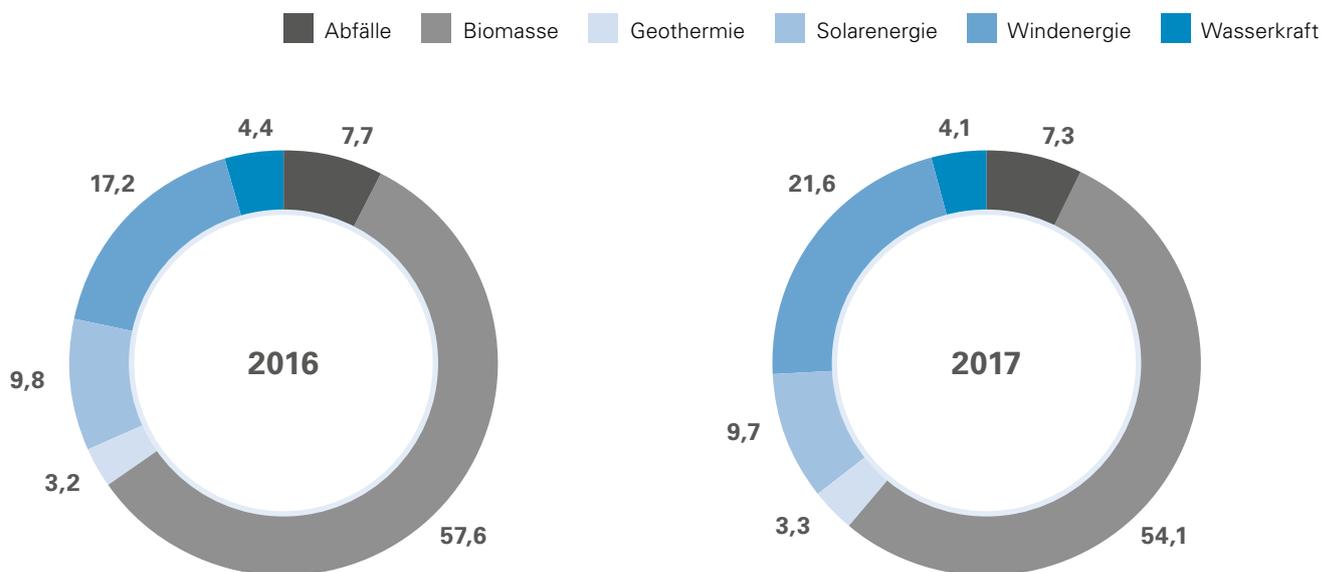
Die Geothermie verharrte in Bezug auf den Primärenergieverbrauch der Erneuerbaren weiterhin auf niedrigem Niveau, der Beitrag von 57,9 PJ (2016: 53,8 PJ) entspricht lediglich einem Anteil von 3,3 %. Auf derzeit 33 tiefengeothermische Anlagen in Deutschland, die zur Strom- und Fernwärmeerzeugung genutzt werden, entfielen 11,5 PJ oder rund 20 % des Primärenergieverbrauch Geothermie. Heizungs- und Brauchwasserwärmepumpen hingegen, die im Wesentlichen in Privaten Haushalten installiert sind, erhöhten ihren Anteil auf rund 80 % oder 46,4 PJ. Dies entspricht einer Steigerung von 9,2 % gegenüber dem Vorjahr. Ursächlich für diese Entwicklung war der Zubau von 91.500 Anlagen, die den Gesamtbestand auf nunmehr knapp über 1 Million Geräte haben anwachsen lassen. Der Primärenergieverbrauch Biomasse mit 54,1 % Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch der Erneuerbaren setzt sich aus verschiedenen festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffen zusammen, wobei dem Holz in Form von Scheitholz, Hackschnitzeln, Pellets oder Briketts nach wie vor die größte Bedeutung zukommt (52 % Anteil am Primärenergieverbrauch Biomasse). Flüssige Brennstoffe wie Palm- oder Rapsöl sowie Biokraftstoffe wie Biodiesel und Bioethanol spielen mit 12 % Anteil 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 36 % zum Primärenergieverbrauch Biomasse bei. Insgesamt betrachtet verharrt der Primärenergieverbrauch Biomasse mit 962,7 PJ auf Vorjahresniveau (966,7 PJ). Der Verbrauch fester Biomasse verzeichnete aufgrund der etwas wärmeren Wintermonate einen leichten Rückgang (-2 %), wohingegen der Einsatz von Biogas leicht zulegte (+1 %). Der Leistungszubau bei Biogasanlagen in Höhe von rund 300 MW im Jahresverlauf diente allerdings fast ausschließlich der Flexibilisierung von Anlagen (davon entfielen 21 MW Neuanlagen) und ist somit nur bedingt verbrauchsrelevant. Biogene Abfälle schließlich steuerten wie im Vorjahr 129,9 PJ zum Primärenergieverbrauch Erneuerbare bei, wobei lediglich 50 % des gesamten Energieeinsatzes in Abfallverbrennungsanlagen als erneuerbarer Brennstoff klassifiziert wird. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch Erneuerbare entspricht damit 7,3 %.

Abbildung 19

Struktur der erneuerbaren Energien in Deutschland 2016 und 2017

Anteile an Primärenergieverbrauch der erneuerbaren Energien insgesamt in %



Quelle: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

CO₂-Emissionen

Nach Schätzungen des Bundesverbandes der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) betragen im Jahr 2017 die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung (d. h. ohne die Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes) 0,43 kg CO₂/kWh netto; sie gingen damit gegenüber dem Vorjahr deutlich um 7,5 % zurück. Die rückläufige Entwicklung der spezifischen Emissionen ist vor allem auf die stark gestiegene Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die höhere Auslastung der Gaskraftwerke bei gleichzeitigem Rückgang der Erzeugung aus Steinkohlenkraftwerken zurückzuführen. Nur auf den fossilen Energieträgermix bezogen betragen die spezifischen CO₂-Emissionen im Berichtsjahr 0,88 kg CO₂/kWh netto und waren damit 1 Prozent niedriger als im Vorjahr.

Im Jahr 2017 hat sich die Struktur der Stromerzeugung deutlich (um 3,5 Prozentpunkte) zugunsten der emissionsarmen und emissionsfreien Energieträger verändert, während die besonders emissionsintensiven Energieträger Stein- und Braunkohle deutliche Anteilsverluste (-3,6 Prozentpunkte) verzeichneten. Vor diesem Hintergrund und angesichts einer nur um 0,6 % gestiegenen Bruttostromerzeugung lässt eine überschlägige Rechnung einen deutlichen Rückgang der Emissionen der Strom- und Fernwärmeversorgung um vielleicht 6 bis 8 % oder größenordnungsmäßig bis zu 20 Mio. t CO₂ vermuten. Dies entspräche dem stärksten jährlichen Rückgang seit der Wiedervereinigung und der Wirtschaftskrise 2009.

Geht man für eine erste Einschätzung der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen von den Veränderungen der Ursprungswerte des Primärenergieverbrauchs aus (2017/2016: +0,9 %), so wäre angesichts der gesunkenen Emissionsintensität des Primärenergieverbrauchs mit einem mehr oder weniger stagnierenden oder im günstigsten Fall sogar leicht rückläufigen Emissionsniveau zu rechnen. Das bedeutet aber auch, dass mindestens in der Größenordnung des Rückgangs bei der Stromerzeugung (s. o.) die übrigen Sektoren zusammengenommen einen entsprechenden Emissionsanstieg aufweisen müssen. Das dürfte wohl abermals im Verkehrsbereich der Fall sein, wenn man den Anstieg des Verbrauchs von Otto- und Dieselmotoren zugrunde legt. Aber auch im Wärmebereich dürfte angesichts der Veränderungen des Absatzes von Erdgas im

Bereich der Haushalte und des Kleingewerbes und des leichten Heizöls mit einem Emissionsanstieg zu rechnen sein. Schließlich dürften auch die Emissionen in der Industrie mit der durchweg sehr positiven Produktionsentwicklung im Jahr 2017 das Niveau im Vorjahr übertroffen haben.

Unabhängig von der sektoralen Emissionsentwicklung ist festzustellen, dass die Emissionen in Deutschland insgesamt nach wie vor weit entfernt von dem Ziel einer 40-prozentigen Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020 gegenüber 1990 bleiben. Unterstellt man für den Zielpfad vereinfachend einen weitgehend linearen Verlauf vom Basisjahr 1990 (1.252 Mio. t CO₂-Äquiv.) bis hin zu dem Emissionsziel für 2020 in Höhe von rund 750 Mio. t CO₂-Äquiv., so wäre zur Erreichung dieses nationalen Ziels bis 2016 eine Reduktion auf 818 Mio. t CO₂-Äquiv. bzw. bis 2017 nur rund 800 Mio. t CO₂-Äquiv. notwendig gewesen – tatsächlich betragen die Emissionen im Jahr 2016 rund 909 Mio. t CO₂-Äquiv. und 2017 dürften sie eher stagnieren. Demnach würde die bisherige „Minderreduktion“ fast 110 Mio. t CO₂-Äquiv. betragen haben. Zum Erreichen des Ziels von 750 Mio. t bis 2020 wäre in den verbleibenden drei Jahren pro Jahr eine Minderung um 53 Mio. t CO₂-Äquiv. notwendig. Diese vereinfachende Rechnung dokumentiert die eminente Herausforderung, die sich bis 2020 noch an die zur Zielerreichung notwendigen Reduktionsmaßnahmen richten. Aus heutiger Sicht bestehen dazu keine Realisationschancen. Es wird also vornehmlich darauf ankommen müssen, die Ziellücke für 2020 soweit wie möglich zu schließen und alle Anstrengungen darauf zu richten, die Ziele für 2030 zu erreichen.

In diesem Zusammenhang sei erneut auf eine 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 emissionsbehaf-tete Stromerzeugung verdrängt wird, was dort zu einer Emissionsentlastung führt. Wie allerdings 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

Die vergleichsweise gute Konjunktur, aber auch die steigende Bevölkerungszahl waren wesentliche Ursachen für die Erhöhung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland. Hinzu kommt, dass gegenüber dem Schaltjahr 2016 das Jahr 2017 einen „Energieverbrauchstag“ weniger aufwies. Begünstigt wurde die Verbrauchsentwicklung zudem durch die nach wie vor vergleichsweise niedrigen Preise insbesondere für die fossilen Energieträger. Im Ergebnis legte der Primärenergieverbrauch 2017 um 0,9 % zu. Anders als in den Vorjahren spielte der Temperatureinfluss angesichts mit dem Vorjahr vergleichbaren Temperaturen eine verhältnismäßig geringe Rolle, so dass der temperaturbereinigte Primärenergieverbrauch sich kaum von den Ursprungswerten unterscheidet. Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität hat sich um 1,3 % verbessert; sie lag damit aber weiterhin unter dem langfristigen Durchschnitt von 1,8 % pro Jahr.

Mit einem Plus von 0,5 % ist der Stromverbrauch schwächer gestiegen als der Primärenergieverbrauch. Damit hat die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität mit 1,7 % erheblich stärker zugenommen als der längerfristige Durchschnitt von 1990 bis 2016 mit lediglich 1,1 %. Erhöht hat sich der Stromverbrauch vor allem in der Industrie, bei den Haushalten und im Verkehr.

Gemessen am Erzeugerpreisindex haben sich die Strompreise im Jahr 2017 je nach Abnehmergruppe recht unterschiedlich entwickelt: Während sie bei den Haushalten um 1,5 % und bei den gewerblichen Abnehmern um 1,6 % gestiegen sind, legten sie bei den Sondervertragskunden auf der Niederspannungsebene um 4,6 % zu. Mit 9,6 % war der Preisanstieg noch stärker bei Sondervertragskunden auf der Hochspannungsebene. Besonders stark war die Preiserhöhung an der Börse; hier waren die Börsenstrompreise im Jahr 2017 um fast 22 % höher als 2016. Im Vergleich zum bisherigen Höchststand im Jahr 2008 war der Börsenstrompreis 2017 aber immer noch um 55,3 % niedriger.

Mit großen Schwankungen bewegten sich auch die Preise für Ölprodukte und Erdgas. Die im Jahr 2017 zunächst wieder fallenden Rohölimportpreise bis auf rund 315 €/t im Juni schlugen in der zweiten Jahreshälfte in einen Anstieg bis auf fast 414 €/t im Dezember

um. Insgesamt waren die Rohölimportpreise im Jahresdurchschnitt 2017 um ein Viertel höher als 2016. Die Preise für Ölprodukte folgten weitgehend den Veränderungen der Rohölkosten und der internationalen Produktnotierungen, allerdings mit unterschiedlichen Raten. Insgesamt zeigten sich 2017 steigende Tendenzen, doch hielten sich diese in engen Grenzen. So waren die Preise im Dezember 2017 für Superbenzin noch nicht einmal um ein Prozent höher als im Dezember 2016; bei Dieselkraftstoff war es ein Plus von 2,2 % und bei leichtem Heizöl ein Plus von 4 %.

Die seit einiger Zeit sinkenden Erdgasimportpreise setzten sich 2017 nur bedingt fort. Im Verlauf des Jahres 2017 blieben die Importpreise in etwa auf dem Niveau des 4. Quartals 2016, lagen im Jahresmittel aber um etwa 10 % über dem Niveau des Jahres 2016. Die Entwicklung der Importpreise wirkt sich infolge unterschiedlicher Beschaffungszeiträume für verschiedene Kundengruppen unterschiedlich auf die inländischen Abgabepreise aus. Parallel zu den Erdgasimportpreisen stieg das Preisniveau für Erdgas an der Börse um gut 21 %, die Abgabepreise an Kraftwerke legten um 4 % zu. Für große industrielle Abnehmer erhöhten sich die Preise aufgrund der kurzfristigeren Beschaffung um 10 % gegenüber dem Vorjahr, für kleine industrielle Gasverbraucher blieb der Erdgasbezugspreis nahezu unverändert. Aufgrund frühzeitiger Beschaffung sanken die Gaspreise um 3,7 % für die Bereiche Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und um 3,2 % für private Haushalte.

Während die Zertifikatspreise im europäischen Emissionshandel im Jahr 2016 auf einem sehr niedrigen Niveau zwischen 4 und 6 €/t CO₂ schwankten, ziehen sie seit Mitte 2017 wieder deutlich an. Inzwischen bewegen sie sich auf einem Niveau von nahe 10 €/t CO₂. Inwieweit dies schon die erwünschte Trendwende hin zu höheren Zertifikatspreisen darstellt, wird auch davon abhängig sein, wie wirksam die vorgesehenen Strukturreformen des Europäischen Emissionshandels sind.

Mit Blick auf die von der Bundesregierung verfolgten Ziele im Energiekonzept signalisieren die ersten energiebezogenen Daten für 2017 ein gemischtes Bild. So bestehen Zweifel daran, dass das Ziel der

Bundesregierung, den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 % im Vergleich zu 2008 zu senken, erreicht wird, zumal 2017 dazu erneut kein Beitrag geleistet worden ist. Insgesamt war der (unbereinigte) Primärenergieverbrauch im Jahr 2017 lediglich knapp 6 % niedriger als 2008, dem Zielbasisjahr für den Primärenergieverbrauch. Um das Ziel für 2020 noch zu erreichen, müsste der Rückgang in den verbleibenden drei Jahren auf knapp 15 % bzw. auf 5,3 % pro Jahr gesteigert, d.h. im Vergleich zu der jahresdurchschnittlichen Reduktion von 2008 bis 2017 (-0,7 % p.a.) mehr als versiebenfacht werden. Es erscheint mehr als fraglich, ob die von der Bundesregierung inzwischen ergriffenen Maßnahmen (beispielsweise im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz) dazu in der verbleibenden kurzen Zeit ausreichen. Hinzu kommt, dass auch gegenläufige Tendenzen die Zielerreichung erschweren könnten, seien es die weiter steigenden Bevölkerungszahlen, die gute wirtschaftliche Entwicklung oder die trotz für einige Energieträger wieder steigenden Preistendenzen nach wie vor niedrigen Energiepreise und CO₂-Zertifikatspreise, die die Anreize zur effizienteren Energienutzung schwächen.

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. Um nämlich das Ziel für 2020 noch zu erreichen, müsste der Stromverbrauch gegenüber 2017 insgesamt noch um reichlich 7 % bzw. jahresdurchschnittlich um 2,4 % gesenkt werden. Gemessen an der tatsächlichen Entwicklung von 2008 bis 2017, als der Stromverbrauch im jährlichen Mittel nur um 0,3 % abgenommen hat, bedeutet das eine ebenfalls siebenmal so hohe Minderungsrate. 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 Stromanwendungen 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.

Das bis dahin gültige Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen bis 2020 gegenüber 1990 um 40 % zu reduzieren, ist inzwischen mit der Koalitionsvereinbarung zwischen CDU/CSU und SPD vor dem Hintergrund der zunehmend erkannten Unmöglichkeit, das Ziel zu erreichen, Zielerreichung erheblich relativiert worden, indem es nunmehr heißt, dass Maßnahmen ergriffen werden sollen, „um die Handlungslücke zur Erreichung des Klimaziels 2020 so schnell wie möglich zu schließen“.⁷ Tatsächlich zeigen die Daten, dass das Ziel praktisch unerreichbar geworden ist, müssten die Emissionen doch auf Basis des Jahres 2017 jedes Jahr um 53 Mio. t reduziert werden, was außerhalb jeder politischen Umsetzbarkeit steht.

Jetzt muss es aber darauf ankommen, das für 2030 geplante (und nach den Planungen gesetzlich zu fixierende) Ziel einer Emissionsminderung um 55 % gegenüber 1990 mit den entsprechend wirksamen Maßnahmen zu unterlegen. Auch dies wird eine erhebliche Herausforderung darstellen, denn das Ziel eines Emissionsniveaus im Jahr 2030 von 563 Mio. t CO₂-Äquiv. bedeutet für den Zeitraum von 2017 bis 2030 eine Minderung von rund 346 Mio. t. Diese Minderung in den verbleibenden 13 Jahren entspricht etwa der Reduktion, die in den 27 Jahren von 1990 bis 2017 erreicht wurde (342 Mio. t). Das heißt, dass der durchschnittliche jährliche Emissionsrückgang von 2017 bis 2030 etwa doppelt so hoch sein muss wie in den Jahren von 1990 bis 2017. Dies zu erreichen wird ohne eine erhebliche Intensivierung der energie- und Klimaschutzpolitischen Maßnahmen nicht möglich sein.

Insgesamt lässt die Entwicklung von Niveau und Struktur des Energieverbrauchs in Deutschland im Jahr 2017 mit Blick auf die Ziele des Energiekonzepts einen nach wie vor großen und eher noch dringlicheren Handlungsbedarf erkennen. Dies gilt auch im Hinblick auf die Zielerreichung für 2030, zumal das 2020er Ziel inzwischen außer Reichweite ist. Dabei sollte das Hauptaugenmerk nicht nur auf dem Stromsektor liegen, besteht doch nach wie vor ein beträchtlicher Handlungsbedarf für den Gebäudebereich, insbesondere aber für den Verkehrssektor, bei dem nach wie vor keine Minderungstendenzen zu erkennen sind.

⁷ Entwurf der Koalitionsvereinbarung (Stand; 7.2., 12:45 Uhr), S. 142.