



Energieverbrauch

in Deutschland im Jahr 2016

Energieverbrauch legt 2016 erneut leicht zu

Inhalt

Energieverbrauch legt 2016 erneut leicht zu	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 2017

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

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

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

Max-Planck-Straße 37, 50858 Köln
uwe.maassen@braunkohle.de

www.ag-energiebilanzen.de

Energieverbrauch legt 2016 erneut leicht zu

Der Energieverbrauch in Deutschland erreichte 2016 nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AG Energiebilanzen) eine Höhe von 13.383 Petajoule (PJ) oder 456,7 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE). Das entspricht einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um 1,1 %.

Der Zuwachs geht auf ein Bündel von Faktoren zurück. So trug dazu die positive Wirtschaftsentwicklung (+1,9 %) ebenso bei, wie die Bevölkerungszunahme (+0,8 Mio. Menschen) und die gegenüber dem Vorjahr kühlere Witterung und der damit verbundene höhere Heizenergiebedarf. Hinzu kommt noch die Tatsache, dass 2016 ein Schaltjahr mit einem zusätzlich „energieverbrauchenden“ Tag war. Bereinigt um den Witterungseffekt wäre der Energieverbrauch im vergangenen Jahr schätzungsweise nur um rund 0,6 % gestiegen; einschließlich des Schaltjahreffektes dürfte der Zuwachs 0,4 % betragen haben.

Gemessen an den Ursprungswerten hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität im Jahr 2016 im Vergleich zum Vorjahr etwa halbiert (0,7 % versus 1,3 %). Temperaturbereinigt und den Schaltjahreffekt berücksichtigend bewegte sie sich mit etwa 1,5 % noch immer deutlich unter dem langjährigen Durchschnitt von 2 %.

Mit Ausnahme der erneuerbaren Energien (+2,8 %), des Mineralöls (+1,5 %) und (vor allem temperaturbedingt) des Erdgases (+9,5 %) nahm der Verbrauch aller übrigen Energieträger mehr oder weniger kräftig ab. So sank die nukleare Stromerzeugung mit 7,8 % am stärksten. Der Verbrauch an Steinkohlen ging 2016 um reichlich 5 % und derjenige der Braunkohle um knapp 3 % zurück.

Mit einem Anteil am Primärenergieverbrauch von 34 % blieb das Mineralöl nach wie vor der wichtigste Energieträger, gefolgt vom Erdgas, das seinen Anteil auf nahezu 23 % steigern konnte. An dritter Stelle rangierten die erneuerbaren Energieträger mit einem Anteil von inzwischen 12,6 % – vor der Steinkohle mit 12,2 % und der Braunkohle mit 11,4 %. Der Anteil von Kernenergie sank 2016 auf unter 7 %.

Die Veränderungen bei den erneuerbaren Energien verliefen auch 2016 sehr unterschiedlich: Während die Wasserkraft mit einem Plus von fast 11 % und die Geothermie mit rund 9 % ihren Verbrauch kräftig erhöhten und die Biomasse wie die (biogenen) Abfälle noch um knapp 4 % bzw. um fast 5 % zulegten, ging die Nutzung der Windenergie angesichts der ungünstigeren Windverhältnisse um reichlich 2 % und diejenige der Solarenergie um leicht über 1 % zurück. Insgesamt fiel der Verbrauchsanstieg der erneuerbaren Energien im Jahr 2016 deutlich schwächer aus als im Vorjahr.

Anders als der Primärenergieverbrauch ist der Bruttostromverbrauch im Jahr 2016 weitgehend konstant geblieben: Mit rund 595 Mrd. kWh war er lediglich 0,1 % niedriger als im Vorjahr. Dabei wurde der bisherige Höchstwert von etwa 621 Mrd. kWh im Jahr 2007 um 4,3 % unterschritten. Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität, die sich in den Jahren von 1990 bis 2015 im jährlichen Mittel um gut 1 % erhöht hatte, verbesserte sich 2016 mit 1,9 % mit einer fast doppelt so hohen Rate.

Auch die Bruttostromerzeugung 2016 blieb gegenüber dem Vorjahr nahezu unverändert (+0,2 % auf 648 Mrd. kWh). Spürbar geändert hat sich dagegen die Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern: Während sich die Stromerzeugungsanteile beim Einsatz von Kernenergie, Braunkohle und Steinkohle deutlich verminderten und bei den erneuerbaren Energieträgern nur ein leichtes Plus aufwies, kam es beim Erdgas mit einem Anstieg der Stromerzeugung um rund 30 % zu einer beträchtlichen Ausweitung des Erzeugungsanteils (von 9,6 % auf 12,4 %). Die erneuerbaren Energien behielten mit einer Erzeugung von insgesamt 188 Mrd. kWh bzw. einem Erzeugungsanteil von reichlich 29 % vor der Braunkohle (23,1 %), der Steinkohle (17,2%), der Kernenergie (13,1 %) und dem Erdgas (12,4 %) ihre Spitzenposition.

Bei weitgehend unveränderten Werten der Bruttostromerzeugung und des Bruttostromverbrauchs erhöhten sich die Überschüsse beim Stromaus-tausch mit dem Ausland¹ auf ein neues Rekordniveau von knapp 54 Mrd. kWh (2015: fast 52 Mrd. kWh).

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

Besonders hohe Exportüberschüsse waren wieder im Austausch mit den Niederlanden (15,5 Mrd. kWh), der Schweiz (14,6 Mrd. kWh) und Österreich (12,4 Mrd. kWh) zu verzeichnen. Überschüsse bei den Stromflüssen aus dem Ausland konzentrieren sich traditionell auf Frankreich, wobei sich der Einfuhrüberschuss aus Frankreich von 10,7 Mrd. kWh 2015 auf 5,6 Mrd. kWh im Jahr 2016 nahezu halbierte. Der in den vergangenen Jahren übliche Einfuhrüberschuss aus Tschechien wich im Jahr 2016 einem Ausfuhrüberschuss Deutschlands. Dies traf auch auf Dänemark zu, woher Deutschland im Jahr 2015 per Saldo noch 2,3 Mrd. kWh bezog, im Jahr 2016 dorthin aber einen Überschuss von 2,5 Mrd. kWh aufwies.

Eine umfassende Ermittlung der Entwicklung der Treibhausgasemissionen insgesamt im Jahr 2016 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.

Obwohl sich die Struktur des Energieverbrauchs weiter zugunsten der emissionsfreien bzw. emissionsarmen Energieträger verschoben hat, dürften die CO₂-Emissionen auf Basis der Ursprungswerte des Primärenergieverbrauchs wieder gestiegen sein, wenn auch mit etwa 0,7 % oder rund 6 Mio. t deutlich schwächer als der Energieverbrauch. Unter Berücksichtigung der Temperatureinflüsse dürfte der Anstieg reichlich 2 Mio. t bzw. 0,3 % betragen haben. Sofern sich bei den prozessbedingten CO₂-Emissionen wie bei den übrigen Treibhausgasemissionen keine grundlegend anderen Entwicklungen vollzogen haben, dürfte Deutschland abermals den angestrebten Pfad rückläufiger Emissionen verfehlt haben. Unterstellt man für den Zielpfad vereinfachend einen weitgehend linearen Verlauf, so wäre zur Erreichung des nationalen Ziels einer Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % im Vergleich zu 1990 bezogen auf die Emissionswerte im Jahr 2015 bis 2020 im Jahr 2015 eine Minderung um rund 30 Mio. t bzw. 3,6 % pro Jahr erforderlich gewesen.

Primärenergieverbrauch insgesamt

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2016 insgesamt 13.383 PJ oder 457 Mio. t SKE; gegenüber dem Vorjahr nahm er damit um 1,1 % bzw. um 149 PJ/5,2 Mio. t SKE zu (Tabelle 1).

Tabelle 1

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2015 und 2016 ¹⁾

Energieträger	2015	2016	2015	2016	Veränderungen 2016 geg. 2015			Anteile in %	
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	Mio. t SKE	%	2015	2016
Mineralöl	4.489	4.550	153,2	155,3	61	2,2	1,5	33,9	34,0
Erdgas	2.761	3.022	94,2	103,1	261	8,9	9,5	20,9	22,6
Steinkohle	1.718	1.630	58,6	55,6	-88	-3,0	-5,1	13,0	12,2
Braunkohle	1.567	1.522	53,5	51,9	-45	-1,6	-2,8	11,8	11,4
Kernenergie	1.001	923	34,2	31,5	-78	-2,7	-7,8	7,6	6,9
Erneuerbare Energien	1.644	1.689	56,1	57,6	46	1,5	2,8	12,4	12,6
Stromaustauschsaldo	-187	-193	-6,4	-6,6	-6	-0,2	-	-1,4	-1,4
Sonstige	241	240	8,2	8,2	-1	0,0	-0,5	1,8	1,8
Insgesamt	13.234	13.383	451,5	456,7	149	5,2	1,1	100,0	100,0

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

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Zum Anstieg des Primärenergieverbrauchs trug neben der vergleichsweise positiven konjunkturellen Entwicklung mit einem gesamtwirtschaftlichen Wachstum von 1,9 % und dem Bevölkerungszuwachs um rund 0,8 Mio. Menschen im Jahr 2016 ebenfalls die im Vergleich zum Vorjahr kühlere Witterung bei: So waren zwar über das Jahr gerechnet die Gradtagzahlen nur um 2,7 % höher (also „kälter“) als im Vorjahr, doch waren sie in den der jeweiligen Heizperiode zurechenbaren Monate Januar bis April und Oktober bis Dezember beinahe um 10 % höher als 2015 (Abbildung 1). Angesichts des hohen Anteils des

temperaturabhängigen Wärmebedarfs am Energieverbrauch gingen vor allem bei den privaten Haushalten und im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen von der im Vorjahresvergleich kühleren Witterung unmittelbar verbrauchssteigernde Effekte aus. ²

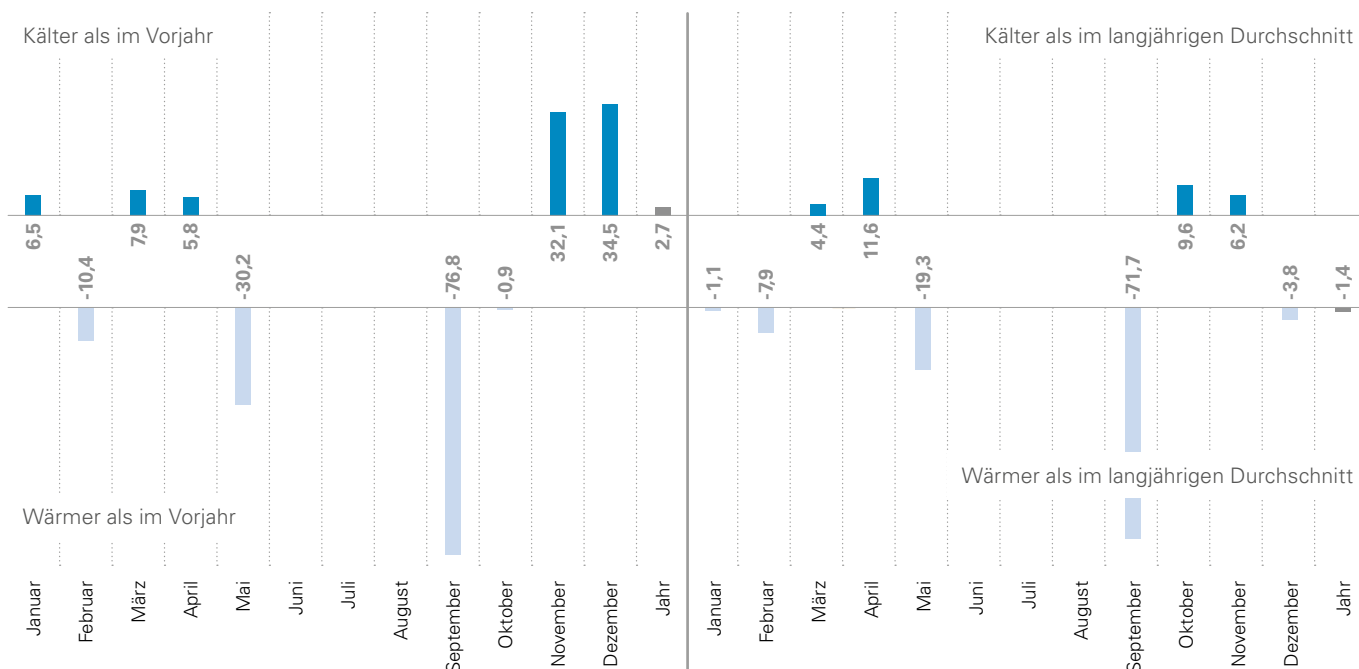
Schließlich kann der Schaltjahreffekt 2016 nicht vernachlässigt werden. Unter der vereinfachenden Annahme einer Gleichverteilung würde daher der Primärenergieverbrauchs im Vergleich zu einem Normaljahr etwa um 37 PJ bzw. um etwa 1,2 Mio.t SKE „überhöht“ ausfallen.

² Es sei aber auch vermerkt, dass 2016 im Vergleich zum langjährigen Durchschnitt gleichwohl immer noch spürbar „wärmer“ war. Zudem gehörte das Jahr 2016 nach Angaben des Deutschen Wetterdienstes mit einer Mitteltemperatur von 9,5 °C zu den 10 wärmsten Jahren in Deutschland seit 1881.

Abbildung 1

Monatliche Gradtagzahlen in Deutschland 2016 (16 Messstationen)*

Veränderungen 2016 gegenüber dem Vorjahr und dem langjährigen Mittel (1990-2015) in %



*) Wegen begrenzter Aussagefähigkeit ohne die Monate Juni und August

Quelle: Deutscher Wetterdienst

Berücksichtigt man 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 nicht um 1,1 %, sondern nur um 0,6 % gestiegen. Dabei wirkte sich der Temperatureffekt bei den einzelnen Energieträgern unterschiedlich aus. Er beeinflusst vor allem den Verbrauch der Energieträger Erdgas und Mineralöl, die einen hohen Anteil am (von den Außentemperaturen abhängigen) Raumwärmemarkt haben. Bei den anderen Energieträgern, deren Verbrauch weit aus weniger von der Witterung abhängt, zeigen sich nur geringe Unterschiede zwischen den tatsächlichen und den (geschätzten) temperaturbereinigten Werten (Abbildung 2).

Auch die wirtschaftliche Entwicklung wirkte in der Tendenz eher verbrauchssteigernd, wenn auch sektoral sehr differenziert (Abbildung 3 zeigt die jährlichen Veränderungsrate der Produktionsindizes von 2014 bis 2016 für 12 wichtige Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes):

- So ist zwar das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2016 im Vergleich zum Vorjahr immerhin um 1,9 % gestiegen, gleichwohl wies die Produktion im produzierenden (+1,1 %) wie im verarbeitenden Gewerbe (+1,4 %) ein spürbar schwächeres Wachstum auf. Das gilt auch für den Maschinenbau (+0,4 %) oder die Herstellung von elektrischen Ausrüstungen (+1 %).
- In einigen energieintensiven Bereichen war sogar ein Produktionsrückgang zu verzeichnen, so bei der Herstellung von chemischen Erzeugnissen mit -3,0 %, bei der Metallerzeugung und -bearbeitung mit -0,8 % oder bei der Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus mit einem Produktionsrückgang von einem Prozent.
- Ein starkes Wachstum gab es dagegen bei der Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden (+3,1 %), bei der Gewinnung von Steinen und Erden und dem sonstigen Bergbau (ohne Kohlenbergbau) mit einem Plus von 2,7 %, bei Gummi- und Kunststoffwaren (+2,4 %), bei der

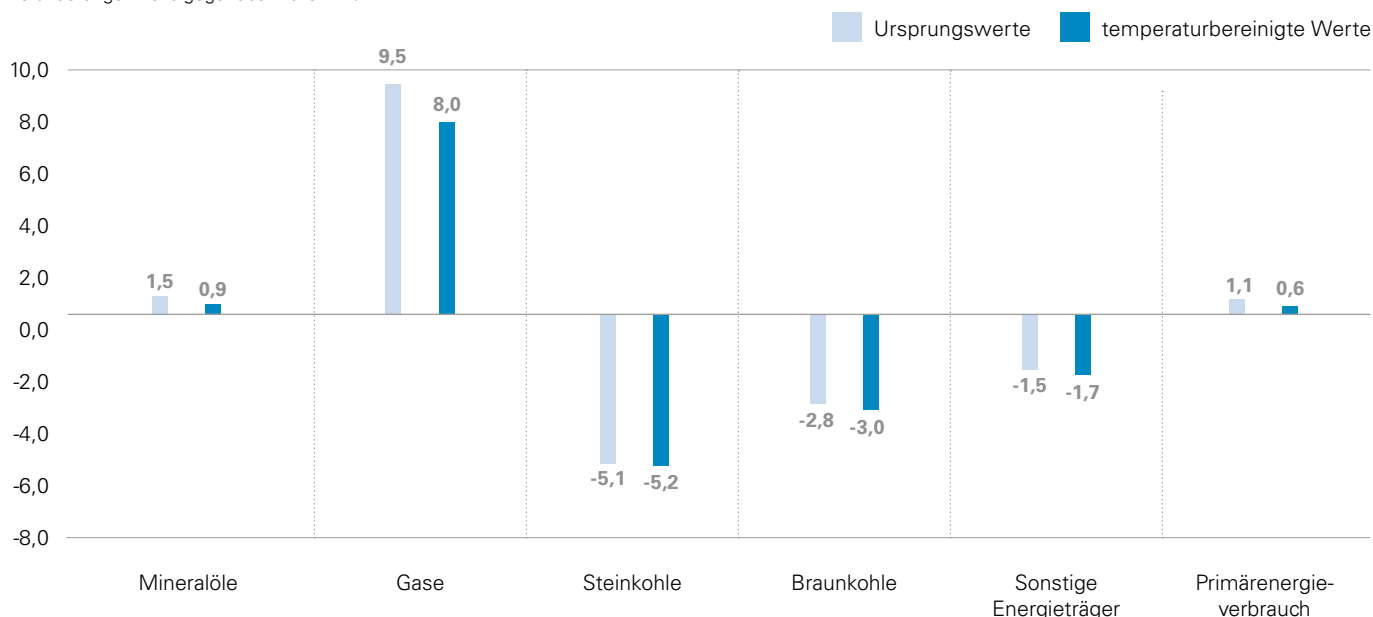
Herstellung von Metallerzeugnissen wie von Kraftwagen und Kraftwagenteilen mit einem Plus von jeweils 2,3 %, beim sonstigen Fahrzeugbau (+6,7 %) sowie bei der Herstellung von DV-Geräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen mit +3,2 %.

Vor dem genannten Hintergrund ist zu vermuten, dass der Großteil des Energieverbrauchszuwachses wohl außerhalb des verarbeitenden Gewerbes entstanden ist. Dazu dürften neben dem tertiären Sektor vor allem der Bereich der Gebäudeheizung sowie angesichts des insgesamt gestiegenen Kraftstoffverbrauchs auch der Verkehrssektor beigetragen haben.

Abbildung 2

Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern

Veränderungen 2016 gegenüber 2015 in %



Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; Deutscher Wetterdienst

Ein kurzer Exkurs zum Problem der Lagerbestandsveränderungen:

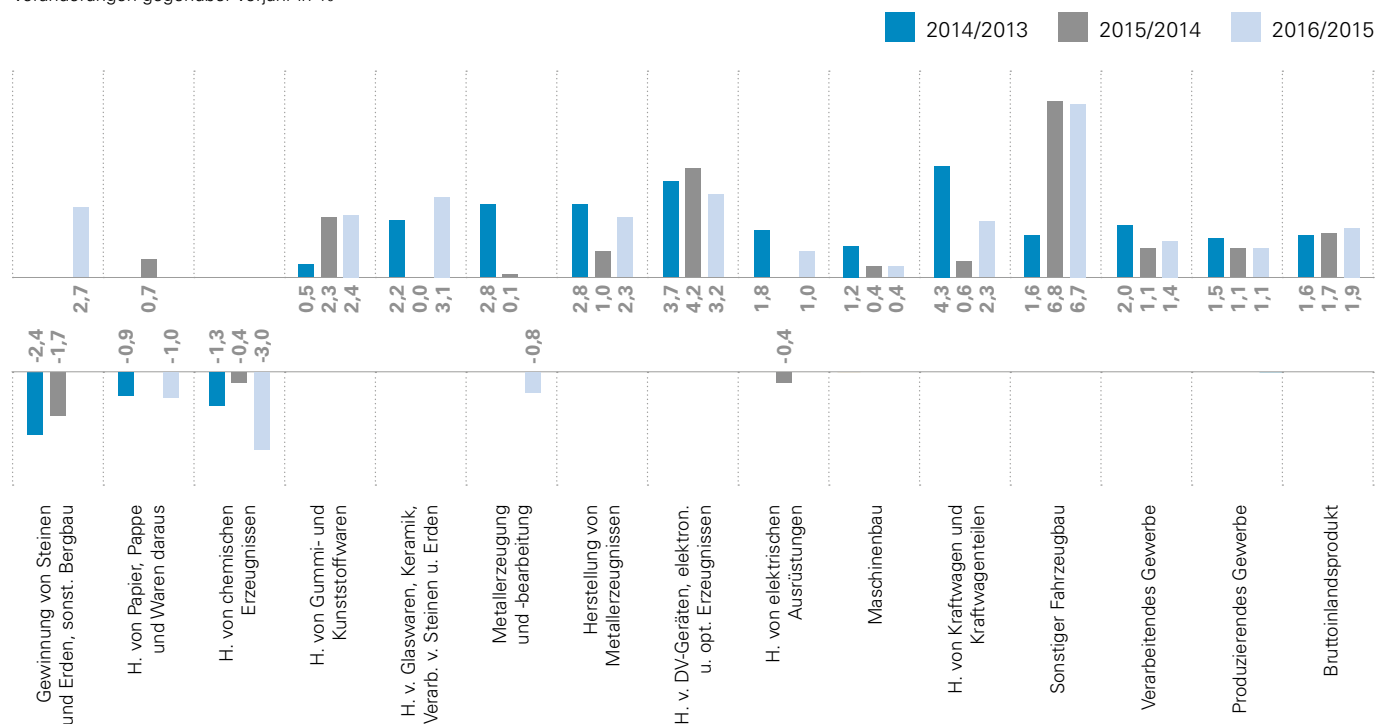
Bei einer Bewertung der Veränderungen des Primärenergieverbrauchs wie speziell des Mineralölverbrauchs ist zu berücksichtigen, dass die Ursprungswerte für die lagerfähigen Brennstoffe (Kohlen und Mineralölprodukte) nur Absatzzahlen enthalten. Der tatsächliche Verbrauch kann deshalb um die jeweiligen 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.

Abbildung 3

Produktionsindex im verarbeitenden Gewerbe in Deutschland von 2014 bis 2016

Veränderungen gegenüber Vorjahr in %



Quelle: Statistisches Bundesamt

Die energiepolitischen Beschlüsse der Bundesregierung zur fortgesetzten Förderung der erneuerbaren Energien und zum Ausstieg aus der Kernenergie schlagen sich auch in den Veränderungen der Struktur des Primärenergieverbrauchs nieder. Wichtigster Energieträger blieb auch 2016 das Mineralöl mit einem Anteil von rund 34 %. Es folgte das Erdgas mit einem auf 22,6 % gestiegenen Anteil (2015: 20,9 %). Sinkende Anteile gab es bei der Steinkohle (von 13,0 % auf 12,2 %) und bei der Braunkohle (von 11,8 % auf 11,4 %). Deutlicher ist der Anteil der Kernenergie zurückgegangen, und zwar von 7,6 % auf 6,9 %. Die erneuerbaren Energien konnten dagegen abermals ihren Anteil vergrößern, wenn auch nur leicht von 12,4 % auf 12,6 %. Gleichwohl rangieren die erneuerbaren Energieträger inzwischen an dritter Stelle aller Energieträger. 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 verbrauchsmindernd (um 1,4 Prozentpunkte) auf den Primärenergieverbrauch aus.

Bei einem Zuwachs der gesamtwirtschaftlichen Leistung um 1,9 % hat sich die Energieproduktivität der deutschen Volkswirtschaft, gemessen an den Ursprungswerten, nur noch um 0,7 % verbessert. Temperaturbereinigt bewegte sie sich mit 1,2 % zwar deutlich höher, aber noch immer weit unter dem längerfristigen Trend (1990 bis 2015: rund 2 %). Insgesamt lässt sich dennoch feststellen, dass sich die Entkopplung zwischen gesamtwirtschaftlicher Entwicklung und Energieverbrauch weiter, wenn auch abgeschwächt, fortgesetzt hat (Tabelle 2 und Abbildung 4).

Tabelle 2

Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2016

	Einheit	1990 ¹⁾	2000	2005	2010	2014	2015 ²⁾	2016 ²⁾	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %			
									2015 bis 2016	1990 bis 2000	2000 bis 2016	1990 bis 2016
Brutto-Inlandsprodukt (preisbereinigt, 2010 = 100)	Verkettete Volumenangaben in Mrd.Euro	1.959,1	2.358,7	2.426,5	2.580,1	2.743,9	2.791,1	2.843,5	1,9	1,9	1,2	1,4
Bevölkerung ³⁾	1.000	79,5	81,5	81,3	80,3	81,0	81,7	82,5	1,0	0,2	0,1	0,1
Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	Petajoule	14.905	14.401	14.558	14.217	13.180	13.234	13.383	1,1	-0,3	-0,5	-0,4
Primärenergieverbrauch (temperaturbereinigt)	Petajoule	15.604	14.637	14.515	13.850	13.534	13.386	13.471	0,6	-0,6	-0,5	-0,6
Bruttostromverbrauch	Mrd. kWh	550,7	579,6	614,1	614,7	591,1	595,1	594,7	-0,1	0,5	0,2	0,3
Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	131,4	163,8	166,7	181,5	208,2	210,9	212,5	0,7	2,2	1,6	1,9
Energieproduktivität (temperaturbereinigt)	Euro/GJ	125,5	161,1	167,2	186,3	202,7	208,5	211,1	1,2	2,5	1,7	2,0
Stromproduktivität	Euro/kWh	3,56	4,07	3,95	4,20	4,64	4,69	4,78	1,9	1,4	1,0	1,1

1) Angaben z.T. geschätzt

2) Vorläufige Angaben

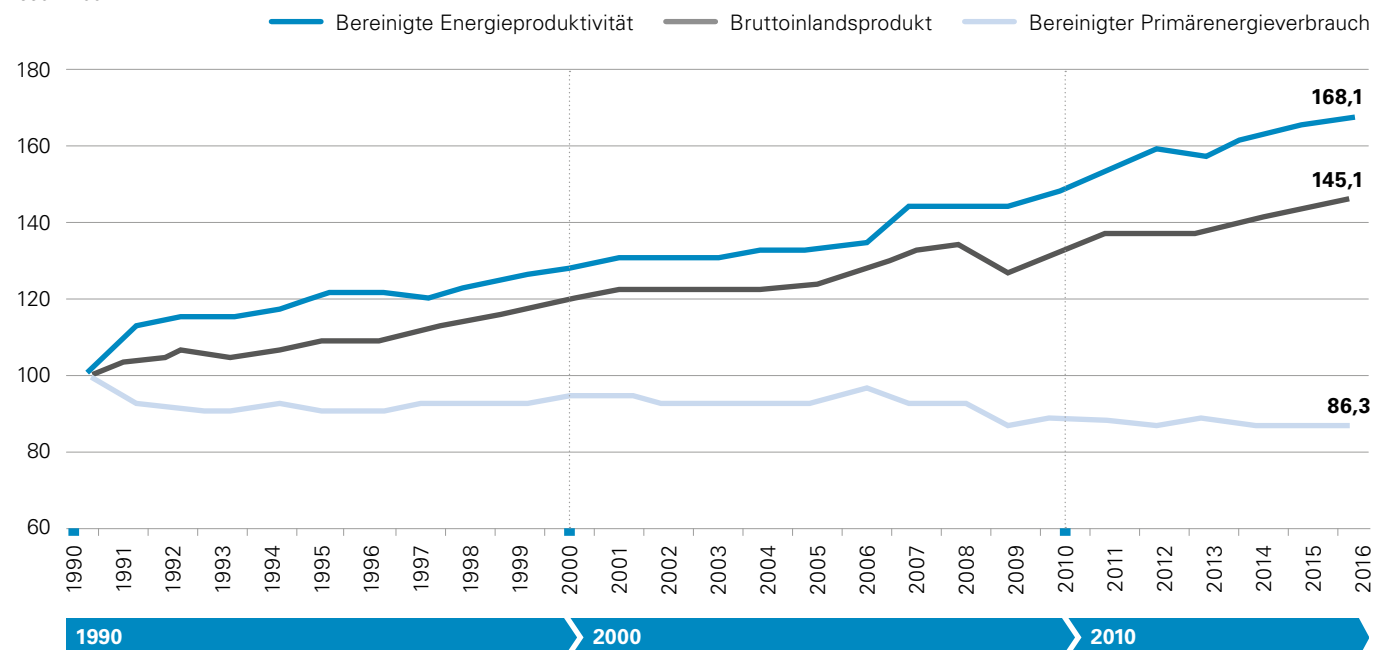
3) Durchschnittliche Bevölkerung auf Basis des Zensus 2011 (Ergebnis zum Stichtag 9. Mai 2011: 80.219.695 Einwohner).

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

Abbildung 4

Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität in Deutschland 1990 bis 2016

1990 = 100



Quellen: Statistisches Bundesamt; BMWi/BMF; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Bei einer Bewertung der Entwicklung der Energieproduktivität ist aber neben dem Temperatureinfluss zusätzlich noch ein statistischer Effekt zu berücksichtigen, der sich daraus ergibt, dass aufgrund internationaler Konventionen bei der Bilanzierung von Energieträgern ohne Heizwert nach der sogenannten Wirkungsgradmethode verfahren wird. Da Kernenergie keinen natürlichen Heizwert besitzt, wird der Wirkungsgrad der Anlagen nach dieser Methode auf 33 % festgelegt. Nach derselben Logik wird für die erneuerbaren Energien Wasser, Wind und Photovoltaik sowie für den Stromaustauschsaldo mit dem Ausland ein Wirkungsgrad von 100 % angenommen. Verglichen mit der früher angewendeten sog. Substitutionsmethode hat dies zur Folge, dass sich bei der Kernenergie dann ein höherer Primärenergieverbrauch, bei den genannten erneuerbaren Energien und dem Stromaustausch aber ein niedrigerer Primärenergieverbrauch errechnet. Der größte Einspareffekt ergibt sich also, wenn die Stromproduktion der Kernkraftwerke vollständig durch erneuerbare Energien und/oder Stromimporte ersetzt wird. Dieser Effekt, der sich in den Jahren 2010/2012 mit dem kräftigen Rückgang der Kernenergie (-41,1 Mrd. kWh) auf der einen Seite sowie der deutlich gestiegenen Nutzung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (38,1 Mrd. kWh) andererseits noch besonders stark auswirkte, war allerdings

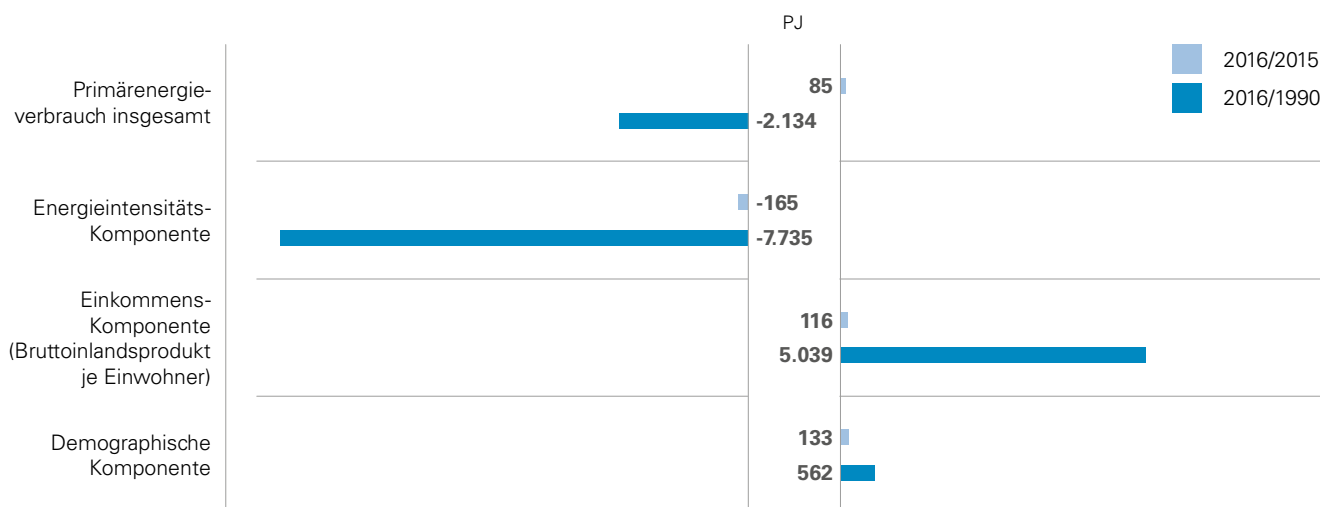
2016 nicht sehr ausgeprägt, da zwar die Stromerzeugung in Kernkraftwerken 2016 um 7,2 Mrd. kWh niedriger war als 2015, aber die Stromerzeugung aus Wind, Wasser und Solarstrahlung (PV) lediglich um 0,9 Mrd. kWh stieg.

Mit Hilfe der Komponentenerlegung lassen sich die wesentlichen Einflüsse auf die Veränderungen des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs zeigen (Abbildung 5). Dabei zeigen die langfristigen Veränderungen von 2016 gegenüber 1990 sehr deutlich den großen Einfluss der gesunkenen Energieintensität (sprich: der Verbesserung der Energieeffizienz) auf die Minderung des (temperaturbereinigten) Primärenergieverbrauchs (-7.735 PJ). Dadurch konnten die verbrauchssteigernden Wirkungen des gesamtwirtschaftlichen Wachstums (+5.039 PJ) wie des Bevölkerungszuwachses (+562 PJ) deutlich überkompensiert werden. Dies gilt allerdings nicht bei einer kurzfristigen Betrachtung der Veränderungen von 2015 auf 2016: Hier wirkte nicht nur das Wirtschaftswachstum (+116 PJ), sondern sogar noch stärker der Bevölkerungszuwachs (+133 PJ) verbrauchssteigernd. Beide Wirkungen konnten aber nicht durch Effizienzverbesserungen (-165 PJ) ausgeglichen werden, so dass es im Ergebnis zu einer absoluten Steigerung des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs um 85 PJ gekommen ist.

Abbildung 5

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des bereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2016 gegenüber 2015 und 1990 in Petajoule



Quellen: Statistisches Bundesamt; Deutscher Wetterdienst

Tabelle 3

Saldo des Außenhandels mit Energieträgern in Deutschland von 2010 bis 2016

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Jan/Nov 2015	Jan/Nov 2016	Jan/Nov 2015./2016	
	Außenhandelssaldo (Importe ./ Exporte) in Mrd. Euro								%	
Kohle, Koks und Briketts	4,4	5,9	5,1	4,4	4,3	4,0	3,6	2,9	-0,7	-20,3
Erdöl, Erdölerzeugnisse und verwandte Waren	49,4	64,5	68,0	67,0	57,6	38,0	35,4	26,3	-9,1	-25,7
Gas ¹⁾	20,7	26,7	27,1	26,4	22,8	20,5	18,7	14,3	-4,4	-23,7
Summe fossile Energien	74,6	97,1	100,2	97,8	84,6	62,5	57,8	43,5	-14,3	-24,7
Elektrischer Strom	-1,0	-0,4	-1,4	-1,9	-1,7	-2,1	-1,8	-1,6	0,3	-14,0
Insgesamt	73,5	96,7	98,8	95,9	82,9	60,4	56,0	42,0	-14,0	-25,1

1) Einschließlich Transitmengen

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

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 2016 nichts geändert. Wesentlich geändert haben sich aber die Importpreise für die fossilen Energieträger. Im Ergebnis führte der Preisrückgang dazu, dass sich die Importrechnung für Kohle, Öl und Gas (bezogen auf den Importsaldo jeweils in

den Monaten Januar bis November) von knapp 58 Mrd. Euro um gut 14 Mrd. Euro bzw. um fast ein Viertel auf 43,5 Mrd. Euro erheblich vermindert hat. Dabei gingen die Öl- und Erdgasimporte in einem ähnlichen Tempo zurück (25,7 % bzw. 23,7 %); mit rund 20 % nahm der Importsaldo bei den Kohlen ebenfalls kräftig ab. Umgekehrt ging der Exportüberschuss bei der elektrischen Energie mit 14 % (knapp 0,3 Mrd. Euro) leicht zurück, obwohl sich gleichzeitig der (physische) Stromexport noch erhöht hat.

Primärenergiegewinnung in Deutschland

Die inländische Energiegewinnung ist 2016 mit Ausnahme der erneuerbaren Energien bei allen anderen Energieträgern gesunken, so dass es insgesamt zu einem Rückgang um 2,8 % auf 3.978 PJ oder rund 135 Mio. t SKE gekommen ist (Tabelle 4). Am stärksten fiel dieser Rückgang mengenmäßig bei der Steinkohle mit einem Minus von rund 73 PJ (-39 %), bei der Braunkohle mit -61 PJ (-3,8 %) sowie beim Erdgas mit -22 PJ (-8,0 %) aus. Dagegen hat die inländische Ölgewinnung nur wenig (-3 PJ; -2,5 %) abgenommen. 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 rund 43 %, gefolgt von der Braunkohle mit etwa 39 %. Beide rangieren mit weitem Abstand vor dem Erdgas, den Steinkohlen und dem Erdöl.

Bezogen auf den Primärenergieverbrauch im Jahr 2016 hat sich der Anteil der Inlandsenergie spürbar vermindert, und zwar von 30,9 % im Jahr 2015 auf nunmehr 29,7 % (vgl. Tabelle 4).

Tabelle 4

Primärenergiegewinnung in Deutschland 2015 und 2016

	Gewinnung				Veränderungen 2016 gegenüber 2015		Anteile	
	2015	2016	2015	2016			2015	2016
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	%	%	
Mineralöl	120	117	3,5	3,4	-3	-2,5	2,5	2,5
Erdgas, Erdölgas	270	248	9,2	8,5	-22	-8,0	6,6	6,3
Steinkohle	188	114	6,4	3,9	-73	-39,1	4,6	2,9
Braunkohle	1.608	1.547	54,9	52,8	-61	-3,8	39,5	38,8
Erneuerbare Energien	1.666	1.712	56,8	58,4	46	2,7	40,9	43,2
Übrige Energieträger	241	240	8,2	8,2	-1	-0,5	5,9	6,1
Insgesamt	4.092	3.978	139,0	135,2	-123	-2,8	100,0	100,0
Nachrichtl.: Anteil am Primärenergieverbrauch	-	-	-	-	-	-	30,9	29,7

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 2016 mit 4.550 PJ (155,3 Mio. t SKE) im Vergleich zum Vorjahr um 1,5 % höher. Dabei entwickelte sich der Verbrauch der wichtigsten Mineralölprodukte sehr unterschiedlich (vgl. Tabelle 5): Während der Verbrauch von Dieselmotorkraftstoff

vornehmlich infolge der höheren Nachfrage aus den Bereichen Straßengüterverkehr und Bauwirtschaft erneut deutlich stieg (+4,1 %) und mit einem Absatz von gut 38 Mio. t einen Rekordwert erreichte, blieb der Absatz von Ottomotorkraftstoff nahezu unverändert.

Tabelle 5

Verbrauch und Aufkommen von Mineralöl in Deutschland 2015 und 2016

	2015 ¹⁾	2016 ¹⁾	Veränderung
	in Mio. t	in Mio. t	in %
Verbrauch insgesamt	104,1	105,7	1,8
Eigenverbrauch und Verluste ²⁾	5,5	5,2	-4,7
Inlandsverbrauch	98,4	100,5	1,8
davon: Ottomotorkraftstoff	18,2	18,2	0,1
Dieselmotorkraftstoff	36,8	38,3	4,1
Flugmotorkraftstoffe	8,5	9,0	5,9
Heizöl, leicht	16,1	15,8	-2,0
Heizöl, schwer ³⁾	4,5	4,4	-1,0
Rohbenzin	16,3	16,4	0,3
Flüssiggas	3,0	3,0	0,6
Schmierstoffe	1,1	1,0	-2,6
Sonstige Produkte	4,1	4,3	3,2
Recycling (abzüglich)	-6,6	-6,5	-1,8
Bio-Kraftstoffe ⁴⁾ (abzüglich)	-3,6	-3,5	-3,7
Aufkommen insgesamt	104,1	106,1	1,8
Raffinerieerzeugung	103,5	105,0	1,4
aus: Rohöleinsatz	93,4	94,2	0,9
Produkteneinsatz	10,1	10,8	6,2
Außenhandel Produkte (Saldo)	15,1	15,7	-
Einfuhr	37,4	37,8	1,0
Ausfuhr	22,3	22,1	-1,0
Ausgleich [Saldo (Bunker, Differenzen)]	-14,6	-17,1	-
Raffineriekapazität	103,4	102,1	-
Auslastung der Raffineriekapazität in %	90,3	92,0	-
Primärenergieverbrauch von Mineralöl (Mio. t SKE)	153,2	155,3	1,5

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.

Demgegenüber stieg der Verbrauch von Flugkraftstoffen mit fast 6 % wieder besonders kräftig. Insgesamt nahm die Nachfrage nach Kraftstoffen, die einen Anteil von fast 62 % am gesamten deutschen Ölverbrauch hatte, um rund 3 % zu.

Demgegenüber entwickelte sich die Nachfrage nach leichtem und schwerem Heizöl rückläufig. Obwohl die Preise im Jahresdurchschnitt 2016 nochmals um rund 17 % zurückgingen, nachdem sie 2015 schon um 26 % niedriger waren als 2014, und die Witterung 2016 gegenüber dem Vorjahr deutlich kühler war, wurde weniger leichtes Heizöl abgesetzt (-2,0 %). Gründe sind die weiter gestiegene Effizienz der modernen Öl-Brennwertheizungen, die Umrüstung auf Wärmepumpen oder Erdgas sowie vorgezogene Heizölkäufe im Jahr 2015 aufgrund der damals schon deutlich gesunkenen Heizölpreise. Auch die Ablieferungen von schwerem Heizöl gingen trotz weiter sinkender Preise (2016 gegenüber 2015 um rund 17 %) zurück, wenn auch mit etwa einem Prozent nur leicht.

Umgekehrt wies das weitgehend in der Chemie verwendete Rohbenzin einen geringfügigen Anstieg (+0,3 %) auf. Immerhin ist das Rohbenzin hinter dem Diesel- und Ottokraftstoff und noch vor dem leichten Heizöl das dritt wichtigste Absatzprodukt der Mineralölwirtschaft.

Die Raffinerieerzeugung stieg etwa parallel zum gesamten Ölverbrauch um rund 1,4 %; dabei nahm die Raffinerieerzeugung aus Rohöl mit ihrem Anteil von rund 90 % lediglich um 0,9 % zu, während der Produkteneinsatz um mehr als 6 % zulegte. Die 2016 leicht verringerte Raffineriekapazität von 102,1 Mio. t wurde mit 92,0 % höher ausgelastet als 2015 (90,3 %).

Der Außenhandel mit Mineralölprodukten veränderte sich 2016 nur wenig. Per Saldo überwog die Einfuhr, die 2016 mit knapp 38 Mio. t die Ausfuhr von rund 22 Mio. t um etwa 16 Mio. t übertraf.

Deutschland ist wegen der sehr begrenzten einheimischen Erdöressourcen weitgehend abhängig von Rohölimporten, die 2016 mit 91,1 Mio. t das Vorjahresniveau nur leicht um 0,2 % unterschritten. Die wichtigsten drei Lieferländer von Rohöl an die deutschen Raffinerien waren 2016 erneut Russland (Anteil: knapp 40 %), Norwegen (etwa 12 %) und Großbritannien (rund 10 %), die zusammen auch 2016 mit

reichlich 60 % an den deutschen Rohölimporte beteiligt waren (Tabelle 6). Wichtige Lieferländer sind weiterhin Kasachstan, Aserbaidschan, Nigeria, Algerien, der Irak sowie Libyen und Ägypten.

Nach Fördergebieten untergliedert konnten die Länder der ehemaligen Sowjetunion (GUS-Staaten) ihren ohnehin schon sehr hohen Anteil an den Rohölimporten Deutschlands noch ausweiten, und zwar von fast 49 % 2015 auf nahezu 55 % im Jahr 2016. Dagegen verzeichneten die OPEC-Staaten (2016: rund 14 %) und die Nordsee-Anrainerländer (2016: gut 22 %) erhebliche Verluste. Mit Ausnahme Russlands, Kasachstans und des Irak gingen die Lieferungen aus den anderen wichtigen Ölexportländern spürbar zurück (vgl. Tabelle 6).

Die den deutschen Rohölimportpreis bestimmenden internationalen Ölpreise und der €/US-\$-Devisenkurs entwickelten sich auch 2016 recht wechselhaft, d.h. mit erheblichen kurzfristigen Schwankungen (Abbildung 6). Die für Europa wichtige Rohölsorte Brent UK, die im Jahresdurchschnitt 2012 mit rund 112 US-Dollar je Barrel (US-\$/bbl; 1 barrel = 159 Liter) einen Höchststand erreicht hatte (der monatliche Höchststand war im Juli 2008 mit 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.

Die deutschen Rohölimportpreise entwickelten sich weitgehend parallel zu den internationalen Preisen. Unterschiede werden wesentlich auch 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. Damit sanken die deutschen Rohölimportpreise langsamer als es den

Tabelle 6

Rohölimporte Deutschlands 2015 und 2016 nach Herkunftsländern

Wichtige Lieferländer / Förderregionen	2015	2016 ¹⁾	2015	2016 ¹⁾	Veränderungen 2016/2015
	in Mio. t		Anteile in %		
Russland	32,6	36,0	35,7	39,6	10,7
Norwegen	12,5	11,1	13,6	12,2	-10,8
Großbritannien	10,0	9,1	10,9	10,0	-8,3
Kasachstan	6,4	8,4	7,0	9,2	31,0
Aserbaidschan	5,3	5,1	5,8	5,6	-3,5
Nigeria	6,7	3,8	7,3	4,2	-43,1
Algerien	3,5	3,3	3,8	3,6	-6,2
Irak	2,4	3,1	2,6	3,5	31,5
Libyen	2,9	1,8	3,1	2,0	-38,1
Ägypten	2,9	1,7	3,2	1,9	-39,9
übrige Länder	6,2	7,5	6,8	8,3	20,7
Insgesamt	91,3	91,1	100,0	100,0	-0,2
OPEC	17,1	14,1	18,7	15,5	-17,4
Nordsee ²⁾ (o. BRD)	24,1	22,1	26,5	24,2	-8,6
Ehemalige GUS	44,3	49,7	48,5	54,6	12,3
Sonstige	5,7	5,1	6,3	5,7	-10,4
Insgesamt	91,3	91,1	100,0	100,0	-0,2

1) Vorläufige Angaben

2) Einschließlich übrige EU-Staaten

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; RohölINFO Dezember 2016

Veränderungen der Weltmarktpreise für Rohöl entsprechen hätte.

Im Ergebnis sanken die deutsche 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 mussten im Jahresdurchschnitt rund 287 €/t bezahlt werden – etwa 20 % weniger als im Vorjahr. Bei fast gleichbleibenden Rohölimportmengen verminderten sich die Ausgaben für die Rohölimporte von 32,5 Mrd. € auf 26,1 Mrd. €.

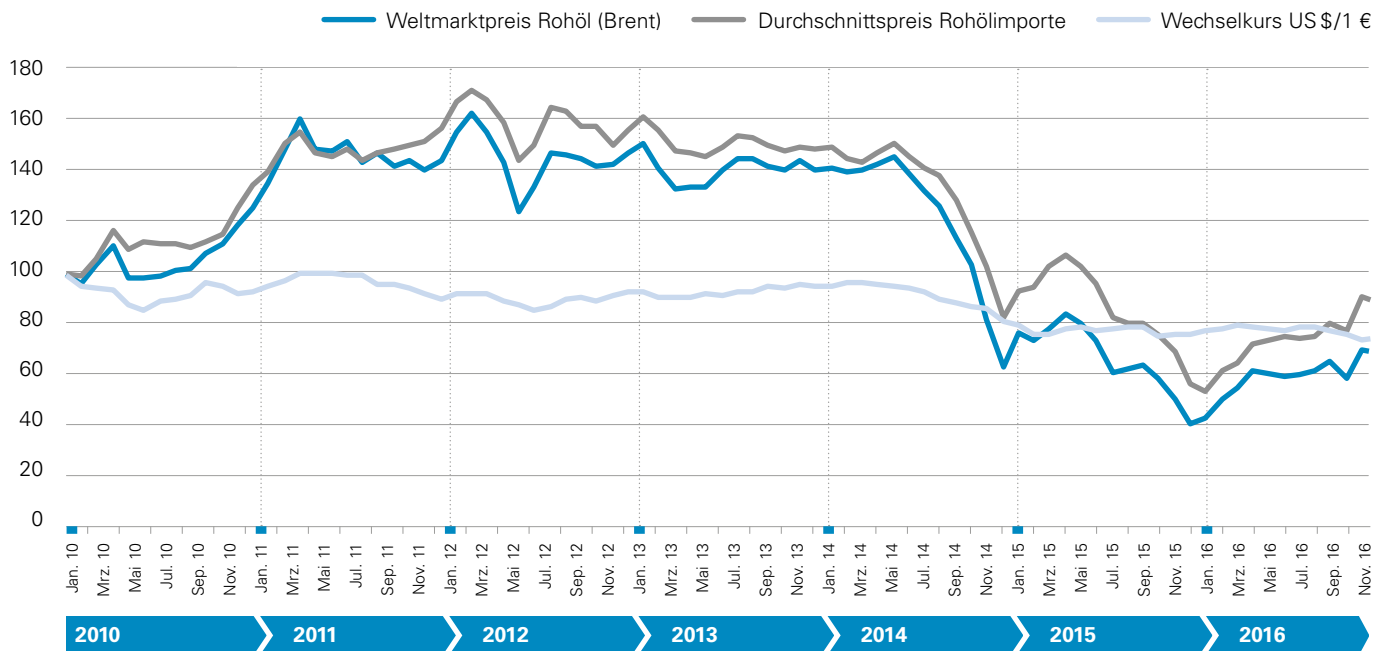
Die Preise für Ölprodukte in Deutschland folgten weitgehend den geringeren Rohölkosten und dem Rückgang der internationalen Produktnotierungen, allerdings mit unterschiedlichen Raten (Abbildung 7).

Nachdem die Preise für Superbenzin, Dieseldieselkraftstoff 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 Dieseldieselkraftstoff um 8,4 % und für leichtes Heizöl wegen des niedrigeren Steueranteils sogar um 16,9 % zurück. Gemessen am Erzeugerpreis-Index waren Mineralölzeugnisse insgesamt in Deutschland im Jahresdurchschnitt 2016 um fast 10 % günstiger als 2015. Allerdings ist nicht zu übersehen, dass im Dezember 2016 der Preisindex wieder um rund 11 % höher ausfiel als im entsprechenden Vorjahresmonat; beim Superbenzin waren es 10 %, beim Dieseldieselkraftstoff 5 % und beim leichten Heizöl sogar 22 % mehr.

Abbildung 6

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent) ¹⁾, Grenzübergangpreise für deutsche Rohölimporte ²⁾ und Wechselkurse von Januar 2010 bis Dezember 2016

Januar 2010 = 100



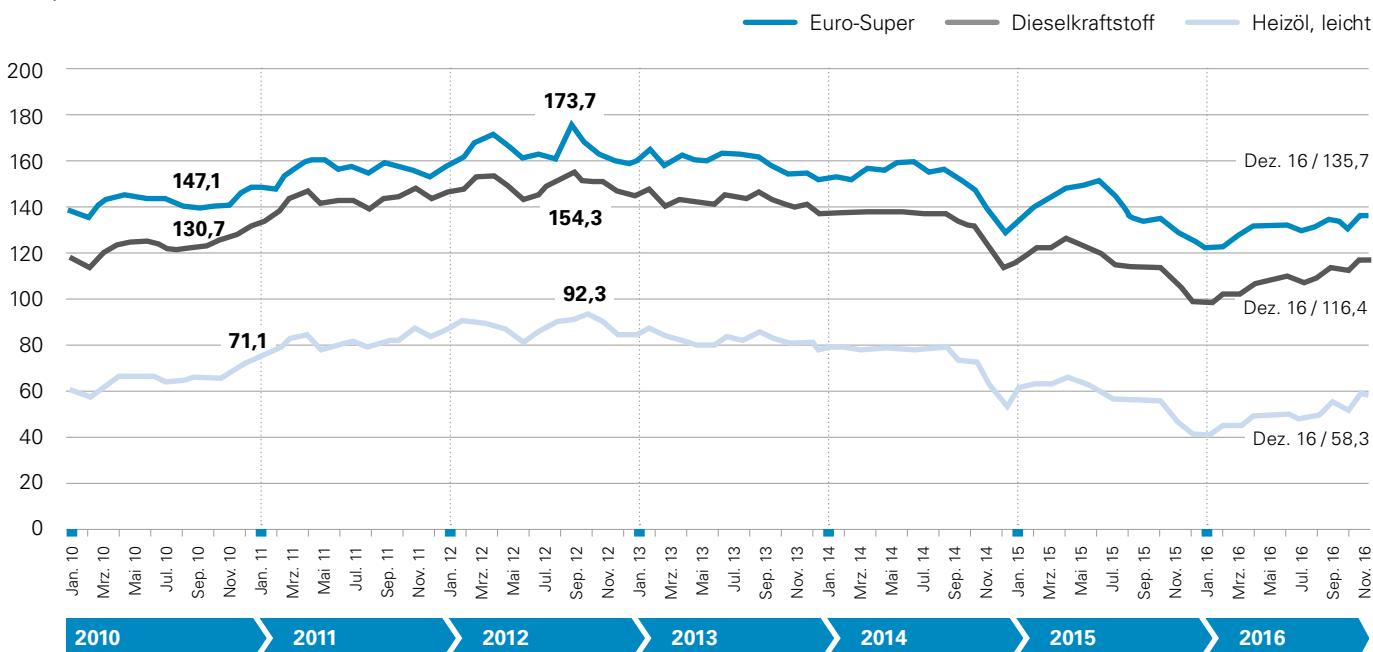
- 1) Ursprungswerte in US-Dollar je Barrel
- 2) Ursprungswerte in Euro je Tonne

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

Abbildung 7

Preise für Kraftstoffe und leichtes Heizöl in Deutschland 2010 bis 2016

Cent je Liter



Quellen: Mineralölwirtschaftsverband e.V.; Statistisches Bundesamt

Erdgas

Der Erdgasverbrauch in Deutschland nahm 2016 um rund 9,5 % auf 930 Mrd. kWh zu. Dieser Zuwachs wurde von verschiedenen Faktoren beeinflusst. So lag die Durchschnittstemperatur des Jahres 2016 mit 9,5°C zwar um 0,6 Grad über dem langjährigen Mittel von 1981 bis 2010, aber deutlich unter der des Vorjahres (2015: 9,9°C). Allerdings war die unterjährige Entwicklung der Witterung uneinheitlich. So gab es vor allem zu Beginn des Jahres starke Abweichungen zu den Vorjahrestemperaturen: Der Januar war zwar kälter als 2015, der Februar hingegen war sowohl im Vorjahresvergleich als im Vergleich zum langjährigen Mittel deutlich zu warm. Letzteres trifft ebenso auf den September 2016 zu. Das letzte, heizintensive Quartal zeigte sich jedoch durchgehend kälter als das Vorjahresquartal und das langjährige Mittel.

Ein zweiter Aspekt, der zu einem höheren Erdgasverbrauch führte, war der verstärkte Einsatz von Erdgas in den Anlagen der Energieversorger zur Strom- und Wärmeversorgung. Preisentwicklung und Effizienz sind dafür die beiden maßgeblichen Gründe: Im Vergleich zu anderen Energieträgern entwickelte sich der Erdgaspreis 2016 teilweise deutlich günstiger. Zudem ermöglicht die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme den hocheffizienten Einsatz von Erdgas. Der Anteil des aus Erdgas erzeugten Stroms bezogen auf die Bruttostromerzeugung in Deutschland wuchs um knapp 3 Prozentpunkte auf 12,4 %. Das entspricht einem Anstieg von beinahe 30 % im Vergleich zum Vorjahreswert. Für die Wärmeerzeugung in den Heiz- und Heizkraftwerken wurde 2016 ebenfalls deutlich mehr Erdgas eingesetzt.

Als weiterer Faktor ist der stetige Zubau von Wohnungen zu benennen, die direkt oder indirekt (Fernwärme) mit Erdgas beheizt werden. Im Jahr 2016 wurden nach vorläufigen Zahlen Baugenehmigungen für 328 000 neue Wohnungen erteilt. In 44,4 % davon wird eine gasbetriebene Heizung für Wärme sorgen, 23,8 % erhalten einen Fernwärmeanschluss.

Bei der Verwendung von Erdgas in den einzelnen Verbrauchssektoren zeichnen sich für 2016 bisher folgende Entwicklungen ab (vgl. Tabelle 7):

- Im Raumwärmemarkt konnte nach dem starken Rückgang im Jahr 2014 und dem moderaten Anstieg 2015 wiederholt eine deutliche Absatzsteigerung verzeichnet werden. Der Erdgasverbrauch der privaten Haushalte sowie der Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen stieg um 11 %. Die Zahl der Erdgasheizungen nahm weiter zu. Insgesamt waren zum Jahresende 2016 knapp 20,5 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 leicht um 1 % zu.
- Der Einsatz von Erdgas in den Kraft- und Heizwerken der allgemeinen Versorgung verzeichnete einen starken Zuwachs: Aufgrund der für Erdgas günstigen Preisentwicklung im Vergleich zu anderen Energieträgern und der punktuell weniger guten Verfügbarkeit erneuerbarer Energien nahm die Verstromung von Erdgas erstmals wieder deutlich zu. In den Kraft- und Heizkraftwerken der Stromversorger wurde nach vorläufigen Zahlen 33 % mehr Erdgas als Brennstoff genutzt. In den Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen der allgemeinen Versorgung wurden 2016 gut 20 % mehr Erdgas eingesetzt, in der ungekoppelten Stromerzeugung, wo es sich allerdings nur um geringe Mengen handelt, waren es sogar 125 %. Die bereits erwähnten kühleren Temperaturen in der Heizperiode und die steigende Anzahl von Fernwärmeanschlüssen führten zu einem verstärkten Einsatz in Heizwerken. In Summe wurde ein Anstieg von 32,5 % 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 2015 und 2016

	Einheit	2015	2016 ¹	Veränderung in %
Inländische Förderung	Mrd. kWh	83,1	76,5	-8,0
Einfuhr	Mrd. kWh	1.110,3	1.101,3	-0,8
Summe Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1.193,4	1.177,8	-1,3
Speichersaldo ²	Mrd. kWh	8,4	1,6	-
Ausfuhr	Mrd. kWh	352,0	249,1	-29,2
Primärenergieverbrauch von Erdgas	Mrd. kWh	849,8	930,2	9,5
	Petajoule (H _u)	2.761,0	3.022,0	-
	Mio. t SKE (H _u)	94,2	103,1	-

Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsländern

Inländische Förderung	%	7	6
Niederlande	%	30	22
Norwegen	%	21	31
Weitere (Russland, Dänemark, u. a.) ³	%	42	41

Struktur des Erdgasverbrauchs nach Verbrauchergruppen

Private Haushalte und Kleingewerbe	Mrd. kWh	385,7	428,1	11,0
Industrie (einschl. Industriekraftwerke)	Mrd. kWh	352,4	355,0	0,7
Kraft-, Heizkraft- und Heizwerke der allgemeinen Versorgung	Mrd. kWh	107,9	143,0	32,5
Eigenverbrauch und statistische Differenzen	Mrd. kWh	3,8	4,1	-

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Minus = Einspeicherung

3) aus Datenschutzgründen nur noch kumulierte Werte; 2015 hatte Russland einen Anteil von 39 % Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

Der Anteil von Erdgas am gesamten Primärenergieverbrauch stieg verglichen mit 2015 um 1,7 Prozentpunkte auf 22,6 % im Jahr 2016.

Das Erdgasaufkommen in Deutschland ging 2016 gegenüber dem Vorjahr leicht um 1,3 % auf 1.178 Mrd. kWh zurück. Gut 6 % des Erdgasaufkommens in Deutschland stammten aus inländischer Förderung, knapp 94 % wurden importiert. Die inländische Förderung sank um 8,0 % auf 76 Mrd. kWh. Die Erdgasimporte Deutschlands nahmen um 1 % ab. Die Erdgasexporte Deutschlands gingen nach einem deutlichen Plus im Jahr 2015 im Berichtsjahr um rund 29 % zurück.

Per Saldo wurden 2016 den Speichern knapp 2 Mrd. kWh Erdgas entnommen. Im Vorjahr waren per Saldo 8,4 Mrd. kWh ausgespeichert worden.

Ersten Zahlen zufolge wurden im Berichtsjahr 9,4 Mrd. kWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in das deutsche Erdgasnetz eingespeist. Im Jahr 2015 waren es 8,4 Mrd. kWh. Rund 8 Mrd. kWh davon gingen in die Stromerzeugung, rund 0,4 Mrd. kWh wurden als Kraftstoff eingesetzt, rund 0,3 Mrd. kWh fanden im Raumwärmemarkt Absatz. Weitere 0,7 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 2015 gab es 1.214 Unternehmen, per Ende 2016 waren es 1.238. Im Detail waren von diesen Unternehmen sieben als Erdgasfördergesellschaften, 38 als Speicherbetreiber, 69 als reine Großhändler, 16 als Ferngasnetzbetreiber, 728 als Gasverteilnetzbetreiber und 926 als Vertriebsgesellschaften im Endkundengeschäft tätig³. Auch die Zahl der in der Gaswirtschaft Beschäftigten stieg. Ende 2016 gab es nach vorläufigen Zahlen mit 36.670 Personen fast 3 % mehr Beschäftigte als zum Vorjahreszeitpunkt.

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 Handelsplätzen entstehen heute wesentliche angebots- und nachfragebasierte Preissignale für den

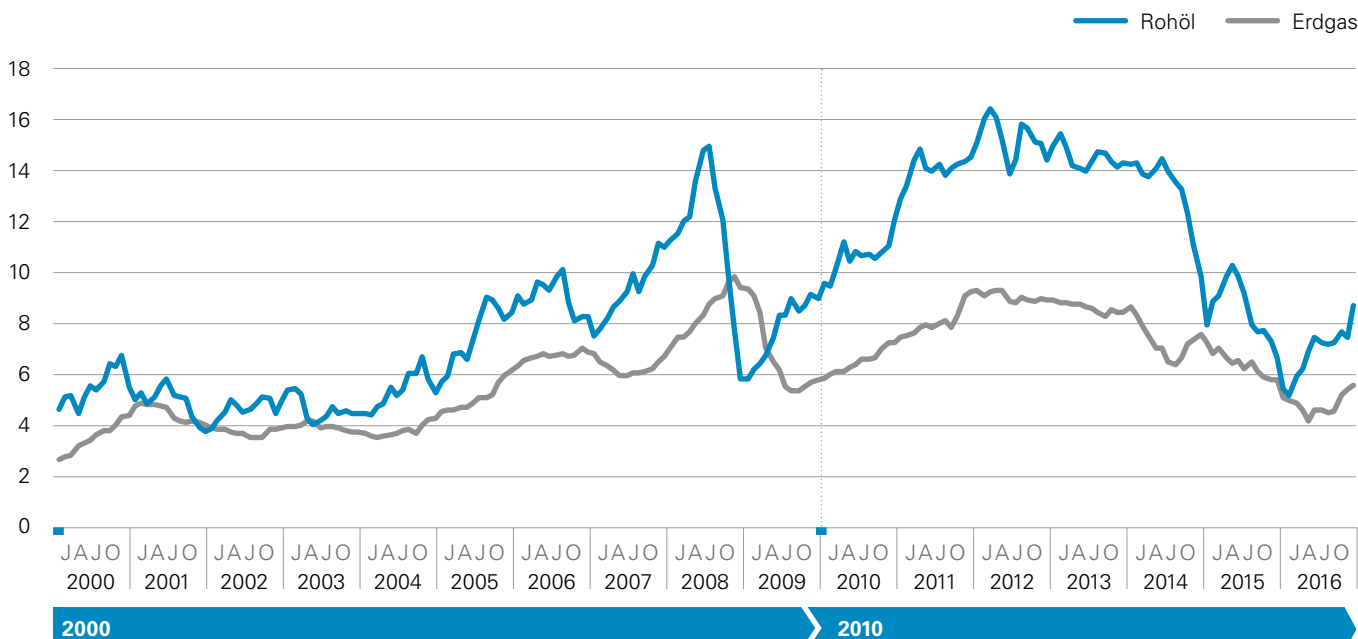
europäischen und somit auch deutschen Markt. Mit zunehmender Bedeutung des kurzfristigen Handels an den Spotmärkten und anderen Handelsplätzen gibt es seit 2010 einen immer größer werdenden Preis-Spread zwischen den Grenzübergangswerten für Rohöl und Erdgas, der in der Abbildung 8 gut erkennbar ist. Die Entwicklung der Ölpreise spielt heute 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.

Abbildung 8

Monatliche Grenzübergangswerte für Rohöl und Erdgas von 2000 bis 2016

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.

Die Entwicklung der Importpreise wirkt sich unterschiedlich auf die inländischen Abgabepreise aus (Abbildung 9). Infolge unterschiedlicher Beschaffungszeiträume für verschiedene Kundengruppen kommt es zu differenzierten Preisentwicklungen. Zudem fallen die relativen Preisänderungen bei Großverbrauchern aufgrund des insgesamt geringeren Preisniveaus höher aus. Parallel zu den Erdgasimportpreisen sank das Preisniveau für Erdgas an der Börse um fast 29 %, die Abgabepreise an Kraftwerke gingen um knapp 20 % zurück. Für große industrielle Abnehmer (Jahresabgabe größer 500 GWh) verminderten sich die Preise um rund 17 % gegenüber dem Vorjahr, kleine industrielle Gasverbraucher (Abgabe 11,63 GWh/a) bezahlten ebenfalls rund 17 % weniger. Die Gaspreise für die Bereiche Gewerbe, Handel, Dienstleistungen fielen dagegen nur um 5,2 % und diejenigen für die privaten Haushalte lediglich um 2,8 %.

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

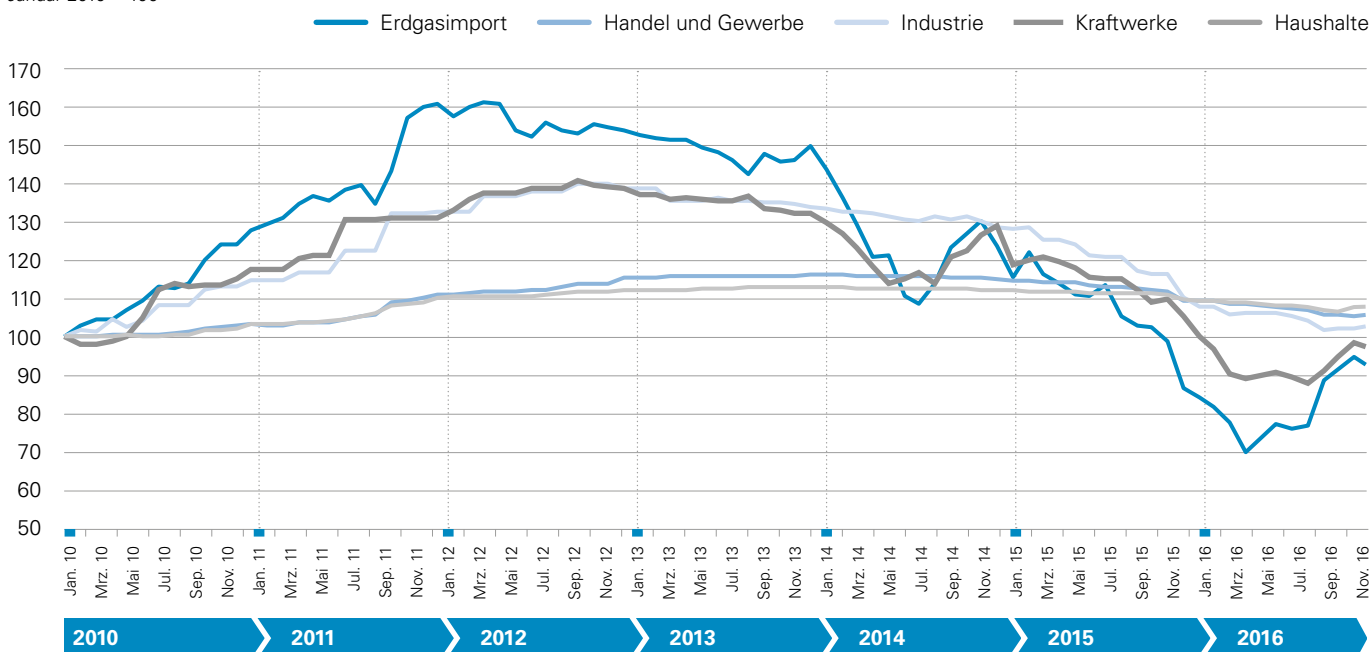
bilden nur einen Teil des Endkundenpreises ab. Hinzu kommen Netzentgelte für die Finanzierung der Netzinfrastruktur sowie Steuern und Abgaben, die nur gering schwanken, d. h. die Preisentwicklung an der Börse wirkt sich nur in abgeschwächter Form auf die Veränderung der Endkundenpreise aus.

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 (sogenannte „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 auswirkt.

Abbildung 9

Preise für Erdgasimporte und Erdgasabsatz in Deutschland 2010 bis 2016

Januar 2010 = 100



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

Steinkohle

Der Steinkohlenverbrauch ging in Deutschland im Jahr 2016 gegenüber dem Vorjahr nach vorläufiger Schätzung insgesamt um rund 5 % auf 1.630 PJ (entsprechend 55,6 Mio. t SKE) zurück. Der nach absoluten Zahlen gerechnet höchste Verbrauchsrückgang entfiel 2016 auf den Einsatz in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung. Dort wurden mit 36,8 Mio. t SKE rund 2 Mio. t SKE (entspricht 5,2 %) weniger Steinkohle verfeuert als 2015. Insgesamt wurden damit von den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung sowie von Industriekraftwerken 111,5 Mrd. kWh Strom

(2015: 117,7 Mrd. kWh) erzeugt. In der deutschen Stahlindustrie stand einer Roheisenerzeugung von 27,0 Mio. t nach vorläufiger Rechnung ein Einsatz von Steinkohlen und Steinkohlenkoks (Koks in Kohle umgerechnet) in Höhe von 17,6 Mio. t SKE gegenüber. Dies bedeutet gegenüber dem Vorjahr einen Rückgang um 4,9 %. Der mengenmäßig geringe Verbrauch im Wärmemarkt (Gießereien, Fernheizwerke, Kleingewerbe und private Haushalte) ging ebenfalls zurück, und zwar um schätzungsweise 7,7 % auf 1,2 Mio. t SKE (Tabelle 8).

Tabelle 8

Aufkommen und Verwendung von Steinkohle in Deutschland 2015 und 2016

		2015 ¹⁾	2016 ¹⁾	Veränderung
	Einheit			in %
Primärenergieverbrauch	Mio. t SKE	58,6	55,6	-5,1
Kraft- und Heizkraftwerke	Mio. t SKE	38,8	36,8	-5,2
Stahlindustrie	Mio. t SKE	18,5	17,6	-4,9
Wärmemarkt	Mio. t SKE	1,3	1,2	-7,7
Einfuhr von Steinkohle und Koks ²⁾	Mio. t SKE	51,3	48,4	-5,7
Steinkohlenförderung	Mio. t SKE	6,4	3,9	-39,1

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Koks in Kohle umgerechnet

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Seit 2013 ist der Primärenergieverbrauch an Steinkohle kontinuierlich rückläufig, was im Wesentlichen auf strukturelle und konjunkturelle Effekte, aber auch zum Teil auf Effizienzverbesserungen zurückzuführen ist. Im Energiemix zur Deckung des deutschen Primärenergieverbrauchs erreichte Steinkohle im Jahr 2016 nach Mineralöl und Erdgas sowie den erneuerbaren Energieträgern den vierten Rang. Bei zurückgehendem absoluten Beitrag und sinkendem prozentualen Anteil belegte die Steinkohle in der Stromerzeugung nach den erneuerbaren Energieträgern und der Braunkohle immer noch den dritten Platz. Hier wirkten sich insbesondere die im Zuge der Energiewende vollziehenden strukturellen Wandlungen zugunsten der erneuerbaren Energien aus.

Auch Verschiebungen in den Preiskonstellationen zwischen Steinkohle und Erdgas führten zuletzt zu einer geringeren Bruttostromerzeugung auf Basis von Steinkohle, während der Einsatz von Erdgas durch niedrigere Preise sowie durch die Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG-Gesetz) begünstigt wurde. So war der durchschnittliche Preis für Kraftwerkskohle frei nordwesteuropäische Anlandungshäfen (MCIS ⁴-Preis) im Jahr 2016 mit 60,09 US-\$/t (= 63,66 €/t SKE) um 6,1 % höher als im Vorjahr. Vor allem in der zweiten Jahreshälfte stieg er stark an, nachdem er bis dahin weiter gefallen war. Zum Ende des Jahres 2016 (23.12.) erreichte er dann mit 95,54 US-\$/t (= 106,70 €/t SKE) seinen höchsten Stand seit mehr als vier Jahren.

⁴ McCloskey's Coal Information Service

Dementsprechend verringerten sich im vergangenen Jahr auch die Steinkohleneinfuhren Deutschlands um 5,7 % auf 48,4 Mio. t SKE. Durch die planmäßige Stilllegung des Bergwerks Auguste Victoria in Marl (AV) zum 1. Januar 2016 sank die Anzahl der aktiven Steinkohlenbergwerke auf zwei (Prosper-Haniel und Ibbenbüren). Diese Maßnahme erfolgte im Rahmen des planmäßigen Anpassungs- und Auslaufprozesses des deutschen Steinkohlenbergbaus gemäß den kohlepolitischen Vorgaben für die sozialverträglich gestaltete Beendigung der subventionierten Steinkohlenförderung bis Ende 2018. Mit der Stilllegung von AV ging auch die inländische Steinkohlenförderung um nahezu 40 % auf 3,9 Mio. t SKE zurück. Daraus ergibt sich für Deutschland im Jahr 2016 ein Aufkommen an Steinkohle in Höhe von 52,3 Mio. t SKE, das einem Rückgang gegenüber dem Vorjahr von 9,4 % entspricht. Abzüglich Exporte und zuzüglich eines nicht unbedeutenden Lagerabbaus von insgesamt rund 3,3 Mio. t SKE errechnet sich der deutsche Primärenergieverbrauch an Steinkohle in Höhe von 55,6 Mio. t SKE.

In der vorliegenden Aufstellung mit Daten einer Erhebung des Statistischen Bundesamtes zu den deutschen Steinkohlen- und Koksimporten nach Herkunftsländern (gemäß Daten Energiestatistikgesetz) ist nur der

Zeitraum Januar bis November abgebildet. Außerdem sind Lieferungen aus sog. nicht ermittelbaren Ländern nicht erfasst. Hochgerechnet auf das gesamte Jahr betrug die deutschen Steinkohlen- und Koksimporte 48,4 Mio. t SKE. Davon waren 43,8 Mio. t SKE Lieferungen gemäß Energiestatistikgesetz nach Ländern erfasst, während 4,6 Mio. t SKE Mengen statistisch nicht länderspezifisch zugeordnet werden konnten. Nach den kumulierten Daten von Januar bis November blieb Russland wie schon im Vorjahreszeitraum mit einem Anteil von 34 % das bedeutendste Herkunftsländ für deutsche Steinkohlen- und Koksimporte. Das war die Folge seiner dominierenden Stellung bei den Kraftwerkskohlenimporten, die zu etwa 38 % aus Russland kamen. Das zweitwichtigste Lieferland waren die Vereinigten Staaten, auf die 15 % der Kraftwerkskohlen- und 25 % der Koksimporte und in Summe knapp 17 % der Gesamteinfuhren entfielen. Australien blieb mit einem Anteil an den Gesamteinfuhren in Höhe von 16 % an dritter Stelle, dicht gefolgt von Kolumbien mit ebenfalls knapp 16 %. Separat betrachtet war Australien mit knapp 42 % bei den Koksimporten die wichtigste Provenienz, während Polen mit mehr als 40 % der bei weitem größte Lieferant für deutsche Steinkohlenkoksimporte war (Tabelle 9).

Tabelle 9

Deutsche Steinkohleneinfuhren nach Lieferländern 2015 und 2016

(Januar bis November, inkl. Koks, ohne nicht ermittelbare Länder)

	2015	2016	2015	2016	Veränderung in %
	in Mio. t		Anteile in %		
Russland	12,5	13,7	31,5	34,1	9,2
USA	6,9	6,6	17,4	16,5	-4,2
Australien	5,9	6,4	15,0	16,1	8,4
Kolumbien	5,6	6,3	14,0	15,8	13,7
Polen	3,9	2,9	9,7	7,1	-26,1
Kanada	1,2	1,5	3,1	3,8	23,9
Südafrika	2,0	1,1	5,1	2,7	-47,6
Sonstige Drittländer	1,0	1,0	2,7	2,6	-3,1
Übrige EU-Länder	0,6	0,6	1,5	1,3	-6,5
Gesamteinfuhren	39,6	40,1	100,0	100,0	0,9

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

Das seit über einem Jahrzehnt stetige Wachstum der weltweiten Förderung von Steinkohle (Kokskohle und Kesselkohle) war schon 2015 zum Stillstand gekommen und lag bei etwa 7 Mrd. t. Im Jahr 2016 war die Förderung weiter rückläufig und verringerte sich auf 6,7 Mrd. t. Insbesondere China hat 2016 seine Förderung um etwa 240 Mio. t gedrosselt. In den USA ist die Förderung um 140 Mio. t zurückgegangen. Relativ betrachtet sank die Förderung in China um 7 %, in den USA sogar um 18 %.

Von Jahresanfang 2016 (48,16 US-\$/t bzw. 51,73 €/t SKE am 08.01.2016) bis Jahresende hat sich der Preis für Kraftwerkskohle frei nordwesteuropäische Häfen auf Wochenpreisbasis mit 91,81 US-\$/t bzw. 101,61 €/t SKE am 30.12.2016 fast verdoppelt (+91,1 %). Bei insgesamt relativ schwacher europäischer Nachfrage im gesamten Jahresverlauf waren die Preissteigerungen zum einen auf temporäre Angebotsstörungen in den beiden bedeutendsten Lieferländern Russland und Kolumbien zurückzuführen. Die russischen Kohlenexporteure hatten vor allem mit logistischen Problemen

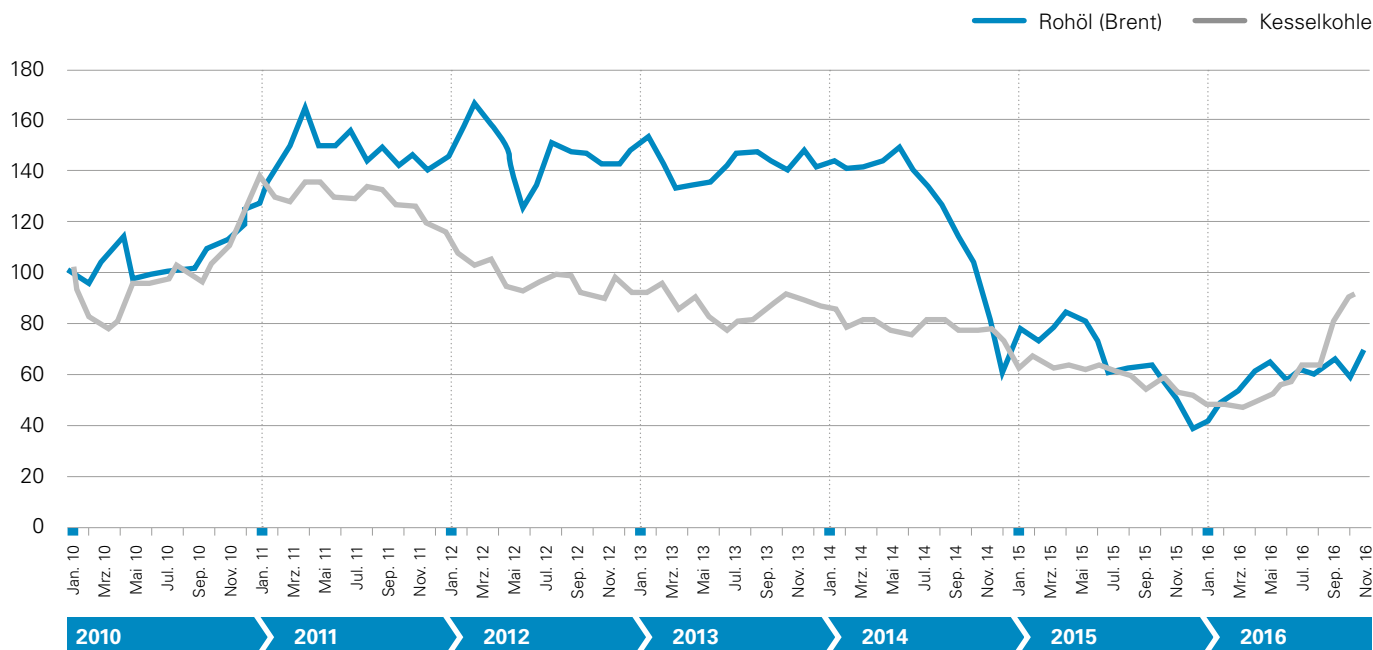
im Binnentransport, insbesondere in der Kuzbass-Region, zu kämpfen. Der kolumbianische Kohlenexport litt unter anderem unter Streiks und widrigen Witterungsverhältnissen. Zum anderen beschleunigte die Zentralregierung in Peking 2016 den 2015 eingeleiteten Kurs der Verringerung der chinesischen Förderkapazität. Gestützt auf die Arbeitsschutzgesetzgebung wurde die Zahl der Arbeitstage von 330 auf 276 massiv reduziert. Mit einiger Zeitverzögerung wurde auch der BAFA-Preis für deutsche Kraftwerkskohlenimporte aus Nicht-EU-Ländern von diesen Entwicklungen tangiert. Dies machte sich vor allem im dritten Quartal 2016 bemerkbar, als der BAFA-Preis gegenüber dem Vorquartal um rd. 16 % auf 65,03 €/t SKE stieg.

Abbildung 10 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 11.

Abbildung 10

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent) und Kesselkohle 2010 bis 2016

Januar 2010 = 100

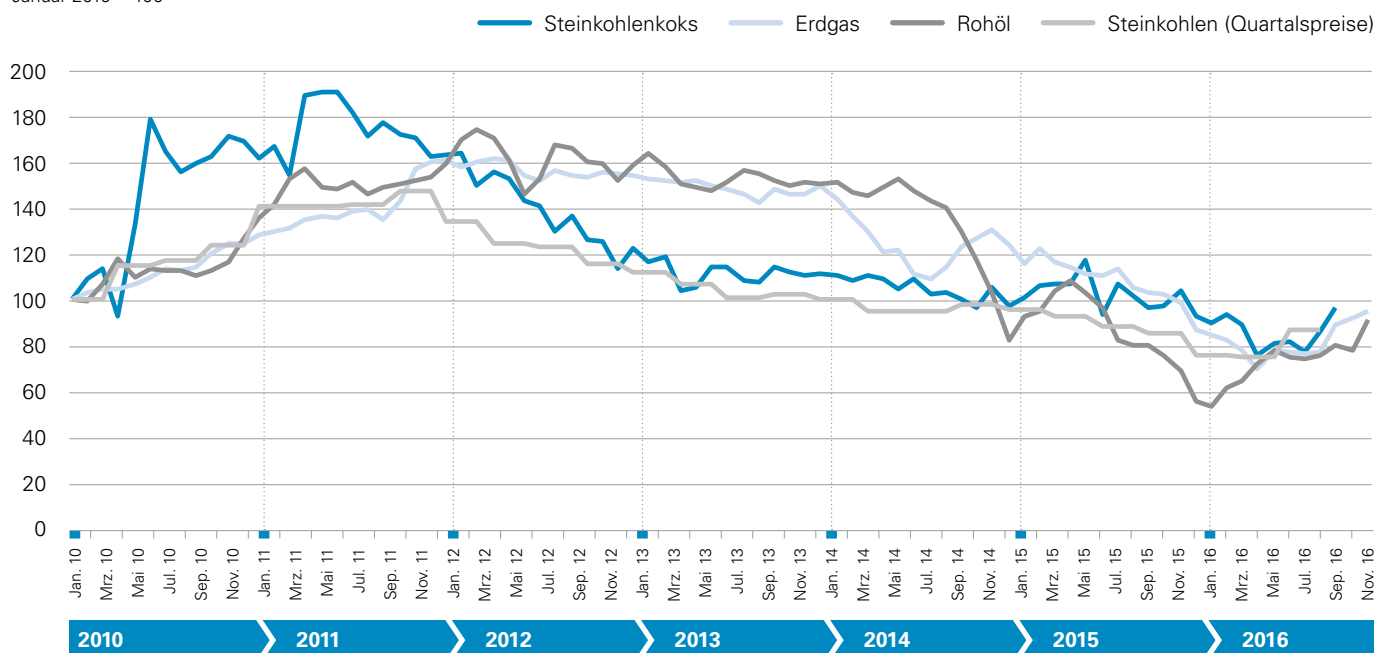


Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V. (Mc Closkey's Coal Report); Mineralölwirtschaftsverband

Abbildung 11

Entwicklung von Energieimportpreisen von 2010 bis 2016

Januar 2010 = 100



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

Erhebliche Preisturbulenzen zeigten sich auch bei der Kokskehle. So vervierfachen sich die Wochennotierungen für australische Premium-Kokskehle von 77 US-\$/t fob Queensland (am 08.01.2016) auf über 305 US-\$/t fob (am 25.11.2016). Ende November bis Mitte Dezember 2016 gaben die Kokskehlennotierungen dann wieder etwas nach und lagen zum Jahresende 2016 bei 247,50 US-\$/t fob (30.12.2016). Ursächlich für den dramatischen Preisanstieg bei Kokskehle waren massive weltweite Produktionskürzungen zu Jahresbeginn 2016 und die schon erwähnten staatlichen Eingriffe im chinesischen Kokskehlen- sowie im Stahlsektor im weiteren Jahresverlauf.

Die Frachtraten bewegten sich 2016 in einer Bandbreite von 2,30 bis 8,40 US\$/t für Capesize-Schiffe auf der Benchmark-Route Richards Bay-Rotterdam. Von Oktober bis Dezember 2016 wie auch im Januar 2017 zeigten sich die Frachtraten stabiler.

Braunkohle

Die Braunkohlenförderung blieb im Jahr 2016 mit 171,5 Mio. t um 3,7 % unter dem Vorjahresergebnis. Dabei war die Entwicklung in den einzelnen Revieren

unterschiedlich: In Mitteldeutschland (-6,3 %) und im Rheinland (-5,0 %) ging die Kohलगewinnung zurück. In der Lausitz lag sie dagegen nahezu auf dem

Tabelle 10

Aufkommen und Verwendung von Braunkohle in Deutschland 2015 und 2016

		2015	2016 ¹⁾	Veränderung in %
	Einheit			
Rohbraunkohlenförderung im Inland nach Revieren				
Rheinland	Mio. t	95,2	90,5	-5,0
Lausitz	Mio. t	62,5	62,3	-0,3
Mitteldeutschland	Mio. t	18,9	17,7	-6,3
Helmstedt	Mio. t	1,5	1,1	-27,2
Braunkohlenförderung insgesamt	Mio. t	178,1	171,5	-3,7
	Mio. t SKE	54,9	52,8	-3,8
	PJ	1.608	1.547	-3,8
Verwendung inländischer Braunkohle				
Absatz insgesamt	Mio. t	160,9	156,0	-3,1
an Kraftwerke der allg. Versorgung	Mio. t	159,3	155,2	-2,6
an sonstige Abnehmer	Mio. t	1,6	0,8	-51,9
Einsatz zur Veredlung	Mio. t	14,9	14,2	-4,6
Einsatz in KW des Braunkohlenbergbaus	Mio. t	2,0	1,7	-15,2
Bestandsveränderung	Mio. t	0,2	-0,2	-
Veredlungsprodukte aus inländischer Förderung	1.000 t	6.657	6.418	-3,6
Außenhandel				
Einfuhren insgesamt	1.000 t SKE	46	33	-27,1
Ausfuhren insgesamt	1.000 t SKE	1.395	990	-29,0
Außenhandelsaldo	1.000 t SKE	-1.349	-957	-
Primärenergieverbrauch von Braunkohle	Mio. t SKE	53,5	51,9	-2,8
	PJ	1.567	1.522	-2,8
Stromerzeugung aus Braunkohle ¹⁾				
Kraftwerke der allg. Versorgung	Mrd. kWh	151,1	147,0	-2,7
Industrie-Kraftwerke	Mrd. kWh	3,3	3,0	-9,7
Insgesamt	Mrd. kWh	154,5	150,0	-2,9

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

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.

Vorjahresniveau (-0,3 %). Im Helmstedter Revier ist die Kohlegewinnung im Herbst 2016 ausgelaufen. Das Kraftwerk Buschhaus ist seit 1. Oktober in die Sicherheitsbereitschaft überführt worden. Die Veränderungen entsprechen weitgehend der jeweiligen Entwicklung der Lieferungen an die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (155,2 Mio. t; -2,6 %), an die rund 90 % der Förderung gehen.

Der Heizwert der geförderten Kohlen war im Durchschnitt insgesamt etwas niedriger als im Vorjahr. Der Energieinhalt der gewonnenen Braunkohle lag daher mit 52,8 Mio. t SKE (1.547 PJ) um 3,8 % unter dem Vorjahresergebnis. Der Anteil der Braunkohle an der heimischen Energiegewinnung liegt bei knapp 39 %.

Die Stromerzeugung aus Braunkohle war mit 150 Mrd. kWh um knapp 3 % niedriger als im Vorjahr.

Der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung ist auf 23,1 % (Vorjahr 23,9 %) gesunken. Nahezu jede vierte Kilowattstunde Strom, die in Deutschland verbraucht wird, stammt damit aus Braunkohle.

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

Mit 51,9 Mio. t SKE (1.522 PJ) war der Primärenergieverbrauch Braunkohle knapp 3 % niedriger als im Vorjahr. Damit deckte sie gut 11 % des gesamten inländischen Energiebedarfs (Tabelle 10).

Tabelle 11

Braunkohlen-Bilanz für Deutschland 2015 und 2016

In 1.000 t SKE

	2015 ¹⁾	2016 ¹⁾	Veränderung in %
Gewinnung Inland	54.863	52.771	-3,8
+ Einfuhr	47	33	-3,8
= Aufkommen	54.910	52.804	-29,8
+/- Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: -)	-64	131	-
- Ausfuhr	1.395	990	-29,0
= Primärenergieverbrauch	53.451	51.945	-2,8
- Einsatz in Kraftwerken	49.772	48.480	-2,6
- Sonst. Umwandlungseinsatz	4.930	4.710	-4,5
+ Umwandlungsausstoß	4.871	4.690	-3,7
- Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch	770	570	-26,0
= Endenergieverbrauch	2.850	2.875	0,9
Industrie	2.370	2.420	2,1
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Deputate	480	455	-5,2

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.

Die Endenergiesektoren verbrauchten 2016 mit fast 2,9 Mio. t SKE insgesamt nur wenig mehr Braunkohle und Braunkohlenprodukte als im Jahr zuvor (+0,9 %). In der Industrie nahm der Braunkohleneinsatz mit gut 2 % zu, während bei den privaten Haushalten usw. ein weiterer Rückgang von über 5 % zu verzeichnen war.

Die Zahl der Beschäftigten lag Ende 2016 in der deutschen Braunkohlenindustrie mit 19.852 um 892 unter dem Vorjahresniveau. In dieser Zahl sind gut 1.300 Auszubildende und rund 5.160 Mitarbeiter enthalten, die in den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung der Braunkohlenunternehmen arbeiten. In allen Revieren ging die Zahl der Mitarbeiter zurück.

Die Beschäftigtenstatistik wies im Rheinland 8.961 Mitarbeiter aus, für die Lausitz 8.278 und für Mitteldeutschland 2.414. Im Revier Helmstedt waren nach dem Ende der Kohlegewinnung nur noch rund 200 Mitarbeiter für die Braunkohlenindustrie tätig.

Insgesamt können in Deutschland fast 70.000 Arbeitsplätze direkt und indirekt dem Braunkohlenbergbau und der Stromerzeugung aus Braunkohle zugerechnet werden, wenn man den in der Studie des EEFA Instituts aus dem Jahr 2011 „Die Rolle der Braunkohlenindustrie für die Produktion und Beschäftigung in Deutschland“ ermittelten Beschäftigungsmultiplikator zugrunde legt.

Elektrizitätswirtschaft

Im Jahr 2016 wurden in Deutschland brutto 648,4 Mrd. kWh Strom erzeugt. Die Stromerzeugung lag damit ungefähr auf Vorjahresniveau (+0,2 %). Die Beiträge der einzelnen Energieträger hingegen entwickelte sich im Vergleich zum Vorjahr sehr uneinheitlich (Tabelle 12). Rückgängen bei der Stromproduktion aus Kernenergie, Braun- und Steinkohle, der Onshore-Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen standen teilweise kräftige Zuwächse bei Erdgas und Offshore-Windenergie sowie Biomasse und Wasserkraft gegenüber. Der Stromverbrauch blieb nach bisherigen Zahlen mit 594,7 Mrd. kWh in etwa stabil (2015: 595,1 Mrd. kWh).

Die Stromerzeugung der Braunkohlekraftwerke belief sich 2016 auf 150,0 Mrd. kWh. Das entspricht einem Rückgang von 2,9 % im Vergleich zum Vorjahreswert. Am Jahresende war nach vorläufigen Berechnungen eine Netto-Leistung von rund 21.000 MW installiert. Der Beitrag der Braunkohlekraftwerke zur Bruttostromerzeugung betrug 23,1 %. Braunkohle war somit auch im vergangenen Jahr nach der Gruppe der erneuerbaren Energien der wichtigste Energieträger im deutschen Strommix.

Die Steinkohlenkraftwerke lieferten 2016 ebenfalls weniger Strom als im vorangegangenen Jahr; sie produzierten 111,5 Mrd. kWh. Das entspricht einem Rückgang von 5,3 % im Vorjahresvergleich. Per Jahresende waren rund 27.900 MW Leistung (netto) installiert. Der Anteil der Steinkohle am Energieträgermix der deutschen Stromversorgung betrug 17,2 %.

Die Kernkraftwerke in Deutschland erzeugten im Berichtsjahr 84,6 Mrd. kWh Strom (- 7,8 %); das entspricht einem Anteil von 13,1 % an der Bruttostromerzeugung. Nachdem 2016 kein weiteres Kernkraftwerk außer Betrieb ging, betrug die installierte Leistung (netto) per Jahresende 10.799 MW.

Der Einsatz von Erdgas als Brennstoff in den Kraft- und Heizkraftwerken der Stromversorgung nahm 2016 deutlich zu. Aus Erdgas wurden nach ersten Zahlen insgesamt 80,5 Mrd. kWh Strom erzeugt, das entspricht einem Plus von knapp 30 % verglichen mit 2015. 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. Ein Zubau an Kraftwerkskapazitäten verstärkte diese Entwicklung. So stieg die installierte Leistung (netto) im Vergleich zum Vorjahr bis zum Jahresende 2016 um rund 950 MW auf 29.350 MW. Nach ersten Berechnungen hat Erdgas einen Anteil von 12,4 % an der Bruttostromerzeugung Deutschlands 2016.

Im Jahr 2016 wurde aus erneuerbaren Energien mit insgesamt 188,3 Mrd. kWh 0,5 % mehr Strom erzeugt als im Jahr zuvor. Dazu trugen die einzelnen erneuerbaren Energiequellen in unterschiedlichem Umfang bei. Die Windkraftanlagen an Land erzeugten aufgrund des 2016 vergleichsweise weniger guten Winddargebots mit 65,0 Mrd. kWh 8,3 % weniger Strom als im Vorjahr. Die Windanlagen auf See lieferten mit 12,4 Mrd. kWh hingegen deutlich mehr Strom als im Vorjahr (+49,3 %), was auf den unterjährigen Zubau zurückzuführen ist. Insgesamt hat die Windenergie einen Anteil von 11,9 % am deutschen Strommix. Die installierte Leistung der Windkraftwerke stieg 2016 onshore um knapp 4.300 MW, offshore wurden gut 800 MW neu ans Netz angeschlossen. Damit beträgt die gesamte installierte Windleistung in Deutschland nunmehr rund 49.750 MW.

Aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse (einschließlich Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm) wurden im Berichtsjahr 45,6 Mrd. kWh Strom gewonnen. Das entsprach einem Anstieg von 2,3 % im Vorjahresvergleich. Der Beitrag der Biomasse verstromenden Kraftwerke zur Stromerzeugung betrug 7,0 %. Zuzüglich der anteiligen Erzeugung in Müllkraftwerken (aus biogenen Abfällen) wurden im Jahr 2016 in Deutschland 51,6 Mrd. kWh Strom aus biogenen Energieträgern produziert. Ihr Anteil am Energieträgermix der deutschen Stromerzeuger betrug damit insgesamt 8,0 %.

Photovoltaikanlagen lieferten mit 38,2 Mrd. kWh ebenfalls weniger Strom als noch 2015 (38,7 Mrd. kWh). Verglichen mit 2015 ist das ein Minus von 1,4 %. Diese Strommenge beinhaltet nicht nur die Einspeisungen in das Netz der allgemeinen Versorgung, sondern jeweils auch den Selbstverbrauch – unabhängig davon, ob dieser EEG-vergütet wurde oder nicht. Der Beitrag der Solarenergie zum deutschen Strommix betrug 5,9 %.

Tabelle 12

Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2016 nach Energieträgern

	1990	2000	2005	2010	2014	2015 ¹⁾	2016 ¹⁾	2015 bis 2016	1990 bis 2000	2000 bis 2016	1990 bis 2016
	in Mrd. kWh							Jahresdurchschnittliche Veränderung in %			
Braunkohle	170,9	148,3	154,1	145,9	155,8	154,5	150,0	-2,9	-1,4	0,1	-0,5
Kernenergie	152,5	169,6	163,0	140,6	97,1	91,8	84,6	-7,8	1,1	-4,3	-2,2
Steinkohle	140,8	143,1	134,1	117,0	118,6	117,7	111,5	-5,3	0,2	-1,5	-0,9
Erdgas	35,9	49,2	72,7	89,3	61,1	62,0	80,5	29,8	3,2	3,1	3,2
Mineralöl	10,8	5,9	12,0	8,7	5,7	6,2	5,9	-5,0	-5,9	0,0	-2,3
Erneuerbare Energien	19,7	37,9	62,5	104,2	162,4	187,4	188,3	0,5	6,8	10,5	9,1
Sonstige	19,3	22,6	24,1	26,8	27,0	27,3	27,5	0,9	1,6	1,3	1,4
Bruttostromerzeugung einschl. Einspeisung insgesamt	549,9	576,6	622,6	632,4	626,7	646,9	648,4	0,2	0,5	0,7	0,6
Stromflüsse aus dem Ausland	31,9	45,1	53,4	42,2	38,9	33,6	27,0	-19,6	3,5	-3,2	-0,6
Stromflüsse in das Ausland	31,1	42,1	61,9	59,9	74,5	85,4	80,7	-5,5	3,1	4,2	3,7
Stromauslastungssaldo Ausland	0,8	3,1	-8,5	-17,7	-35,6	-51,8	-53,7	3,7	14,3	-	-
Bruttostromverbrauch	550,7	579,6	614,1	614,7	591,1	595,1	594,7	-0,1	0,5	0,2	0,3
Veränderung gegenüber Vorjahr in %	-	4,0	0,6	5,8	-2,1	0,7	-0,1				
Struktur der Bruttostromerzeugung in %											
Braunkohle	31,1	25,7	24,7	23,1	24,9	23,9	23,1				
Kernenergie	27,7	29,4	26,2	22,2	15,5	14,2	13,1				
Steinkohle	25,6	24,8	21,5	18,5	18,9	18,2	17,2				
Erdgas	6,5	8,5	11,7	14,1	9,8	9,6	12,4				
Mineralöl	2,0	1,0	1,9	1,4	0,9	1,0	0,9				
Erneuerbare Energien	3,6	6,6	10,0	16,5	25,8	29,0	29,0				
Sonstige	3,5	3,9	3,9	4,2	4,3	4,2	4,2				
Bruttostromerzeugung	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 2016 wurden nach vorläufigen Schätzungen rund 1.400 MW_p Photovoltaik-Leistung zugebaut, am Jahresende waren damit etwa 41.200 MW_p installiert.

Ein deutliches Plus verzeichnete die Stromerzeugung der Lauf- und Speicherwasserkraftwerke, die mit 21,0 Mrd. kWh 10,7 % mehr Strom lieferten als im Vorjahr. Damit lag deren Anteil am Strommix bei 3,2 %.

Insgesamt wurden im Berichtsjahr 188,3 Mrd. kWh Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen. Der Beitrag der Erneuerbaren zur Deckung des Brutto-Inlandsstromverbrauchs belief sich nach ersten Zahlen 2016 somit auf etwa 32 % (2015: 31 %).

Nachdem der negative Stromaustauschsaldo Deutschlands mit seinen Nachbarländern 2011 zunächst zurückgegangen war, erreichte er nach den bereits kräftigen Anstiegen in den Folgejahren im Berichtsjahr 2016 mit 53,7 Mrd. kWh seinen bisher höchsten Wert (Abbildung 12). 2016 floss die größte Strommenge in die Schweiz, gefolgt von den Niederlanden und Österreich (Schweiz 17,0 Mrd. kWh, Niederlande 16,9 Mrd. kWh, Österreich 16,6 Mrd. kWh). Ein Großteil der Stromflüsse von Deutschland nach den Niederlanden geht

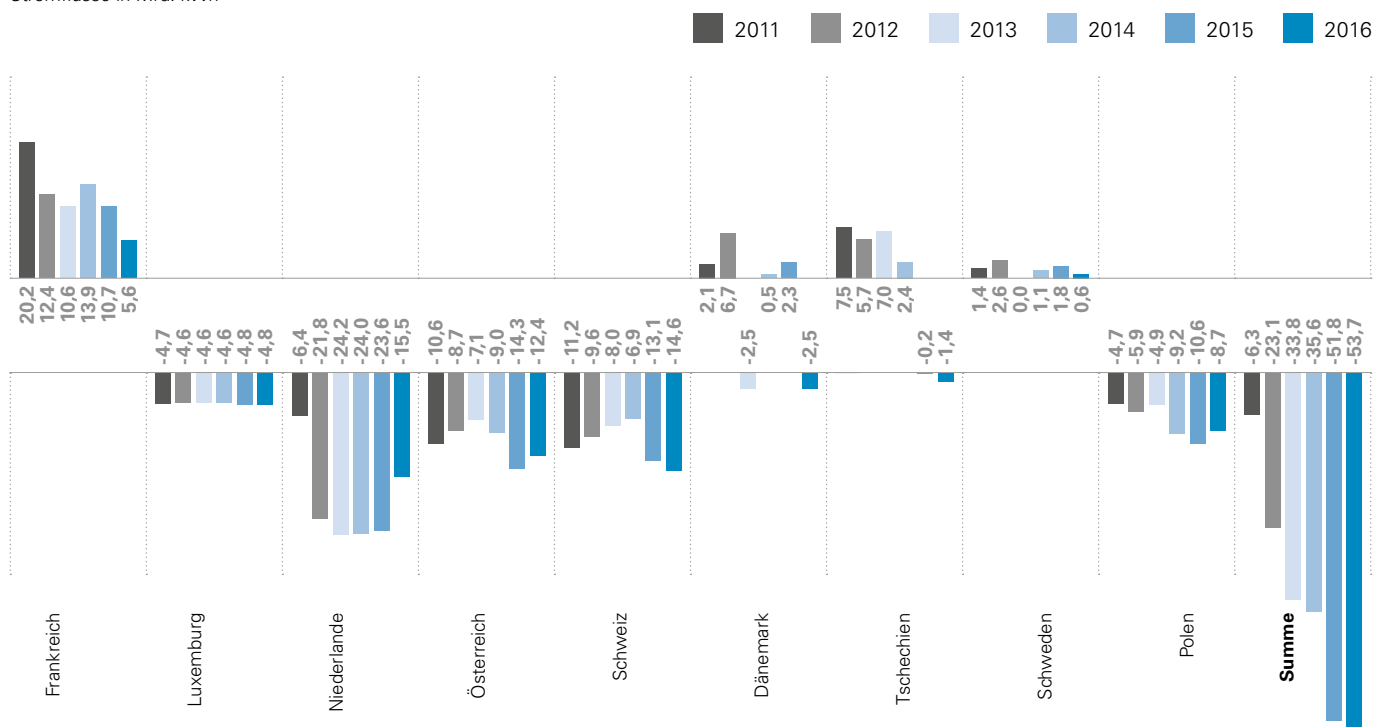
allerdings weiter in Richtung Belgien und Großbritannien. Die größten Strommengen kamen nach wie vor aus Frankreich nach Deutschland, gefolgt von Tschechien und Österreich (Frankreich 8,3 Mrd. kWh, Tschechien 5,0 Mrd. kWh, Österreich 4,2 Mrd. kWh). Insgesamt flossen aus deutschen Stromnetzen 80,7 Mrd. kWh ins Ausland (2015: 85,4 Mrd. kWh), aus dem Ausland bezog Deutschland 27,0 Mrd. kWh (2015: 33,6 Mrd. kWh). Der Saldo lag 2016 mit einem Ausfuhrüberschuss von 53,7 Mrd. kWh wiederholt über dem Niveau des Vorjahres (2015: 51,8 Mrd. kWh). Zu bemerken ist, dass es sich bei einem großen Teil der grenzüberschreitenden Stromflüsse nicht um vertraglich vereinbarte Lieferungen handelt, sondern um Transitmengen und Ringflüsse.

Die Stromaustauschsalden sind der Abbildung 12 zu entnehmen. Danach bestand im Jahr 2016 der größte „Exportüberschuss“ mit 15,5 Mrd. kWh gegenüber den Niederlanden, vor der Schweiz mit 14,6 Mrd. kWh, Österreich mit 12,4 Mrd. kWh und Polen mit 8,7 Mrd. kWh. „Importüberschüsse“ bestehen fast ausschließlich gegenüber Frankreich (5,6 Mrd. kWh; Vorjahr 10,7 Mrd. kWh) mit weitem Abstand gefolgt von Schweden mit 0,6 Mrd. kWh.

Abbildung 12

Stromaustauschsaldo Deutschlands mit Partnerländern 2011 bis 2016

Stromflüsse in Mrd. kWh



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

Hintergrundinformationen zum Thema „Stromaus-tausch mit dem Ausland“ liefert eine Veröffentlichung des BDEW.⁵

Der Stromverbrauch der Industrie stieg nach ersten Abschätzungen konjunkturbedingt von 245,8 Mrd. kWh im Jahr 2015 um 0,4 % auf 246,7 Mrd. kWh im Berichtsjahr. Die stromintensiven Industrien wiesen dabei allerdings differenzierte Entwicklungen auf. Der Stromverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen hingegen war mit -0,1 % leicht rückläufig. In ähnlichem Maße nahm der Stromverbrauch der privaten Haushalte von 128,7 Mrd. kWh um -0,2 % auf 128,5 Mrd. kWh ab. Die Hauptgründe für den Rückgang des Stromverbrauchs sind in Sparmaßnahmen der Verbraucher sowie in Effizienzverbesserungen zu sehen. Der Verbrauch im Verkehr lag leicht unter dem des

Vorjahres. Insgesamt betrug der Nettostromverbrauch 525,1 Mrd. kWh und lag damit ungefähr auf Vorjahresniveau (+0,1 %) (Tabelle 13).

Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität als Verhältnis von preisbereinigtem Bruttoinlandsprodukt und Bruttostromverbrauch stieg im Jahr 2016 aufgrund des marginalen Stromverbrauchrückgangs bei gleichzeitig gutem Wirtschaftswachstum im Vergleich zum Vorjahr ebenfalls um 1,9 %. Das war fast das Zweifache des jahresdurchschnittlichen Produktivitätsanstiegs um 1,1 % im Zeitraum von 1991 bis 2015 (vgl. Tabelle 2 und Abbildung 13). Zu den jährlichen Veränderungen von Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität siehe Abbildung 14.

Tabelle 13

Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2000 bis 2016

	2000	2008	2010	2013	2014	2015 ¹⁾	2016 ¹⁾	2015/ 2016	2008 bis 2016
	Mrd. kWh						Veränderung in %		
Bruttostromerzeugung	576,6	640,7	632,4	637,7	626,7	646,9	648,4	0,2	1,2
Kraftwerkseigenverbrauch	-38,1	-39,7	-38,1	-36,8	-35,9	-36,7	-36,5	-0,5	-8,1
Nettostromerzeugung	538,5	601,0	594,4	600,9	590,7	610,2	611,9	0,3	1,8
Stromflüsse aus dem Ausland	45,1	40,2	42,2	38,4	38,9	33,6	27,0	-19,6	-32,9
Stromflüsse in das Ausland	42,1	62,7	59,9	72,2	74,5	85,4	80,7	-5,5	28,7
Nettostromaufkommen für Inland	541,5	578,5	576,7	567,1	555,2	558,4	558,2	0,0	-3,5
Pumpstromverbrauch	6,0	7,9	8,6	7,8	8,0	8,1	7,5	-6,9	-5,6
Netzverluste und Nichterfasstes	34,1	32,2	27,5	23,6	23,2	25,8	25,6	-0,7	-20,5
Nettostromverbrauch	501,4	538,4	540,6	535,7	524,0	524,6	525,1	0,1	-2,5
davon:									
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	239,1	252,4	249,7	245,1	244,4	245,8	246,7	0,4	-2,3
Haushalte	130,5	139,5	141,7	137,0	129,7	128,7	128,5	-0,2	-7,9
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	118,6	135,4	137,1	141,6	138,3	138,8	138,7	-0,1	2,4
Verkehr	13,1	11,1	12,1	12,0	11,6	11,3	11,3	-0,3	1,0
Bruttoinlandsstromverbrauch	579,6	618,2	614,7	603,9	591,1	595,1	594,7	-0,1	-3,8

1) Angaben z.T. vorläufig und geschätzt

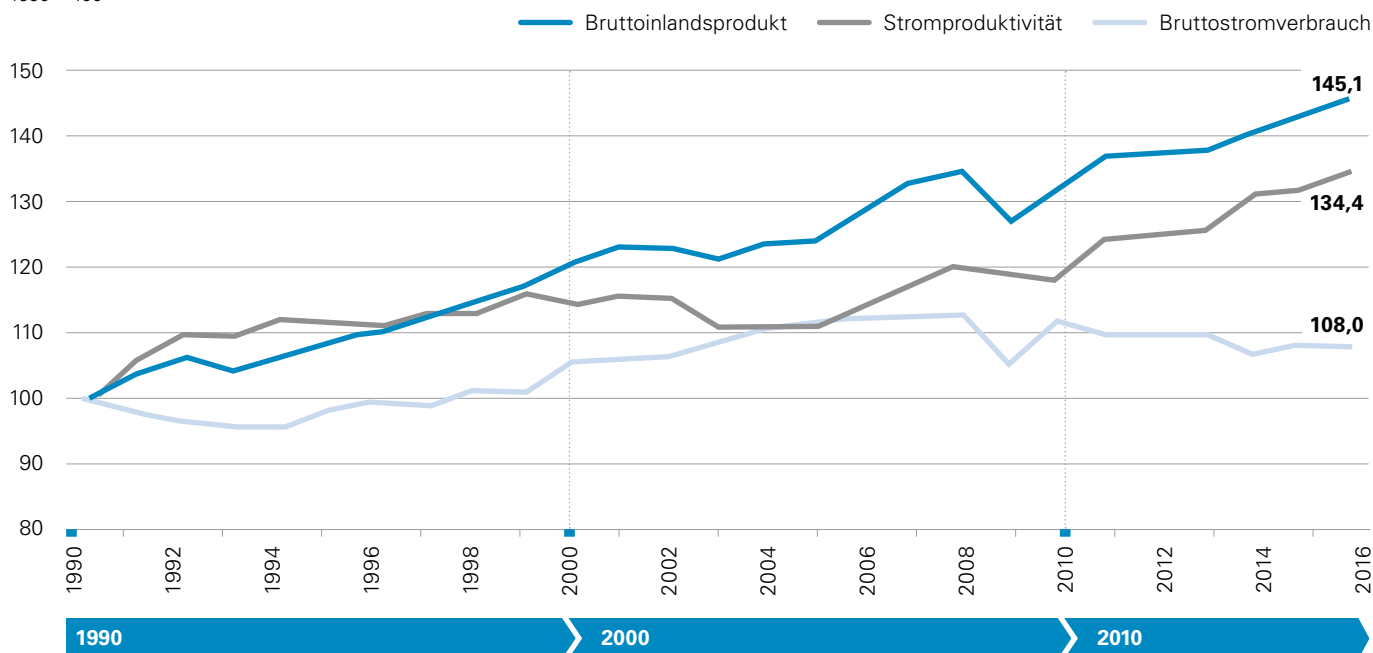
Quelle: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

⁵ BDEW Hintergrundinformationen Stromaustausch mit dem Ausland (PDF): [https://bdew.de/internet.nsf/id/20140114-pi-mueller-grundlegende-reform-des-eeg-ist-eine-ernaufgabe-der-neuen-bundesregierung-2014/\\$file/BDEW%20Hintergrundinformationen%20Stromaustausch%20mit%20dem%20Ausland.pdf](https://bdew.de/internet.nsf/id/20140114-pi-mueller-grundlegende-reform-des-eeg-ist-eine-ernaufgabe-der-neuen-bundesregierung-2014/$file/BDEW%20Hintergrundinformationen%20Stromaustausch%20mit%20dem%20Ausland.pdf)

Abbildung 13

Bruttoinlandsprodukt¹⁾, Bruttostromverbrauch und gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität²⁾ in Deutschland 1990 bis 2016

1990 = 100



1) Preisbereinigt

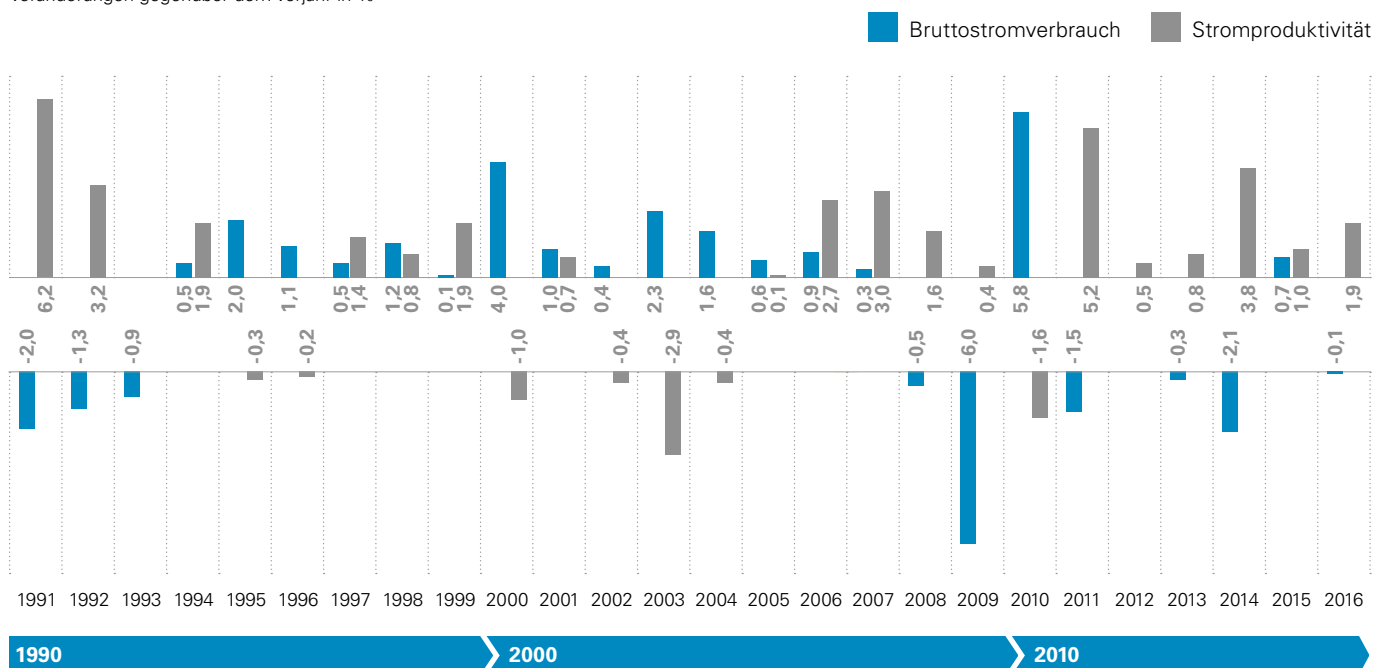
2) Bruttoinlandsprodukt je Einheit Bruttostromverbrauch

Quellen: Statistisches Bundesamt; BMWi/BMF; Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Abbildung 14

Veränderungen von Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität von 1991 bis 2016

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %



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

Den Einfluss der unterschiedlichen Komponenten für die Veränderungen des Stromverbrauchs von 1990 bzw. 2015 bis 2016 zeigt Abbildung 15.

Danach wurde der Rückgang des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2016 um 0,4 Mrd. kWh gegenüber 2015 vornehmlich durch die höhere Stromproduktivität (Stromintensitäts-Komponente) bewirkt.

Die damit verbundenen Verbrauchsminderungen waren entsprechend höher als die verbrauchssteigernden Wirkungen des Wirtschaftswachstums und der gestiegenen Bevölkerung. Über den gesamten Zeitraum von 1990 bis 2016 führte dagegen die langfristige Steigerung der Stromproduktivität nicht zu einer absoluten Senkung des Stromverbrauchs. Immerhin hatte die Stromproduktivität einen wesentlichen Anteil daran, dass der Anstieg des Bruttostromverbrauchs von 1990 bis 2016 trotz der starken Verbrauchserhöhung durch die wachsende Wirtschaft um 195 Mrd. kWh auf rund 44 Mrd. kWh bzw. ein Plus von knapp 8 % begrenzt werden konnte (Abbildung 15).

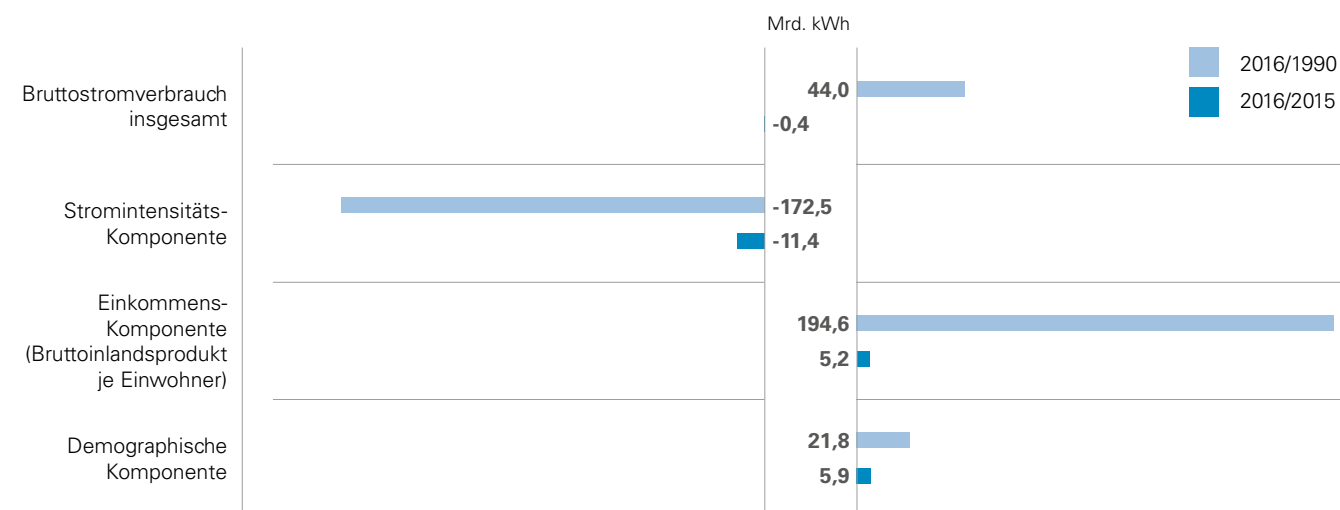
Die Anzahl der Unternehmen, die in der Elektrizitätswirtschaft tätig sind, steigt seit Beginn der Liberalisierung 1998 kontinuierlich. Ende 2015 gab es 1.734 Unternehmen, per Ende 2016 waren es 1.747. Im Detail waren von diesen Unternehmen 88 als Erzeugergesellschaften mit einem Kraftwerkspark größer 100 MW, 921 als Stromverteilnetzbetreiber, vier als Übertragungsnetzbetreiber, 134 als Stromgroßhändler und 1.195 als Vertriebsgesellschaften im Letztverbrauchergeschäft tätig⁶. Die Zahl der in der Elektrizitätswirtschaft Beschäftigten nahm 2016 zu. Ende 2016 gab es nach vorläufigen Zahlen mit 129.200 1,1 % mehr Beschäftigte als Ende 2015.

Die Strompreise für Industriekunden nahmen vor allem bedingt durch den Anstieg von Steuern, Abgaben und Umlagen um 1,5 % zu. Der Anteil der staatlichen Belastungen am Strompreis für Industriekunden von 48 % im Jahr 2015 stieg 2016 wieder auf 50 % (ohne Stromsteuer).

Abbildung 15

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2016 gegenüber 2015 und 1990 in Mrd. kWh



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

⁶ Eine Addition der Unternehmenszahlen ist nicht möglich, da viele der Unternehmen auf mehreren Wertschöpfungsstufen tätig sind und somit mehrfach erfasst wurden.

Die Strompreise für Haushalte sind leicht um 0,3 % gestiegen. Wie bei den Industriekunden machte sich auch bei den Haushaltskunden der Anstieg der Steuern, Abgaben und Umlagen bemerkbar. Auch die Netzentgelte verzeichneten 2016 einen Anstieg. Die Beschaffungskosten der Vertriebe gingen aufgrund rückläufiger Terminmarktpreise weiter zurück, was den Verbrauchern zugutekam. Damit wuchs der Anteil von Steuern, Abgaben und Umlagen am Strompreis 2016 auf 54 % gegenüber noch 52 % im Vorjahr an. Im Jahr 2017 steigt der Anteil der staatlichen Belastungen erneut um rund 0,7 ct/kWh und erhöht damit die Abgabenlast für die Verbraucher weiter.

Gemessen am Erzeugerpreisindex haben sich die Strompreise im Jahr 2016 je nach Abnehmergruppe recht unterschiedlich entwickelt: Während sie bei den Haushalten um 1,0 % und bei den gewerblichen Abnehmern nur leicht um 0,6 % stiegen (Vorjahr: +1,3 % bzw. +1,0 %), legten sie bei den Sondervertragskunden auf der Niederspannungsebene im Unterschied zum Vorjahr, als sie noch um 2,0 % zurückgegangen waren, nunmehr um 1,9 % zu. Demgegenüber verminderten sie sich bei Sondervertragskunden auf der

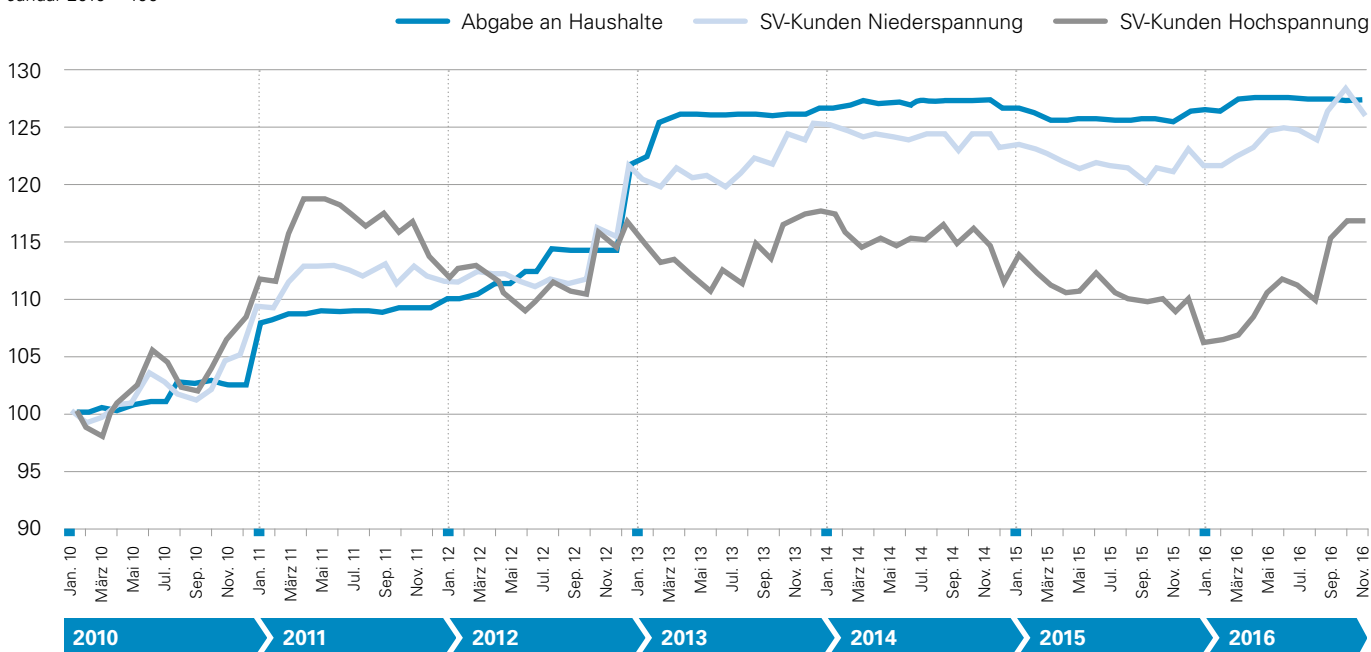
Hochspannungsebene, wenngleich die Reduktion mit lediglich -0,2 % deutlich schwächer ausfiel als ein Jahr zuvor (-3,9 %; vgl. Abbildung 16). Dagegen ging der Erzeugerpreisindex für die Stromabgabe an Weiterverteiler mit 8,2 % nur wenig schwächer zurück als im Vorjahr mit 10,5 %. Mit 13,4 % sank der Börsenstrompreis im Jahr 2016 besonders kräftig, nachdem er 2015 auch schon mit 11,8 % deutlich gefallen war. Im Vergleich zum bisherigen Höchststand im Jahr 2008 war der Börsenstrompreis 2016 um 63,3 % niedriger.

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 Preissenkungstendenz (Abbildung 17). Der folgende Preisaufschwung blieb bis Ende 2016 allerdings meist noch unter der Grenze von 40 €/MWh. Allerdings zeigen sich nach der Jahreswende 2016/2017 erheblich Turbulenzen mit Preisausschlägen bis zu mehr als 100 €/MWh.

Abbildung 16

Strom-Erzeugerpreisindex für Sondervertragskunden und Abgabe an Haushalte in Deutschland von 2010 bis 2016

Januar 2010 = 100

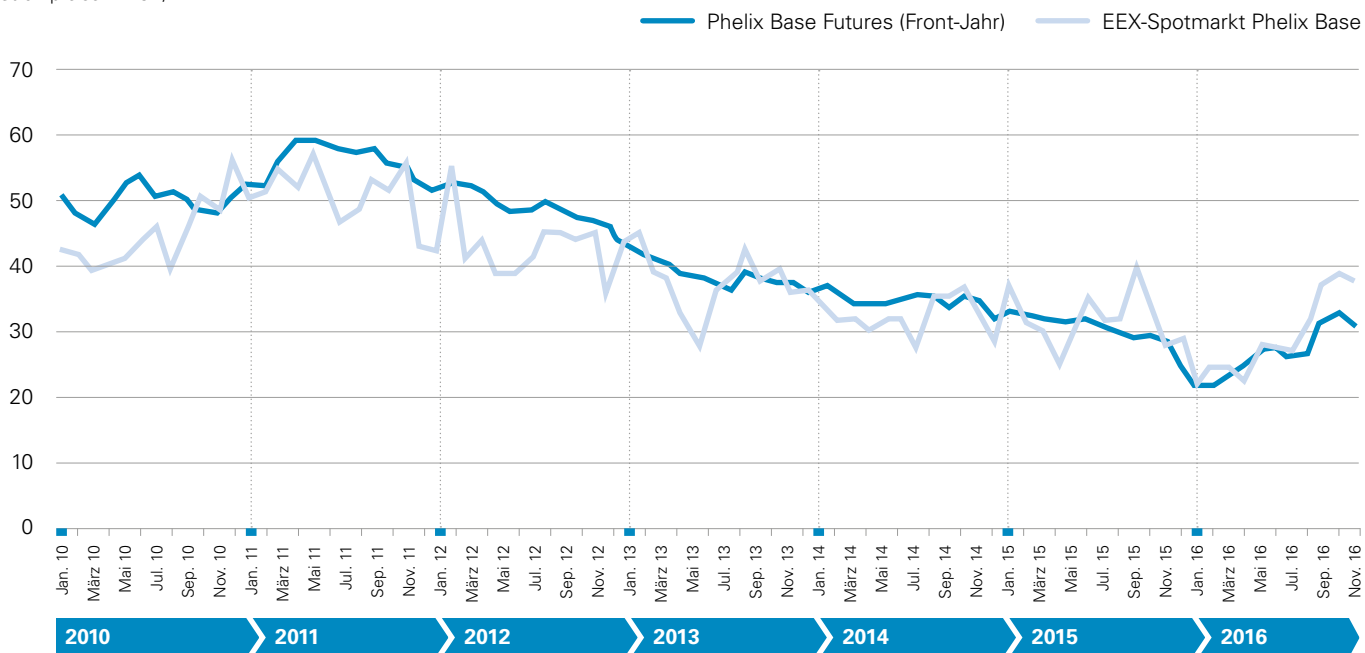


Quelle: Statistisches Bundesamt

Abbildung 17

Entwicklung der Strompreise auf dem EEX-Spotmarkt und -Terminmarkt (Front-Jahr) von 2010 bis 2016

Strompreise in EUR/MWh

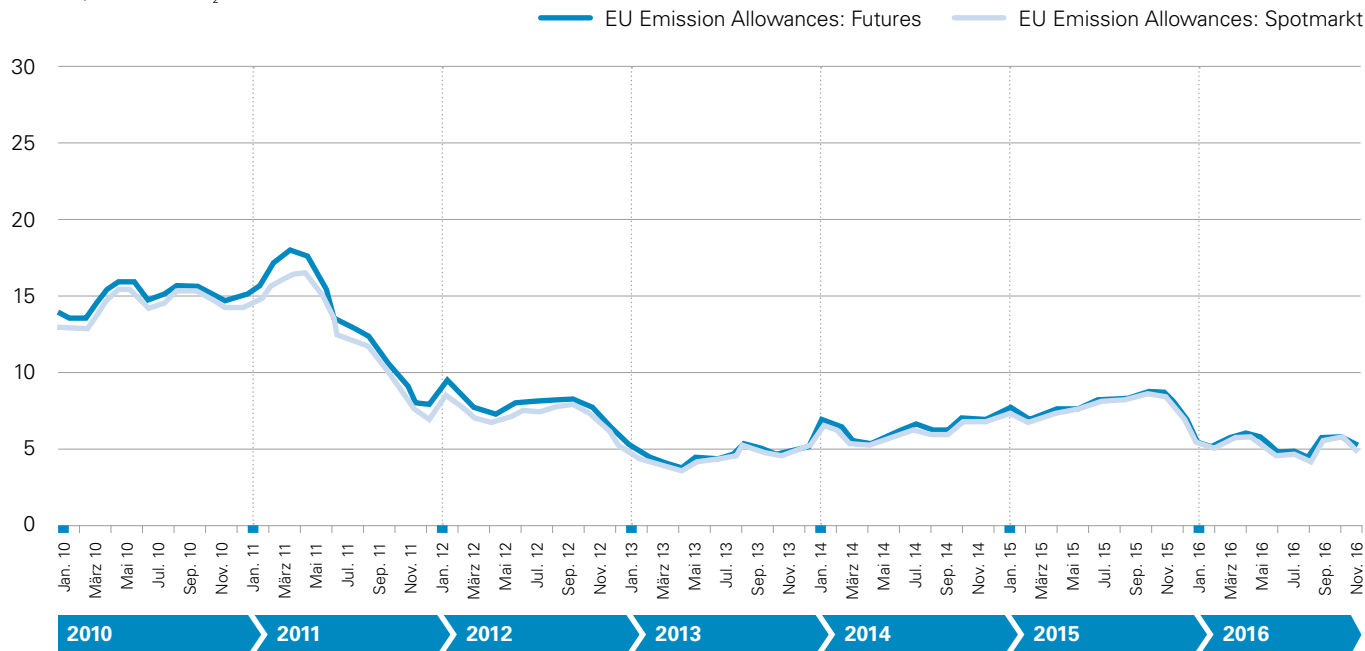


Quelle: BMWi

Abbildung 18

Entwicklung der European Emission Allowances auf dem EEX-Spotmarkt und -Terminmarkt von 2010 bis 2016

Zertifikatspreise in €/t CO₂



Quelle: BMWi

Für die Elektrizitätswirtschaft bleibt die Entwicklung der Zertifikatspreise für CO₂, die sich im Rahmen des europäischen Emissionshandels bilden, nach wie vor bedeutungsvoll. 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 zeigt sich eine leichte Aufwärtstendenz in Richtung von 7 bis 9 €/t CO₂ bis Ende 2015, die allerdings 2016 wieder gestoppt wurde: In diesem Jahr bewegten sich die Preise wieder zwischen 4 und 6 €/t CO₂ (Abbildungen 18). Offensichtlich sind die mit dem Emissionshandel intendierten Knappheitssignale kaum noch wirksam.

Angemerkt sei, dass unabhängig von der Höhe der Zertifikatspreise die vorgegebene Mengenbegrenzung (cap) die Erreichung des jährlich sinkenden CO₂-Ziels garantiert.

Fernwärme- und -kälteversorgung

Im Jahr 2016 haben die Fernwärme-/kälteversorger nach ersten Abschätzungen 130 Mrd. kWh Nettowärme⁷ erzeugt, weitere 7 Mrd. kWh kamen von sonstigen Wärmeerzeugern. Insgesamt wurden 137 Mrd. kWh ins Wärme-/Kältenetz eingespeist (Tabelle 14). Verglichen mit dem Jahr 2015 stieg die Erzeugung um 2,5 %. Mehr als zwei Drittel der Nettowärmeerzeugung stammt inzwischen aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Der Nettowärmeverbrauch aus den Netzen der Energieversorger betrug nach Abzug von Betriebsverbrauch, Netzverlusten und statistischen Differenzen nach ersten Berechnungen 119 Mrd. kWh. Der Verbrauchsanstieg gegenüber dem Vorjahr ist in erster Linie auf die kühleren Temperaturen in den Heizmonaten zurückzuführen. Die gestiegene Zahl von Neuanschlüssen im Wohnungsmarkt förderte diese Entwicklung.

Aufgrund der gestiegenen Wärmeerzeugung stieg auch der Brennstoffeinsatz in den Heiz- und Heizkraftwerken der allgemeinen Versorgung insgesamt um rund 2,5 % auf 148 Mrd. kWh. Den höchsten Anstieg beim Brennstoffeinsatz erfuhr das Erdgas; sein Beitrag wuchs verglichen mit 2015 um 7,5 % auf 57 Mrd. kWh. Somit hatte Erdgas 2016 einen Anteil von gut 38 % am

gesamten Brennstoffeinsatz für Fernwärme. Die Entwicklung beim Einsatz von Steinkohle war nach ersten Abschätzungen rückläufig (-9,4 %), für Braunkohle und erneuerbare Energien (einschließlich des erneuerbaren Anteils des Siedlungsabfalls) zeigte sich ein Plus von jeweils rund 3 %. Die erneuerbaren Energien trugen 2016 mit gut 28 Mrd. kWh zu 19,1 % zum Brennstoffeinsatz in den Heiz- und Heizkraftwerken Deutschlands bei.

Wie erwähnt, führten die kühleren Temperaturen in der Heizperiode 2016 zu einer gestiegenen Wärmefachfrage. Nach ersten Schätzungen nahm der Wärmeverbrauch der privaten Haushalte und für die Versorgung von Wohngebäuden um 3,7 % auf 49 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 23,8 % der im Berichtsjahr zum Bau genehmigten neuen Wohneinheiten ist ein Fernwärmeanschluss vorgesehen. Industrielle Verbraucher nahmen konjunkturbedingt mit 48 Mrd. kWh ca. 2 % mehr Wärmeenergie ab als noch 2015. Der Wärmeverbrauch sonstiger Abnehmer stieg 2016 um gut 1 % auf voraussichtlich 21,7 Mrd. kWh.

Tabelle 14

Bilanz der Wärme-/Kälteversorgungsunternehmen

	2015	2016 ¹⁾	Änderung
	Mrd. kWh		in %
Nettowärmeerzeugung	133,7	136,9	+2,4
Netzverluste und Betriebsverbrauch, stat. Differenzen	18,1	18,4	+1,7
Nettoverbrauch Fernwärme/-kälte	115,6	118,6	+2,5
Industrie	47,1	48,0	+1,9
Haushalte	47,3	49,1	+3,7
Sonstige	21,2	21,5	+1,3

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

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

⁷ Hier: Fernwärme stets einschließlich Fernkälte.

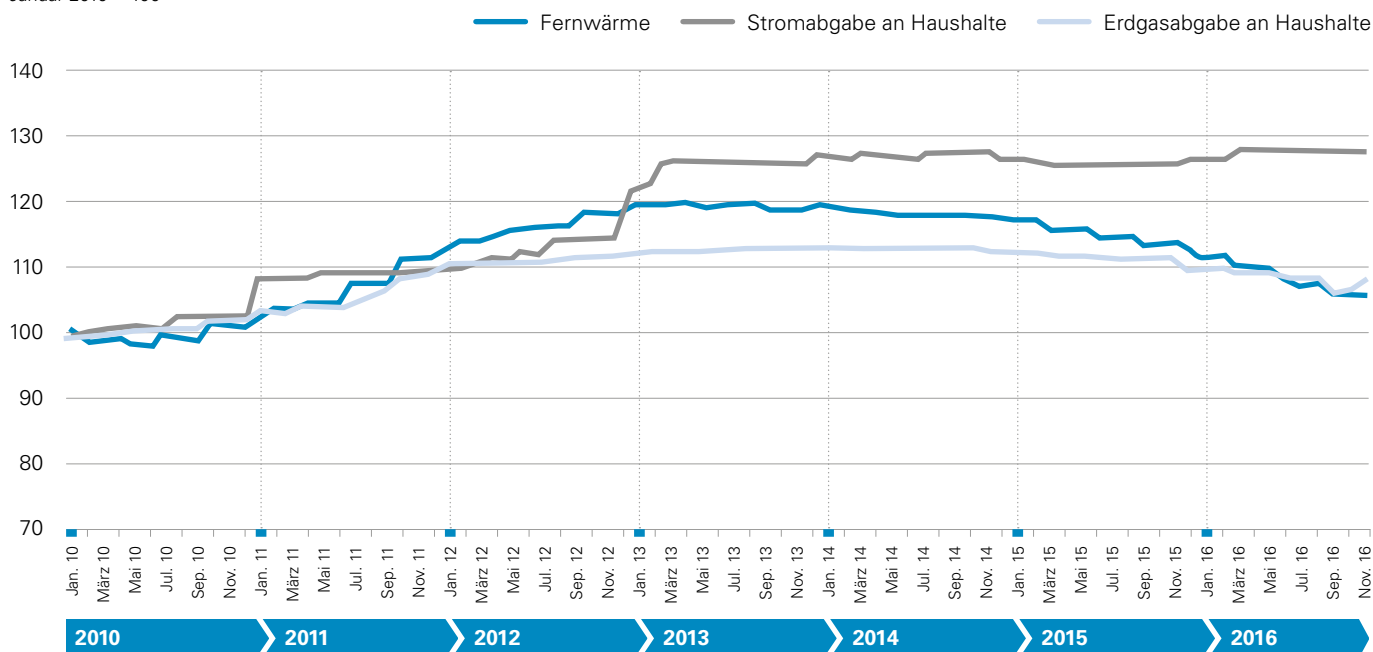
Interessant ist ein Vergleich der Entwicklung der Erzeugerpreise für die Abgabe von Strom, Erdgas und Fernwärme an die Haushalte (Abbildung 19). Dabei zeigt sich ein mehr oder weniger gleichförmiger Verlauf von Erdgas und Fernwärme, während der Erzeugerpreisindex für Strom der Abwärtsentwicklung dieser

beiden Energieträger nicht folgt. Im Unterschied zu den Erzeugerpreisindizes, die für Erdgas und Fernwärme seit 2014 tendenziell nach unten weisen, stabilisiert sich jener für den Strom auf dem bereits 2014 erreichten Niveau.

Abbildung 19

Erzeugerpreisindizes für Fernwärme, Strom- und Erdgasabgaben an Haushalte in Deutschland von Januar 2010 bis Dezember 2016

Januar 2010 = 100



Quelle: Statistisches Bundesamt

Erneuerbare Energien

Die erneuerbaren Energieträger lassen sich in anschaulicher Weise in sechs übergeordnete Kategorien einteilen (Tabelle 15). Neben den fluktuierenden Energieträgern Wasserkraft, Windenergie (an Land und auf See) und Solarenergie werden derzeit Erdwärme (Geothermie), verschiedene Biomassen sowie biogene Abfälle in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung, aber auch als Endenergie in den Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistung (GHD), Industrie und Verkehr genutzt. Die Biomassen setzen sich aus festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffen zusammen, wobei dem Holz in Form von Scheitholz, Hackschnitzeln, Pellets oder Briketts nach wie vor die größte Bedeutung zukommt. 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. Flüssige Brennstoffe wie Palm- oder Rapsöl sowie Biokraftstoffe wie Biodiesel und Bioethanol spielen eine eher untergeordnete Rolle.

Im Jahr 2016 belief sich der Primärenergieverbrauch (PEV) von erneuerbaren Energien aktuellen Schätzungen zufolge auf 1.689 PJ (57,6 Mio. t SKE). Im Vergleich zum Vorjahr bedeutet dies ein Plus von 46 PJ oder 2,8 %. Der Zuwachs ist im Wesentlichen auf die Biomasse (37 PJ oder 3,9 %) zurückzuführen, für deren Entwicklung vor allem die kühlere Witterung verantwortlich war. Der Leistungszubau in Höhe von rund 200 MW im Jahresverlauf diente hingegen fast ausschließlich der Flexibilisierung von Anlagen und ist somit nur bedingt verbrauchsrelevant. Rückgänge verzeichneten trotz weiter voranschreitendem Kapazitätsausbau sowohl die Windenergie (-6,5 PJ bzw. -2,3 %), als auch erstmalig die Solarenergie (-3 PJ bzw. -1,2 %). Nach jetzigem Stand konnten 2016 zwar rund 4,3 GW Windenergieanlagen an Land und 0,8 GW auf See sowie 1,4 GW_p Aufdach- und Freiflächen-Photovoltaik in Betrieb genommen werden, die schlechteren Windverhältnisse und die deutlich geringere Sonnenscheindauer führten jedoch zu einem niedrigeren Ertrag der Anlagen als im Jahr 2015. Insgesamt betrachtet stieg der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Primärenergieverbrauch in Deutschland dennoch ausgehend von 12,4 % im Jahr 2015 auf 12,6 % im Jahr 2016 (vgl. Tabellen 1 und 15).

Tabelle 15

Erneuerbare Energien in Deutschland 2015 und 2016 nach Verwendung und Energiequellen

	Wasserkraft		Windenergie (an Land und auf See)				Solarenergie		Geothermie		Biomasse		Abfälle		Summe						
	2015	2016	Änderungen	2015	2016	Änderungen	2015	2016	Änderungen	2015	2016	Änderungen	2015	2016	Änderungen	2015	2016				
																		Petajoule	%	Petajoule	%
Gewinnung im Inland	68,3	75,6	10,7	285,1	278,7	-2,3	167,5	165,5	-1,2	46,2	50,4	9,0	973,6	1.010,4	3,8	125,2	131,0	4,7	1.666	1.712	2,7
Außenhandelsaldo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-22,3	-22,2	-0,2	-	-	-	-	-22	-0,2
Primärenergieverbrauch	68,3	75,6	10,7	285,1	278,7	-2,3	167,5	165,5	-1,2	46,2	50,4	9,0	951,4	988,2	3,9	125,2	131,0	4,7	1.644	1.689	2,8
Einsatz in Kraftwerken (Strom)	68,3	75,6	10,7	285,1	278,7	-2,3	139,4	137,4	-1,4	4,8	5,4	12,6	343,9	350,7	2,0	60,4	64,7	7,1	902	912	1,2
Einsatz in Kraftwerken (Wärme)	-	-	-	-	-	-	0,01	0,01	-	1,3	1,4	15,7	46,5	47,0	1,1	48,5	49,7	2,4	96	98	2,0
Verbrauch bei Umwandlung, Verluste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,1	23,6	2,2	0,3	0,4	3,5	23	24	2,2
Endenergieverbrauch	-	-	-	-	-	-	28,1	28,0	-0,1	40,1	43,5	8,4	537,9	566,9	5,4	15,9	16,2	2,1	622	655	5,2
Industrie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93,8	94,4	0,7	15,9	16,2	2,1	110	111	0,9
Verkehr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	107,5	108,4	0,6	-	-	-	107	108	0,6
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	-	-	-	-	-	-	28,1	28,0	-0,1	40,1	43,5	8,4	336,7	364,1	8,2	-	-	-	405	436	7,6

Alle Werte für 2016 sind vorläufig.

Quellen: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEESStat); Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Die Energieträgerstruktur des PEV erneuerbare Energien dominierte 2016 erneut mit deutlichem Abstand die Biomasse mit einem Anteil von 58,5 % (2015: 57,9 %). Auf den nachfolgenden Plätzen folgen die Windenergie mit 16,5 % (2015: 17,3 %), die Solarenergie mit 9,8 % (2015: 10,2 %) sowie die biogenen Abfälle mit 7,8 % (2015: 7,6 %; wobei zu beachten gilt, dass lediglich 50 % des gesamten Energieeinsatzes in Abfallverbrennungsanlagen als erneuerbare Energie eingestuft wird). Auf die Wasserkraft und die Geothermie entfallen 4,5 % (4,2 %) bzw. 3,0 % (2,8 %) (Abbildung 20).

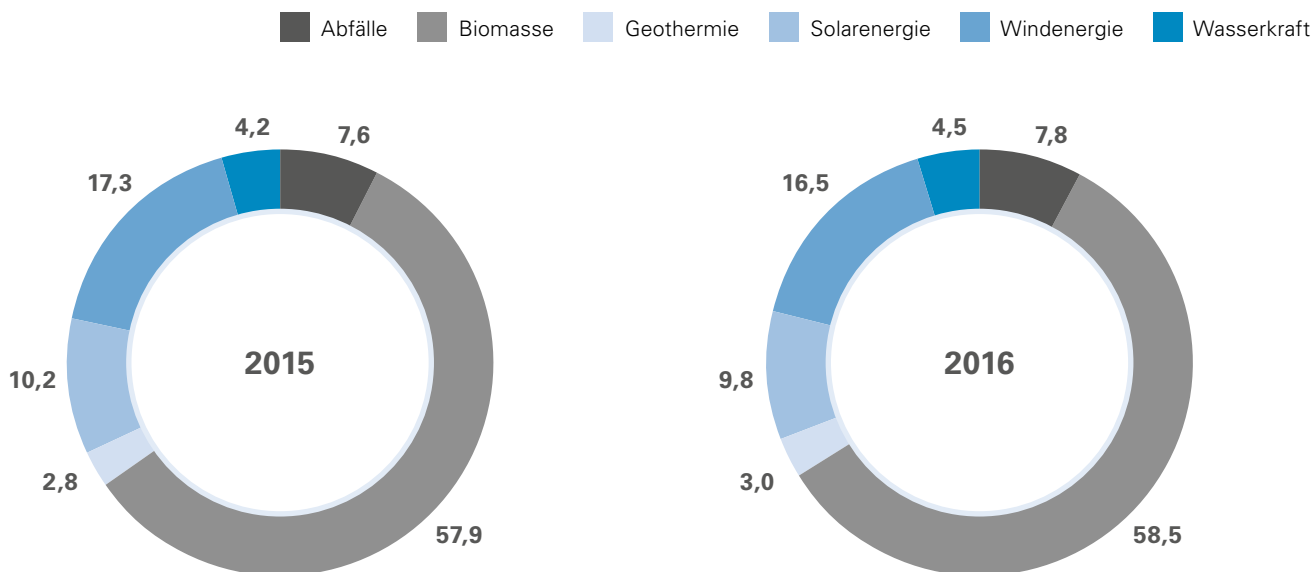
Legt man die einzelnen Verbrauchssektoren zu Grunde, so fällt auf, dass dem Einsatz in Kraftwerken zur Stromerzeugung mit 54,0 % gemessen am PEV die größte Bedeutung zukommt (2015: 54,9 %), wobei die Biomasse mit 38,4 %, die Windenergie mit 30,5 % und

die Solarenergie mit 15,1 % die Spitzenpositionen unter den Energieträgern einnehmen. Lediglich 5,8 % des PEV erneuerbare Energien entfällt hingegen auf den Einsatz in Kraftwerken zur Wärmeherzeugung (Fernwärme). Die Veränderung zum Vorjahr ist hier marginal. Die verstärkte dezentrale Nutzung erneuerbarer Energien hat zur Folge, dass 32,3 % des Energieeinsatzes beim Endverbraucher zu Buche stehen (2015: 31,3 %). 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 Wärmeherzeugung zu nennen. Weitere 6,4 % entfallen auf die Nutzung von Biokraftstoffen im Verkehrssektor, die den Otto- und Dieselkraftstoffen beigemischt werden (2015: 6,5 %).

Abbildung 20

Struktur der erneuerbaren Energien in Deutschland 2015 und 2016

Anteile an den erneuerbaren Energien insgesamt in %



Quelle: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stand: Januar 2017

CO₂-Emissionen

Nach Schätzungen des Bundesverbandes der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) betragen im Jahr 2016 die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung (d. h. ohne die Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes) 0,890 kg CO₂/kWh netto; sie gingen damit gegenüber dem Vorjahr um etwa 3 % zurück. Die rückläufige Entwicklung der spezifischen Emissionen ist vor allem auf die höhere Auslastung der Gaskraftwerke bei gleichzeitigem Rückgang der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlenkraftwerken zurückzuführen, da die durchschnittlichen Emissionen der Erdgaskraftwerke unter den Durchschnittswerten des Stromerzeugungsmixes als Ganzem liegen.

Im Jahr 2016 hat sich die Struktur der Stromerzeugung zugunsten der emissionsarmen und emissionsfreien Energieträger verändert, während die besonders emissionsintensiven Energieträger Stein- und Braunkohle deutliche Anteilsverluste verzeichneten. Insgesamt lässt eine überschlägige Rechnung einen leichten Rückgang der CO₂-Emissionen im Strombereich vermuten. Von den rückläufigen CO₂-Emissionen im Stromsektor lässt sich jedoch nicht auf die Entwicklung der Emissionen in den übrigen Sektoren, wie im Wärmesektor, im Gebäude- oder im Verkehrsbereich schließen. Geht man für eine erste Einschätzung der energiebedingten CO₂-Emissionen von den Ursprungswerten des Primärenergieverbrauchs aus (2015/2016: +1,1 %), so wäre mit einem Anstieg der Treibhausgasemissionen um 0,7 % oder um rund 6 Mio. t CO₂-Äquivalente zu rechnen. Unter den Voraussetzungen des temperaturbereinigten Primärenergieverbrauchs (2015/2016: +0,7 %) dürften die energiebedingten CO₂-Emissionen um etwa 0,3 % oder um gut 2 Mio. t zugenommen haben. Sofern sich die prozessbedingten CO₂-Emissionen sowie die Emissionen der übrigen Treibhausgase nicht völlig anders entwickeln, ist erkennbar, dass sich die Emissionsentwicklung eher weiter von dem zur Zielerreichung notwendigen Pfad entfernt hat.

Unterstellt man für den Zielpfad vereinfachend einen weitgehend linearen Verlauf, so wäre zur Erreichung des nationalen Ziels einer Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % im Vergleich zu

1990 bezogen auf die bekannten Emissionswerte im Jahr 2015 bis 2020 ein weiterer absoluter Rückgang um etwa 150 Mio. t CO₂-Äquivalente erforderlich. Das wären im Jahresdurchschnitt etwa 30 Mio. t CO₂-Äquivalente oder 3,6 %. Gegenüber dem bisherigen (2000 bis 2015) Reduktionstempo von 1,0 % oder von knapp 10 Mio. t CO₂-Äquivalente pro Jahr wären also die Maßnahmen zur Emissionsminderung erheblich, und zwar um etwa den Faktor 3 zu intensivieren, wenn eine Chance zur Zielerreichung gewahrt werden soll. Unter der Annahme, dass 2016 keine zusätzliche „Entlastung“ gebracht hat, müssten die Emissionen bis 2020 sogar jahresdurchschnittlich um 4,4 % bzw. um 37 Mio. t reduziert werden. Diese vereinfachende Rechnung dokumentiert die Herausforderung, die sich bis 2020 noch an die zur Zielerreichung notwendigen Reduktionsmaßnahmen richten.

In diesem Zusammenhang sei erneut auf eine Problematik hingewiesen, die aus Emissionssicht damit zusammenhängt, dass die mit dem hohen Exportüberschuss einhergehenden Emissionen nach dem Territorialprinzip Deutschland zuzurechnen sind, während in den belieferten Ländern wohl überwiegend emissionsbehaftete 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

Eine gegenüber dem Vorjahr kühlere Witterung und die vergleichsweise gute Konjunktur, aber auch die steigende Bevölkerungszahl waren die wesentlichen Ursachen für die Erhöhung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland. Verbrauchssteigernd wirkte auch das um einen Tag längere (Schalt-)Jahr 2016. Begünstigt wurde die Verbrauchsentwicklung zudem durch die vergleichsweise niedrigen Preise insbesondere für die fossilen Energieträger. Im Ergebnis legte der Primärenergieverbrauch 2016 um 1,1 % zu; temperaturbereinigt dürfte er sich um etwa 0,6 % erhöht haben. Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität hat sich – gemessen an den Ursprungswerten – nur wenig (um 0,7 %) verbessert, und selbst temperaturbereinigt lag sie mit 1,3 % deutlich unter dem langfristigen Durchschnitt von größenordnungsmäßig 2 % pro Jahr.

Im Unterschied zum Primärenergieverbrauch ist der Stromverbrauch 2016 gegenüber dem Vorjahr in etwa stabil geblieben (-0,1 %). Damit hat die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität mit nahezu 2 % sichtbar zugenommen – fast doppelt so stark wie im längerfristigen Durchschnitt von 1990 bis 2015. In den einzelnen Endverbrauchssektoren kam es mit Ausnahme der Industrie ebenfalls zu mehr oder weniger ausgeprägten Stromverbrauchsminderungen.

Die Börsenpreise für Strom zeigten beginnend mit dem ersten Halbjahr 2011 bis Mitte 2016 auf dem Spotmarkt wie auf dem Terminmarkt eine deutliche Preissenkungstendenz. Der folgende Preisaufschwung blieb bis Ende 2016 allerdings meist noch unter der Grenze von 40 €/MWh. Insgesamt war der Börsenstrompreis 2016 um 13,4 % niedriger als 2015. Allerdings zeigen sich nach der Jahreswende 2016/2017 wegen einiger Sondereffekte im benachbarten Ausland erhebliche Turbulenzen mit Preisausschlägen bis zu mehr als 100 €/MWh. Es bleibt abzuwarten, ob diese kurzfristige Entwicklung von Dauer ist oder ob mit einer Rückkehr zu den niedrigeren Börsenpreisen nach Überwindung der Sondereffekte gerechnet werden kann. Damit werden wohl die Unsicherheiten erhalten bleiben, ob die Börsenpreise ausreichende Investitionsanreize für künftig notwendige Stromerzeugungskapazitäten geben.

Dabei wird auch die zu erwartende Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise eine wichtige Rolle spielen. Bisher verharren die Zertifikatspreise allerdings auf einem niedrigen Niveau in einer Größenordnung von 4 bis 6 Euro je Tonne CO₂; es gibt auch keine Anzeichen, dass sich daran kurz- und mittelfristig etwas Wesentliches ändern wird. Damit sind aber auch die mit dem Emissionshandel intendierten Knappheitssignale kaum noch wirksam. Vor diesem Hintergrund ist auch die Forderung nach einer grundlegenden Strukturreform im Europäischen Emissionshandelssystem zu verstehen, damit die mit dem Emissionshandel intendierten Anreize für ein emissionsminderndes Verhalten wieder zum Tragen kommen können.

Mit Blick auf die von der Bundesregierung verfolgten Ziele im Energiekonzept signalisieren die ersten energiebezogenen Daten für 2016 ein gemischtes Bild. So bestehen schon Zweifel daran, dass das Ziel der Bundesregierung, den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 % im Vergleich zu 2008 zu senken, erreicht wird, zumal 2016 dazu kein Beitrag geleistet worden ist. Insgesamt war der (unbereinigte) Primärenergieverbrauch im Jahr 2016 lediglich um knapp 7 % niedriger als 2008. Um das Ziel für 2020 noch zu erreichen, müsste der Rückgang in den verbleibenden vier Jahre auf 14 % bzw. auf 3,7 % pro Jahr gesteigert, d.h. im Vergleich zu der jahresdurchschnittlichen Reduktion von 2008 bis 2016 (-0,9 % p.a.) mehr als vervierfacht werden. Es erscheint fraglich, ob die von der Bundesregierung inzwischen ergriffenen Maßnahmen (etwa 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 oder die 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 2016 insgesamt noch um 6,4 % bzw. jahresdurchschnittlich um 1,6 % gesenkt werden.

Gemessen an der tatsächlichen Entwicklung von 2008 bis 2016, als der Stromverbrauch im Mittel nur um 0,5 % abgenommen hat, bedeutet das eine reichlich dreimal 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.

Nicht zuletzt auch im Nachgang der Klimaschutzkonferenzen in Paris 2015 und Marrakesch 2016 und der dort getroffenen Verabredungen spielt das von Deutschland verfolgte Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 zu mindern, eine wichtige Rolle. Bis 2015 ist bereits ein Rückgang der Treibhausgasemissionen um knapp 28 % (CO₂-Emissionen: fast 25 %) zu verzeichnen. Folgt man den oben angestellten Überlegungen, könnten die Treibhausgasemissionen 2016 auf Basis der Ursprungswerte noch leicht gestiegen sein. Vom Zielpfad hätte sich damit Deutschland wieder weiter entfernt. Unterstellt man gleichwohl vereinfachend, dass die Emissionen 2016 etwa auf dem Vorjahresniveau geblieben wären, dann müsste in den verbleibenden vier Jahren bis 2020 eine weitere Minderung der Treibhausgasemissionen in einer Größenordnung von gut 150 Mio. t CO₂-Äquivalente bzw. knapp 17 % erreicht werden. Für eine derartige Reduktion brauchte es in der Vergangenheit rund 15 Jahre, wie es annähernd von 2000 bis 2015 geschah. Vor diesem Hintergrund sind erhebliche Zweifel an der Realisierbarkeit des Zieles für 2020 angebracht.

Insgesamt lässt die Entwicklung von Niveau und Struktur des Energieverbrauchs in Deutschland im Jahr 2016 mit Blick auf die Ziele des Energiekonzepts einen nach wie vor großen und eher noch dringlicheren Handlungsbedarf erkennen, will man die ambitionierten Ziele für 2020 noch erreichen. Die vorliegenden Zahlen für 2016 sollten Anlass sein, die Politik zur Umsetzung des Energiekonzepts zielorientiert zu intensivieren – wobei hier nicht zuletzt ein Schwerpunkt auf den Gebäudebereich und den Verkehrssektor gesetzt werden sollte.

Abschließend sei positiv vermerkt, dass der Bundestag auf seiner Sitzung am 26. Januar 2017 die Novelle des Energiestatistikgesetzes verabschiedet hat. Wenn auch noch immer nicht sämtliche Wünsche unterschiedlicher Interessengruppen befriedigt wurden, konnten doch jahrelange Bemühungen um eine Verbesserung der energiestatistischen Datenbasis erfolgreich abgeschlossen werden. Dies liegt nicht zuletzt auch im Interesse eines sachorientierten und evidenzbasierten Monitorings der Energiewende.