

4.1 Zahlen & Fakten

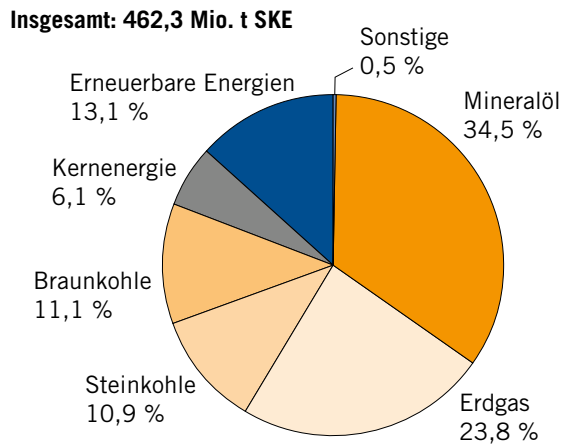
2017 wurden in Deutschland 462,3 Mio. t SKE Energie verbraucht. In der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt steht Deutschland an siebter Stelle. Deutschland hat allerdings – nach USA, China und Japan – die weltweit vierthöchste Wirtschaftsleistung erzielt. Pro Einheit Bruttoinlandsprodukt ist der Energieverbrauch in Deutschland halb so hoch wie im weltweiten Durchschnitt. 70 % des Energieverbrauchs in Deutschland wurden 2017 durch Importe gedeckt. Wichtigster Energie-Rohstofflieferant ist Russland. Erneuerbare Energien und Braunkohle sind die einzigen heimischen Energiequellen. Erneuerbare Energien trugen 2017 mit 36 % zur Stromversorgung in Deutschland bei. Damit hat sich deren Anteil – gemessen am Brutto-Stromverbrauch – seit dem Jahr 2000 mehr als verfünffacht.

Eckdaten des deutschen Energiemarktes

Im Jahr 2017 wurden in Deutschland 462,3 Mio. t SKE Energie entsprechend 319 Mio. t Öleinheiten verbraucht (2016: 458,1 Mio. t SKE). Damit steht Deutschland in der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt nach China, USA, Russland, Indien, Japan und Kanada an siebter Stelle. Der Pro-Kopf-Verbrauch an Energie beträgt in Deutschland 5,6 t SKE pro Jahr. Dies entspricht dem Doppelten des weltweiten Durchschnitts, andererseits der Hälfte des Vergleichswertes der USA.

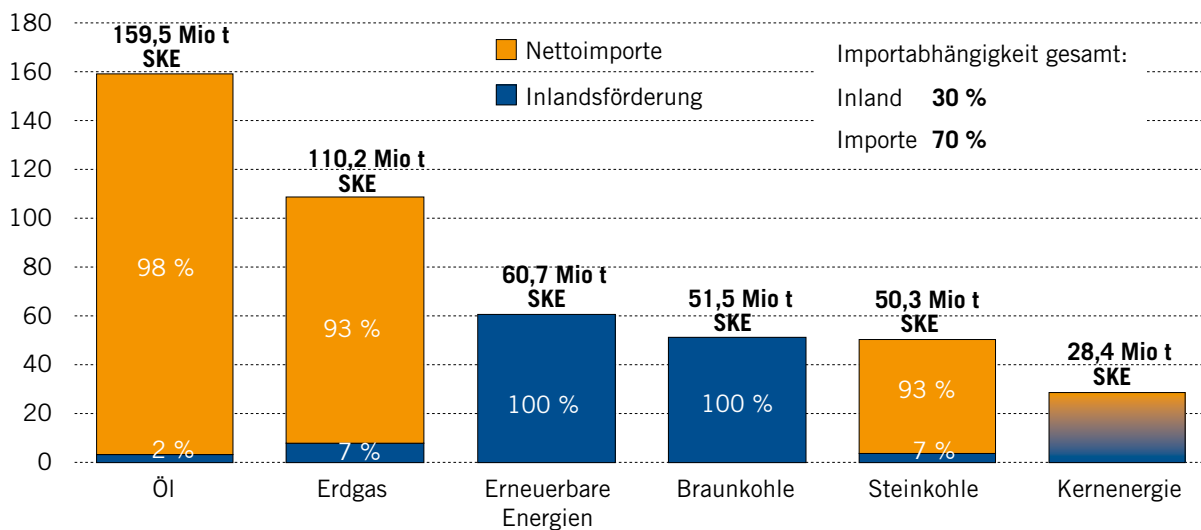
Nimmt man die erwirtschafteten Güter und Dienstleistungen zum Maßstab, so zeigt sich, dass in Deutschland Energie sehr effizient genutzt wird. So erreichte der Energieverbrauch in Deutschland 2017 rund 142 kg SKE pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt ist dieser spezifische Energieverbrauch doppelt so hoch.

Abbildung 4.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2017



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen März 2018

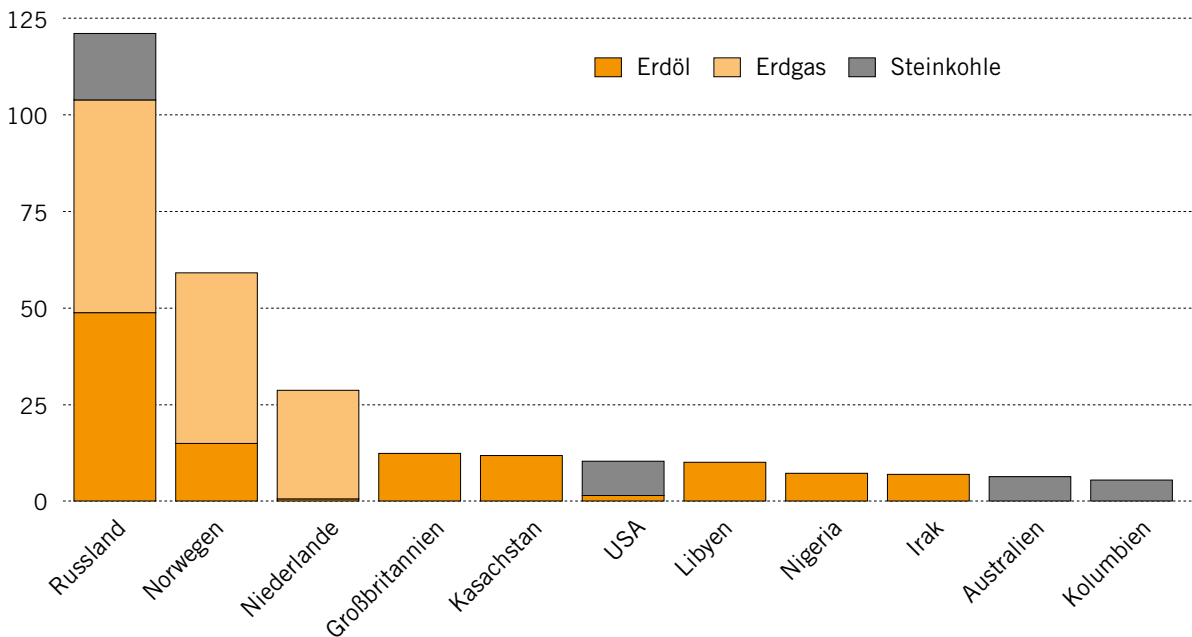
Abbildung 4.2: Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahre 2017



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 03/2018 (Prozentzahlen als Anteile der Inlandsförderung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet); einschließlich Sonstiger Energien, wie o. a. Außenhandelsaldo Strom, von 1,7 Mio. t SKE ergibt sich der gesamte Primärenergieverbrauch von 462,3 Mio. t SKE.

Abbildung 4.3: Energie-Rohstofflieferanten 2017

Angaben für Deutschland in Mio. t SKE



Quelle: H.-W. Schiffer (ermittelt auf Basis BAFA)

Im Zeitraum 1990 bis 2017 hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz – gemessen als Primärenergieverbrauch je Einheit reales Bruttoinlandsprodukt – um etwa 38 % verbessert.

→ Nimmt man die erwirtschafteten Güter und Dienstleistungen zum Maßstab, so zeigt sich, dass in Deutschland Energie sehr effizient genutzt wird.

Deutschlands eigene Energiereserven sind gering. Deshalb ist das Land in besonders hohem Ausmaß auf Importe angewiesen. Der Anteil der Importe an der Deckung des Primärenergiebedarfs beträgt bei Mineralöl, Erdgas und Steinkohle mehr als 90 %. Erneuerbare Energien und Braunkohle sind die einzigen heimischen Energiequellen, über die Deutschland in größerem Umfang verfügt.

Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2017 zu 30 % durch heimische Energien. Erneuerbare Energien

trugen 2017 (2016) mit 61,6 (58,1) Mio. t SKE zur inländischen Energiegewinnung bei. Es folgt Braunkohle mit 52,6 (52,7) Mio. t SKE. Die inländische Gewinnung an Erdgas belief sich 2017 auf 7,9 Mio. t SKE (8,6), an Steinkohle auf 3,7 (3,9) Mio. t SKE, an Mineralöl mit 3,8 (4,0) Mio. t SKE sowie an sonstigen Energien, wie zum Beispiel der nicht-biogene Anteil im Hausmüll, auf 8,2 (8,4) Mio. t SKE.

Importenergien decken 70 % des Energieverbrauchs. Die Energieimporte sind nach Energieträgern und Herkunftsländern diversifiziert. Die bedeutendsten Energie-Rohstofflieferanten der Bundesrepublik Deutschland waren 2017 Russland, Norwegen, Niederlande, Großbritannien, Kasachstan, Libyen, USA, Nigeria, Irak, Australien und Kolumbien.

Russland steht bei Rohöl, Erdgas und Steinkohle auf Platz 1 der für Deutschland wichtigsten Energie-Rohstofflieferanten. Aus Norwegen bezieht Deutschland Erdöl und Erdgas. Schwerpunkt der Lieferungen aus den Niederlanden ist Erdgas. Aus Großbritannien wird insbesondere Erdöl importiert. Aus Kasachstan, Libyen, Nigeria und Irak führt Deutschland Rohöl ein; USA, Australien

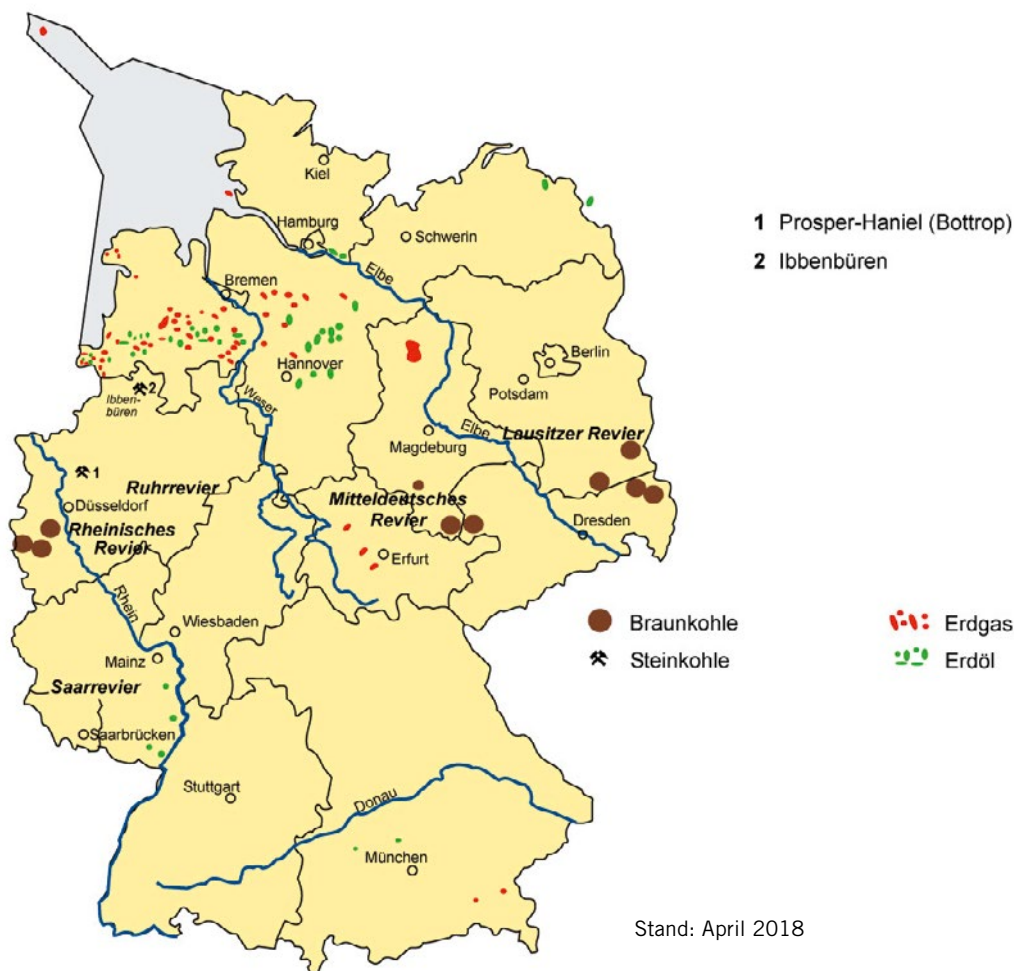
und Kolumbien waren 2017 – nach Russland – die wichtigsten Steinkohlelieferanten.

➔ Russland steht bei Rohöl, Erdgas und Steinkohle auf Platz 1 der für Deutschland wichtigsten Energie-Rohstofflieferanten.

entsprechend 24 % auf 60,8 Mrd. € zugenommen. Dieser Anstieg erklärt sich vor allem durch die Preisentwicklung auf den internationalen Ölmärkten. Die Netto-Öleinfuhren machten mit 38,6 Mrd. € den größten Teil der deutschen Netto-Einfuhrrechnung aus (2016: 31,3 Mrd. €). Die zweitwichtigste Position hielten die Einfuhren von Erdgas mit 18,6 Mrd. € (2016: 16,0 Mrd. €). Auf Kohle entfielen 5,2 Mrd. € (2016: 3,5 Mrd. €) und auf Uran 0,2 Mrd. € (2016: 0,1 Mrd. €). Für Strom errechnet sich ein Exportsaldo von 1,8 Mrd. € (2016: 1,8 Mrd. €).

Der Saldo des Außenhandels mit Energieträgern hat 2017 – auf Basis der Angaben des Statistischen Bundesamtes – von 49,1 Mrd. € im Jahr 2016 um 11,7 Mrd. €

Abbildung 4.4: Schwerpunkte der Energiegewinnung



Quelle: H.-W. Schiffer, Energiemarkt Deutschland

Tabelle 4.1: Installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland

Energieträger	Netto-Leistung Ende 2016	Netto-Leistung Ende 2017
	MW	MW
Braunkohle	21.033	21.033
Kernenergie	10.799	10.799
Steinkohle	27.711	25.341
Erdgas	29.606	29.645
Mineralölprodukte	4.728	4.474
Erneuerbare Energien, davon:	104.024	112.404
Windkraft onshore	45.384	50.251
Windkraft offshore	4.150	5.429
Wasserkraft	5.598	5.605
Photovoltaik	41.275	43.300
Biomasse	7.578	7.780
Geothermie	39	39
Pumpspeicher	5.710	5.710
Übrige Energien	6.421	6.440
Gesamt	210.032	215.846

Stand: Februar 2018

Quelle: BDEW, VGB, Bundesnetzagentur, AGEE Stat

Strom

2017 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 654,7 TWh. Davon entfielen 91,5 % auf Kraftwerke der Energieversorger (einschließlich von Dritten betriebene Anlagen) und 8,5 % auf Industrie-Kraftwerke.

Unter Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke von 34,2 TWh ermittelt sich für 2017 eine Netto-Stromerzeugung von 620,5 TWh. Die Struktur der Netto-Stromerzeugung nach Einsatzenergien zeigte 2017 folgendes Bild: Erneuerbare Energien 34,4 %, Braunkohle 22,0 %, Steinkohle 13,6 %, Erdgas 13,5 %, Kernenergie 11,6 %, sowie Heizöl und sonstige Energien 4,9 %.

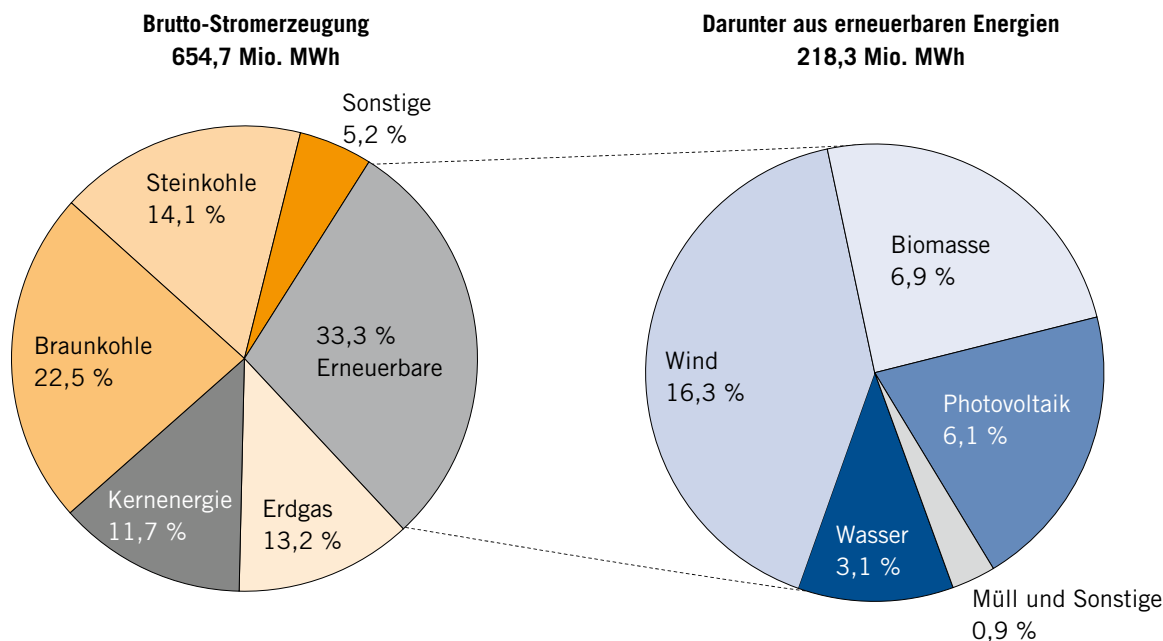
Die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen belief sich gegen Ende 2017 auf (netto) 215.846 MW. Davon entfiel gut die Hälfte auf erneuerbare Energien. Die Kraftwerksleistung auf Basis konventioneller Energien verteilte sich mit 29.645 MW auf Erdgas, mit 25.341 MW auf Steinkohle, mit 21.033 MW auf Braunkohle, mit 10.799 MW auf Kernenergie und mit 4.474 MW auf Öl. Des Weiteren trugen unter anderem Pumpspeicherkraftwerke mit 5.710 MW zur Sicherung der Stromversorgung in Deutschland bei. Angesichts des starken Zubaus von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien ist die installierte Leistung im Bereich der allgemeinen Versorgung inzwischen zweieinhalb Mal so groß wie die Jahreshöchstlast.

Die durchschnittliche Ausnutzung der Stromerzeugungsanlagen unterscheidet sich erheblich – unter anderem abhängig von der technischen Verfügbarkeit, den natürlichen Bedingungen (bei Wasser, Wind und Sonne) sowie der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Anlagen. Für 2017 hat der BDEW folgende Jahresvolllaststunden ermittelt:

• Kernenergie:	6.880
• Braunkohle:	6.490
• Biomasse:	5.720
• Lauf- und Speicherwasser:	3.570
• Steinkohle:	3.570
• Wind offshore:	3.690
• Erdgas:	2.820
• Wind onshore:	1.820
• Öl:	1.130
• Pumpspeicher:	1.020
• Photovoltaik:	940

Die Ausnutzungsdauer kennzeichnet den Einsatz der Stromerzeugungsanlagen. Sie geht von der Netto-Leistung und den 8.760 Stunden des Jahres aus. Bedeutsame unterjährige Leistungsveränderungen sind entsprechend berücksichtigt.

Abbildung 4.5: Energiemix in der Stromerzeugung 2017



Quelle: BDEW, Februar 2018

➔ Angesichts des starken Ausbaus erneuerbarer Energien ist die installierte Leistung im Bereich der allgemeinen Versorgung inzwischen zweieinhalb Mal so groß wie die Jahreshöchstlast.

Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Einfuhren von Elektrizität, die 2017 rund 28,4 TWh betragen. Die Ausfuhren an Strom beliefen sich 2017 auf 83,3 TWh. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Stromeinfuhren um 5,2 %. Die Stromausfuhren nahmen um 3,2 % zu. Der Saldo aus Exporten und Importen belief sich 2017 auf 54,9 TWh gegenüber 53,7 TWh im Jahr 2016.

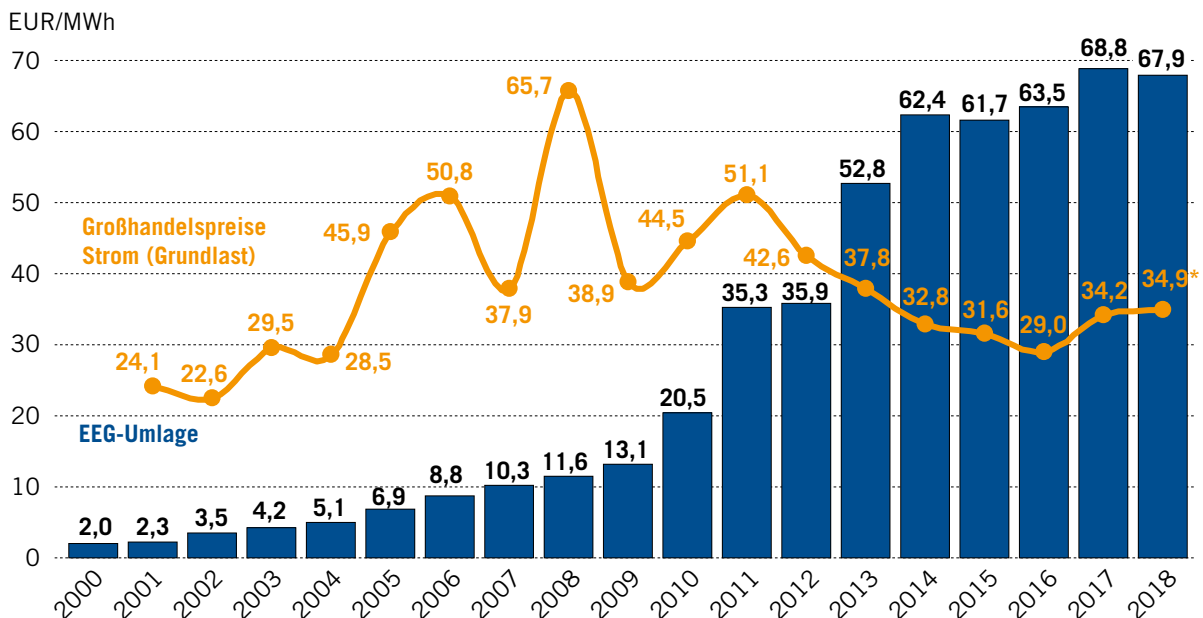
Der Brutto-Stromverbrauch erreichte 599,8 TWh nach 596,9 TWh im Jahr 2016. Der Netto-Stromverbrauch von 530,0 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2017 mit 46,9 % auf die Industrie, mit 24,3 % auf private Haushalte mit 26,6 % auf Handel sowie Gewerbe, öffentliche Einrichtungen und Landwirtschaft sowie 2,2 % auf den Verkehr.

Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien trugen 2017 mit 13,1 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Die Energiebereitstellung durch erneuerbare Energien erfolgt für die Stromerzeugung sowie für die Deckung des Wärme- und Kraftstoffverbrauchs. Dem Einsatz zur Stromerzeugung kam 2017 mit einem Anteil von 57,1 % – gemessen am Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energien – die größte Bedeutung zu. 5,5 % des Primärenergieverbrauchs erneuerbarer Energien wurden in Kraftwerken zur Wärmeerzeugung (Fernwärme) genutzt. Der Verbrauch bei Umwandlung machte (einschließlich Verluste) 1,4 % aus. Auf den Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien entfielen 36,0 %.

Erneuerbare Energien waren im Jahr 2017 nach Angaben des BDEW mit 218,3 TWh (2016: 189,4 TWh) entsprechend 36,4 % an der Stromversorgung in Deutschland (Bruttoerzeugung gemessen am Bruttoinlandsverbrauch) beteiligt (2016: 31,8 %). Die Netto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien belief sich 2017 auf 213,3 TWh. Davon entfielen auf die Windenergie 104,6 TWh, auf die Photovoltaik 39,9 TWh, auf die Wasserkraft 20,0 TWh und auf sonstige erneuerbare Energi-

Abbildung 4.6: Entwicklung von Großhandelspreisen für Strom und EEG-Umlage 2000 bis 2018



* Stand 12. Februar 2018 (Durchschnitt 2.Quartal 2018 bis 1. Quartal 2019)

Quelle: EEX und Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

en (insbesondere Biomasse) 48,7 TWh. Bei Wasser sind Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss nicht den erneuerbaren Energien zugeordnet. Insgesamt nahm die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 2017 um 15,6 % gegenüber 2016 zu. Ursache für den starken Anstieg der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien waren die gegenüber 2016 günstigeren Windverhältnisse und der Zubau an Anlagen.

Die stärksten Kapazitätswachse verzeichnete 2017 die Windkraft. Der Netto-Zubau bei Windenergieanlagen an Land (WEA) betrug 4.867 MW. Ferner speisten im Jahr 2017 erstmals 222 Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) mit einer Leistung von 1.250 MW in das Netz ein. Nach Angaben der Deutsche WindGuard GmbH wurden im Jahr 2017 in Deutschland 1.792 **Windenergieanlagen (WEA) an Land** mit einer Leistung von 5.334 MW errichtet. Dies entspricht einer Steigerung um 15 % gegenüber dem Vorjahr. 2017 ist damit das zubaustärkste Jahr seit Beginn der Windenergieentwicklung in Deutschland.

Der Bruttozubau enthält gemäß den erhobenen Daten 315 Repowering-Anlagen mit einer Leistung von 952 MW; unter Repowering werden in dieser Statistik WEA bezeichnet, für deren Errichtung eine Altanlage im selben

oder angrenzenden Landkreis abgebaut wurde. Des Weiteren wurden 387 im Jahre 2017 abgebaute WEA mit einer Gesamtleistung von 467 MW erfasst. Damit ergibt sich für 2017 ein Netto-Zubau von 4.867 MW. Zum 31.12.2017 stieg der kumulierte WEA-Bestand an Land auf 28.675 WEA mit 50.251 MW.

➔ 2017 ist das zubaustärkste Jahr seit Beginn der Windenergieentwicklung in Deutschland.

Die durchschnittliche im Jahr 2017 an Land errichtete WEA hatte eine Nennleistung von 2.976 kW, einen Rotor Durchmesser von 113 m und eine Nabenhöhe von 128 m.

Die Verteilung des Windenergiezubaues im Jahr 2017 auf die Bundesländer stellt sich wie folgt dar: In Niedersachsen wurden mit 1.436 MW rund 27 % der insgesamt 2017 in Deutschland errichteten Leistung installiert. Nordrhein-Westfalen erreicht im bundesweiten Vergleich den zweiten Platz mit 870 MW neu installierter Leistung. Schleswig-Holstein steht mit 552 MW an dritter Stelle. Es

folgen Brandenburg mit 535 MW, Baden-Württemberg mit 401 MW, Hessen mit 280 MW und Bayern mit 261 MW. Die genannten sieben Bundesländer stellen 81 % des bundesweiten Gesamtzubaus.

Mit 10.582 MW führt Niedersachsen die Liste an. An zweiter und dritter Stelle stehen Schleswig-Holstein mit 6.863 MW und Brandenburg mit 6.794 MW installierter Leistung. Es folgen Nordrhein-Westfalen mit 5.449 MW, Sachsen-Anhalt mit 5.118 MW, Rheinland-Pfalz mit 3.400 MW, Mecklenburg-Vorpommern mit 3.253 MW und Bayern mit 2.493 MW.

Im Jahr 2017 speisten nach Angaben der Deutsche WindGuard GmbH 222 **Offshore-Windenergieanlagen** (OWEA) mit einer Leistung von 1.250 MW erstmalig in das Netz ein. Zusätzlich wurde die Nennleistung von sechs Bestandanlagen im Jahresverlauf 2017 um insgesamt 29 MW erhöht. Damit hat sich die Kapazität der insgesamt ins Netz einspeisenden OWEA zum Jahresende 2017 auf 5.429 MW erhöht.

Die durchschnittliche Leistung der Anlagen mit Netzeinspeisung beträgt 4.609 kW. Die Anlagen, die 2017 erstmals ins Netz eingespeist haben, verfügen über eine durchschnittliche installierte Nennleistung von 5.644 kW. Der durchschnittliche Rotordurchmesser dieser neuen Anlagen beträgt 138 m. Die durchschnittliche Nabenhöhe der 2017 zugebauten Anlagen liegt bei 96 m über dem Meeresspiegel. Die mittlere Küstenentfernung aller einspeisenden OWEA in Deutschland beträgt 64 km. Im Durchschnitt stehen diese OWEA in 29 m tiefem Wasser.

→ 50 % der installierten Stromerzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien sind Windanlagen.

Die installierte Leistung der **Photovoltaik** hat sich von 41.275 MW zum Jahresende 2016 auf 43.300 MW zum Jahresende 2017 erhöht.

Die Leistung aller auf Basis erneuerbarer Energien installierten Anlagen vergrößerte sich bis zum Jahresende 2017 auf 112.404 MW. Auf Windanlagen entfällt die Hälfte der insgesamt in Deutschland auf Basis erneuerbarer Energien installierten Stromerzeugungskapazität.

Die gesamten über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Einspeisemengen wurden für 2017 auf 187,2 TWh (2016 gemäß nachträglicher Jahresab-

rechnung: 161,5 TWh) prognostiziert. Der für die EEG-Umlage maßgebliche EEG-Umlagebetrag ist von 22,9 Mrd. € im Jahr 2016 (tatsächliche Einnahmen aus EEG-Umlage gemäß nachträglicher Jahresabrechnung) auf 24,0 Mrd. € im Jahr 2017 (gemäß Prognose der Übertragungsnetzbetreiber vom 16. Oktober 2017) gestiegen. Er setzt sich aus drei Bestandteilen zusammen, die für 2017 wie folgt beziffert werden [6]:

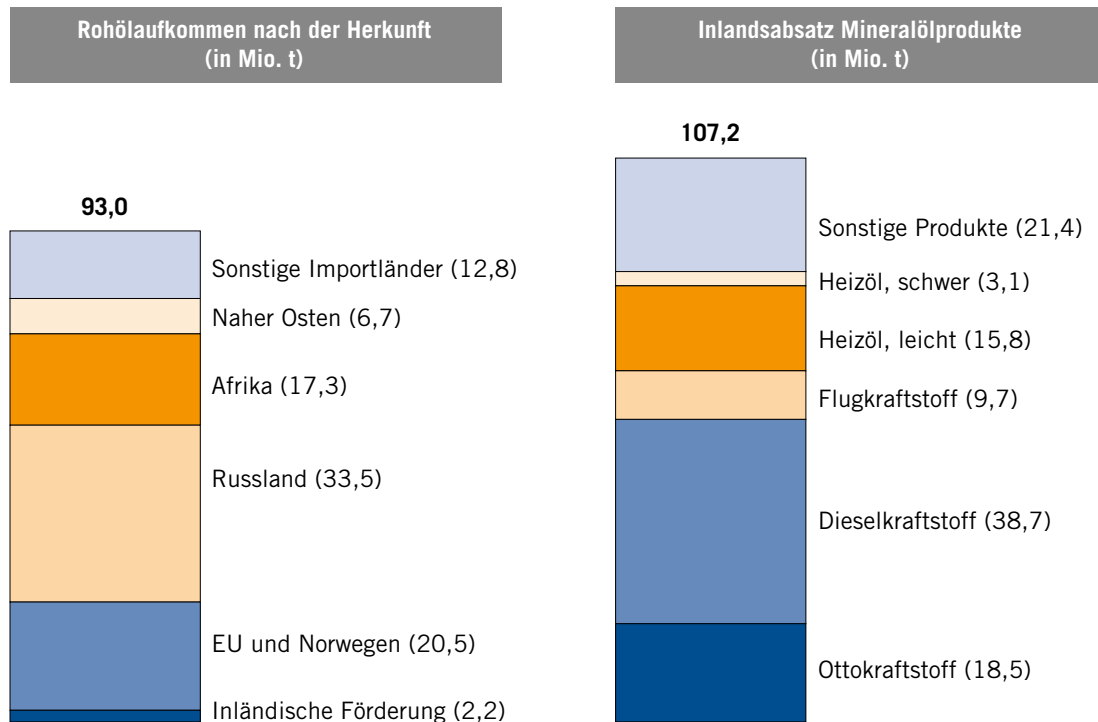
- den für das folgende Kalenderjahr prognostizierten EEG-Differenzkosten für erneuerbare Energien (24,4 Mrd. €),
- die Liquiditätsreserve, einer Rückstellung für eventuelle Abweichungen von der Prognose (1,5 Mrd. €), und
- dem Kontoausgleich zum 30. September des Vorjahres (-1,9 Mrd. €).

Die ex ante errechneten EEG-Gesamtvergütungszahlungen belaufen sich für 2017 auf 30 Mrd. € (für 2016 ex-post ermittelt: 27,5 Mrd. €). Den Vergütungszahlungen steht ein ermittelter Marktwert der EEG-Strommengen von 4,7 Mrd. € (ex-ante prognostiziert) gegenüber. 2016 waren es 4,3 Mrd. € (ex-post ermittelt). Unter Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte und sonstiger Kosten und Einnahmen von 0,9 Mrd. € (2016: 1 Mrd. €) ergeben sich für 2017 Differenzkosten von 24,4 Mrd. € (ex-ante) gegenüber 22,2 Mrd. € (ex-post) im Jahr 2016. In diesem Betrag, der die reinen Förderkosten des jeweiligen Kalenderjahres widerspiegelt, sind der Kontoausgleich und die Liquiditätsreserve nicht enthalten. Die von nicht-privilegierten Letztverbrauchern zu entrichtende EEG-Umlage, die sich 2017 auf 6,88 ct/kWh (2016: 6,35 ct/kWh) belaufen hatte, ist für 2018 auf 6,792 ct/kWh abgesenkt worden.

Der Endenergieverbrauch erneuerbare Energien von insgesamt 21,8 Mio. t SKE verteilte sich 2017 nach Verbrauchssektoren wie folgt;

• Industrie:	4 Mio. t SKE
• Verkehr:	3,8 Mio. t SKE
• Haushalte sowie Gewerbe/ Handel/Dienstleistungen:	14 Mio. t SKE

In der Industrie wurden Biomasse und den erneuerbaren Energien zugerechnete Abfälle eingesetzt. Im Verkehrssektor erfolgte die Nutzung von Biokraftstoffen durch Beimischung zu Otto- und Dieselmotoren. Im Sektor Haushalte sowie Gewerbe/Handel/Dienstleistungen dominierte die Nutzung von Biomasse – gefolgt von Geothermie und Solarenergie.

Abbildung 4.7: Herkunft des Rohöls und Inlandsabsatz in Deutschland 2017

Quelle: BAFA

Mineralöl

Die Basis für die Versorgung sind die Rohöleinfuhren, da nur 2 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Sie beliefen sich 2017 (2016) auf 90,7 (91,2) Mio. t. Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 41,7 (38,8) Mio. t zur Bedarfsdeckung bei.

Die Rohöleinfuhren stammten 2017 zu 23 % aus West- und Mitteleuropa (im Wesentlichen Nordsee), zu 49 % aus Osteuropa/Asien, zu 19 % aus Afrika, zu 7 % aus dem Nahen Osten und zu 2 % aus Amerika. Der OPEC-Anteil betrug 24 %.

In Deutschland werden in 13 Raffinerien Rohöl und Halbfertigprodukte verarbeitet. Bei einer Kapazität der Rohölverarbeitung von 102,1 Mio. t pro Jahr zum 31.12.2017 erreichte die Raffinerieauslastung 90,6 %. Die Raffinerieerzeugung belief sich auf 104,6 Mio. t.

Der Inlandsabsatz an Mineralölprodukten (einschließlich Biokraftstoffe: 3,4 Mio. t) betrug 2017 rund 107,2 Mio. t. Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottokraftstoff: 18,53 Mio. t; Diesekraftstoff: 38,65 Mio. t), das leichte Heizöl mit Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (15,85 Mio. t), das insbesondere in der Chemie genutzte Rohbenzin (16,64 Mio. t), Flugkraftstoff (9,74 Mio. t), Flüssiggas (4,5 Mio. t) und schweres Heizöl (3,14 Mio. t).

Der Absatz an Ottokraftstoff hat 2017 um 1,6 % im Vergleich zu 2016 zugenommen. Die Nachfrage nach Diesekraftstoff hat sich um 2 % erhöht. Dies resultiert vor allem aus der konjunkturbedingt verstärkten Nachfrage des Transportgewerbes. Der Absatz von leichtem Heizöl ist 2017 im Vergleich zum Vorjahr um 0,3 % gestiegen. Die Ablieferungen an Rohbenzin waren 2017 um 5,3 %

➔ **Die Rohöleinfuhren stammten 2017 zu 23 % aus West- und Mitteleuropa (im Wesentlichen Nordsee), zu 49 % aus Osteuropa/Asien, zu 19 % aus Afrika, zu 7 % aus dem Nahen Osten und zu 2 % aus Amerika.**

Der Absatz an Ottokraftstoff hat 2017 um 1,6 % im Vergleich zu 2016 zugenommen. Die Nachfrage nach Diesekraftstoff hat sich um 2 % erhöht. Dies resultiert vor allem aus der konjunkturbedingt verstärkten Nachfrage des Transportgewerbes. Der Absatz von leichtem Heizöl ist 2017 im Vergleich zum Vorjahr um 0,3 % gestiegen. Die Ablieferungen an Rohbenzin waren 2017 um 5,3 %

höher als 2016. Der Absatz an Flugturbinenkraftstoff, der 2016 rund 9,2 Mio. t betragen hatte, hat 2017 um 6,1 % im Vergleich zum Vorjahr zugelegt. Bei schwerem Heizöl war ein Zuwachs um 8,3 % zu verzeichnen. Für Flüssiggas wurde gemäß den Erhebungen des BAFA ein besonders starker Anstieg ermittelt, und zwar um 45,3 % im Vergleich zu 2016.

Die Aufteilung des gesamten Inlandsabsatzes nach Verbrauchsbereichen stellte sich 2017 wie folgt dar:

- Verkehr: 60 %
- Industrie: 21 %
- Haushalte und Kleinverbraucher: 17 %
- Kraftwerke: 2 %

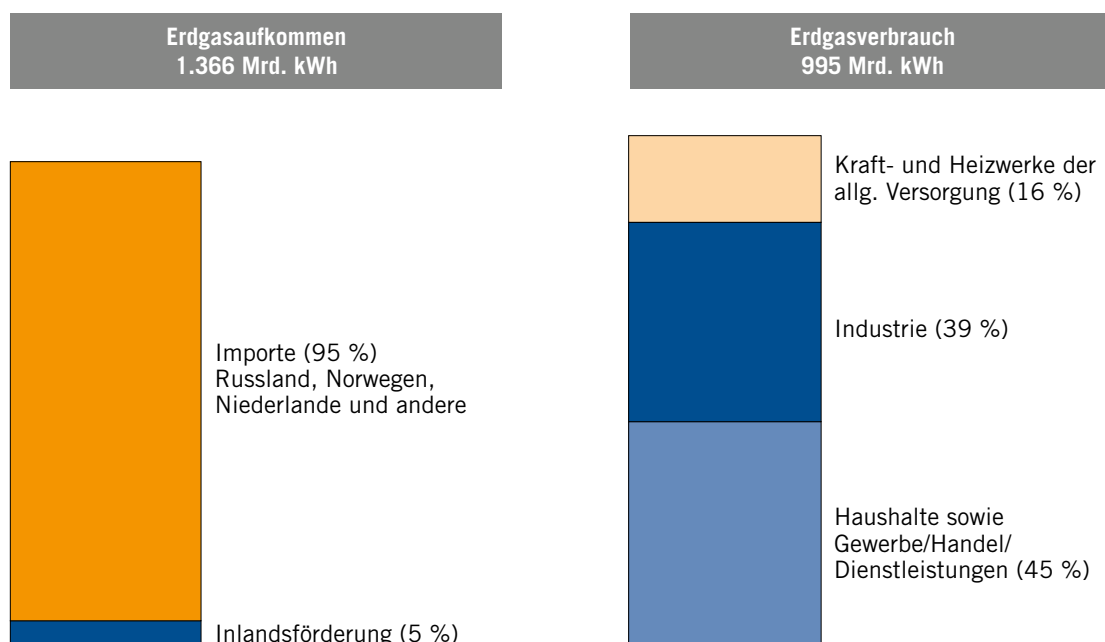
Erdgas

Der Erdgasverbrauch betrug 2017 (2016) rund 995 (936) TWh; das entspricht 101,8 (95,8) Mrd. Nm³. Auf den Sektor Haushalte und Kleinverbrauch (HuK) entfielen 45 %. Dahinter steht nicht zuletzt die hohe Zahl gasbeheizter Wohnungen. Ende 2017 hatten rund 50 % aller Wohnungen eine Erdgasheizung. Die Industrie war mit 39 % am Erdgasverbrauch beteiligt. Der Einsatz in Kraft-

werken der Strom- und Wärmeversorger machte 16 % aus. Wichtigste Ursachen für den 2017 verzeichneten Verbrauchsanstieg um rund 6 % im Vergleich zum Vorjahr waren die erhöhte Erdgasnachfrage der Industrie und des HuK-Sektors sowie der vergrößerte Einsatz von Erdgas in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung als Folge der verbesserten Margen in der Stromerzeugung.

Die Erdgasversorgung in Deutschland stützt sich auf eine diversifizierte Bezugsbasis. Das Erdgasaufkommen in Höhe von 1.366 TWh stammte 2017 zu 5 % aus heimischer Förderung und zu 95 % aus Importen verschiedener Herkunft: Wichtigster Lieferant ist Russland, gefolgt von Norwegen und den Niederlanden. 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 den virtuellen Handelspunkten entstehen heute wesentliche angebots- und nachfragebasierte Preissignale für den europäischen und damit auch deutschen Markt.

Abbildung 4.8: Erdgasaufkommen und Erdgasverbrauch in Deutschland 2017



Quelle: BDEW

➔ **Das Erdgasaufkommen in Höhe von 1.366 TWh stammte 2017 zu 5 % aus heimischer Förderung und zu 95 % aus Importen verschiedener Herkunft.**

Für den Transport und die Verteilung des Erdgases steht ein ausgebautes Leitungsnetz mit einer Länge von insgesamt etwa 500.000 km zur Verfügung, das in die europäischen Transportsysteme integriert ist. Zur Infrastruktur gehört auch eine Vielzahl von Untertagespeichern. Im Rahmen des Monitorings 2017 hatten Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 37 Untertageerdgasspeicheranlagen (USG) mit einem maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen von 25,3 Mrd. Nm³ erfasst. Davon entfallen 11,8 Mrd. Nm³ auf Kavernenspeicher, 11,5 Mrd. Nm³ auf Porenspeicheranlagen und 2 Mrd. m³ auf andere Speicheranlagen. Das entspricht einem Viertel der in Deutschland jährlich verbrauchten Erdgasmenge. Die deutsche Gaswirtschaft verfügt damit über das größte Speichervolumen in der EU.

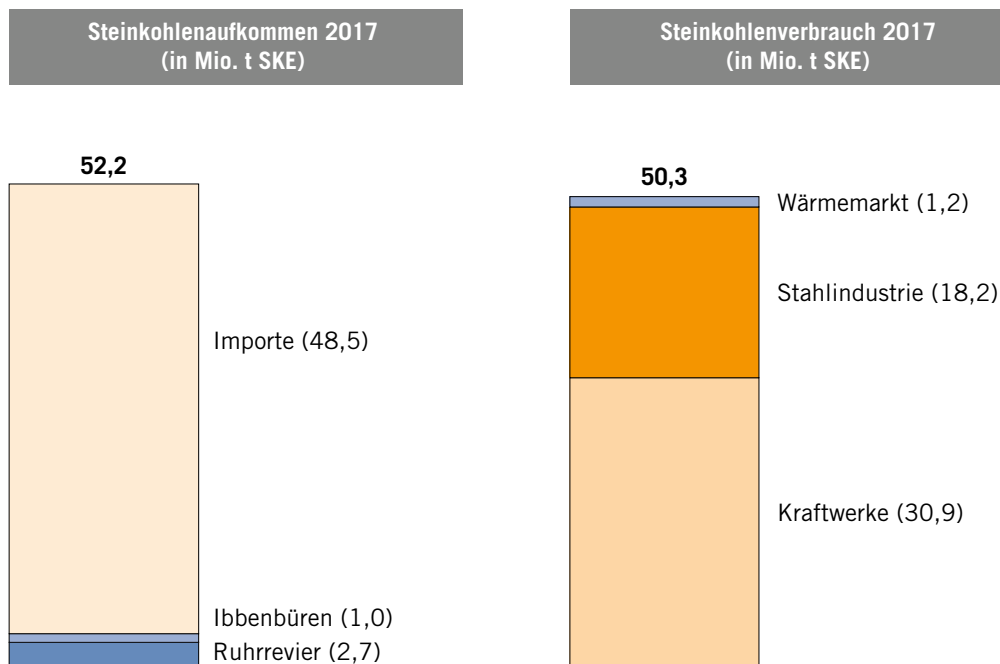
Steinkohle

In Deutschland wurden im Jahr 2017 rund 3,7 Mio. t SKE Steinkohle gefördert. Davon entfielen 73 % auf das Ruhrrevier und 27 % auf die Zeche Ibbenbüren.

Nach Stilllegung des Bergwerks Auguste Victoria zum 1. Januar 2016 befinden sich in Deutschland noch zwei Schachtanlagen in Betrieb. Das sind das Bergwerk Ibbenbüren sowie das Bergwerk Prosper-Haniel in Bottrop.

Im Jahr 2017 wurden 48,5 Mio. t SKE Steinkohlen nach Deutschland eingeführt. Das entsprach 93 % des gesamten Steinkohlenaufkommens. Russland baute 2017 mit einem Anteil von 35,2 % seine Position als bedeutendstes Lieferland weiter aus. Mit einem Anteil von 18,4 % kamen die Vereinigten Staaten auf den zweiten Rang. Australien belegte mit einem Anteil von 13 % den dritten Platz im deutschen Kohleimport-Ranking. 11,1 % machten die Einfuhren aus Kolumbien aus. Damit entfielen mehr als drei Viertel der deutschen Gesamtimporte an Steinkohle und Steinkohlenkoks auf die vier genannten Herkunftsländer.

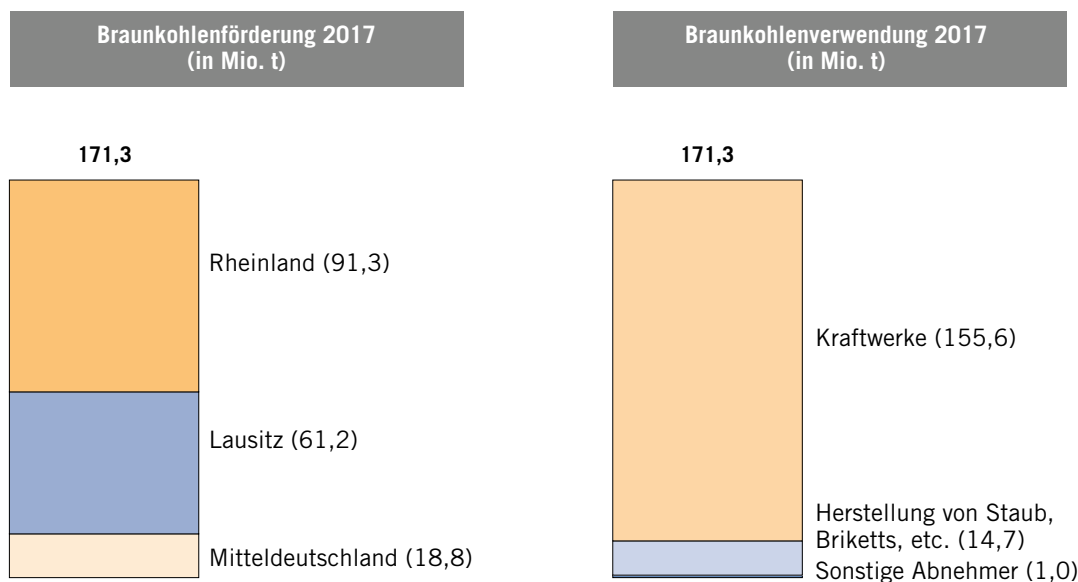
Abbildung 4.9: Steinkohlenaufkommen und Steinkohlenverbrauch in Deutschland 2017



* Differenz zwischen Aufkommen und Verbrauch erklärt sich durch Bestandsveränderungen.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.; Stand: Februar 2018

Abbildung 4.10: Braunkohlenförderung und deren Verbrauch in Deutschland 2017



Quelle: DEBRIV

➔ Russland baute 2017 mit einem Anteil von 35,2 % seine Position als bedeutendstes Lieferland weiter aus.

Der gesamte Steinkohlenverbrauch in Deutschland belief sich im Jahr 2017 auf 50,3 Mio. t SKE. Er verteilte sich mit 30,9 Mio. t SKE auf Kraftwerke, mit 18,2 Mio. t SKE auf die Stahlindustrie und mit 1,2 Mio. t SKE auf den Wärmemarkt.

Im Rahmen des schrittweisen Auslaufprozesses werden die letzten beiden Bergwerke zum Ende des Jahres 2018 stillgelegt.

Braunkohle

In Deutschland wurden 2017 rund 171,3 Mio. t Braunkohle – entsprechend 52,6 Mio. t SKE – gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau. Eingeführt wurden 0,023 Mio. t SKE. Der Anteil der Inlandsgewinnung am Aufkommen erreichte somit 99,9 %.

Die deutsche Braunkohlenförderung konzentrierte sich 2017 auf drei Regionen: Das Rheinische Revier im Wes-

ten von Köln, das Lausitzer Revier im Nordosten von Dresden und das Mitteldeutsche Revier in der Umgebung von Leipzig. 2017 entfielen von der Gesamtförderung 53,3 % auf das Rheinland, 35,7 % auf die Lausitz, 11 % auf Mitteldeutschland.

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung. 2017 wurden 153,2 Mio. t Braunkohle an Kraftwerke der allgemeinen Versorgung geliefert. Das entsprach knapp 90 % der gesamten Inlandsgewinnung.

➔ Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung.

Nach den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung repräsentieren die Veredlungsbetriebe den wichtigsten Abnahmebereich der Rohbraunkohle. 2017 wurden 14,7 Mio. t Braunkohle zur Herstellung fester Produkte und 2,5 Mio. t in Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus eingesetzt. Daraus wurden in den Veredlungsbetrieben des Bergbaus 6,7 Mio. t marktgängige Produkte, wie Brikett, Braunkohlenstaub, Wirbelschichtkohle und Koks erzeugt. Der Absatz an sonstige Abnehmer betrug 0,9 Mio. t.

Die gesamte Brutto-Stromerzeugung aus Braunkohle belief sich 2017 auf 147,5 TWh. Sie verteilte sich 2017 nach Bundesländern wie folgt: Nordrhein-Westfalen: 75,4 TWh, Brandenburg: 32,7 TWh, Sachsen: 32,2 TWh, Sachsen-Anhalt: 6,7 TWh sowie Niedersachsen, Berlin, Hessen, Bayern und Baden-Württemberg: 0,5 TWh.

CO₂-Emissionen

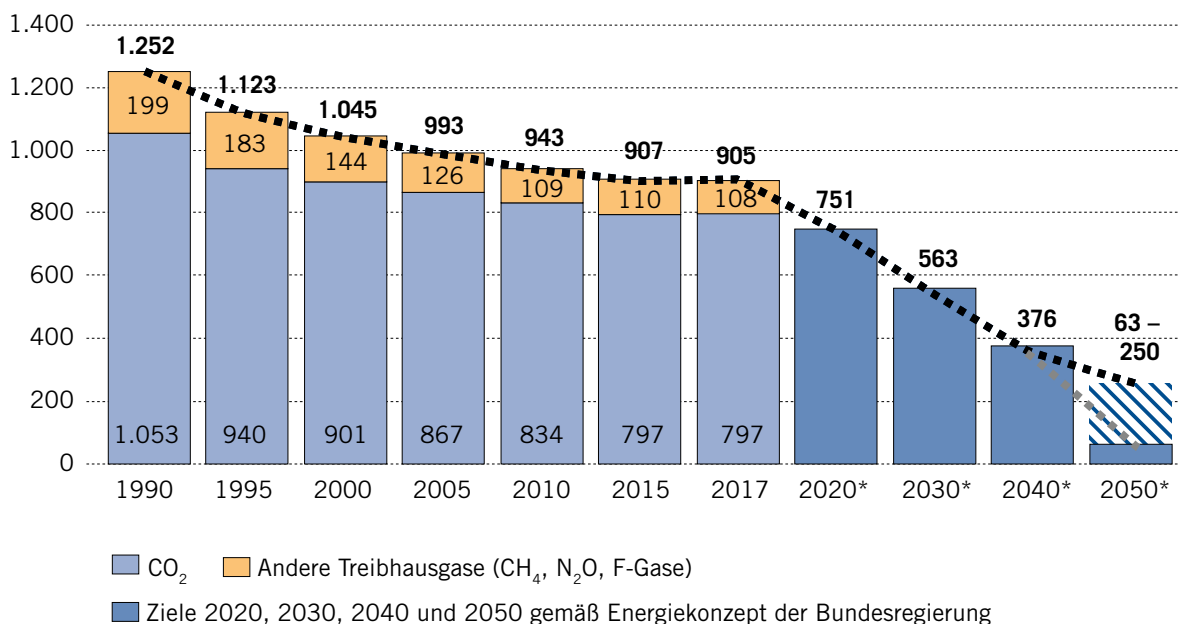
Die CO₂-Emissionen in Deutschland sind 2017 – einschließlich Industrieprozesse und Landwirtschaft im Vergleich zu 2016 leicht gesunken. Vor allem der positive Wirtschaftsverlauf hat zu einem leichten Anstieg des Energieverbrauchs geführt. Der vermehrte Verbrauch an Kraftstoffen ist Indiz dafür, dass die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor zugenommen haben. Anders die Entwicklung in der Stromerzeugung: dort dürften sich die CO₂-Emissionen, die sich 2016 nach Angaben des Umweltbundesamtes auf 306 Mio. t belaufen hatten, um 14 Mio. t auf rund 292 Mio. t im Jahr 2017 vermindert haben.

Entscheidende Gründe waren der anhaltende Zubau von Anlagen insbesondere auf Basis von Wind und PV sowie gute Windverhältnisse. Dem dadurch bedingten deutlichen Anstieg der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien stand ein Rückgang der Stromproduktion vor allem aus Steinkohle gegenüber. Im Gesamtzeitraum 1990 bis 2017 sanken die nicht-temperaturbereinigten Gesamtemissionen an CO₂ um 256 Mio. t entsprechend 24,3 % auf 797 Mio. t. Die gesamten Treibhausgas-Emissionen – unter Einbeziehung der anderen treibhausrelevanten Gase, wie u.a. Methan – haben sich von 1.252 Mio. t CO₂-Äquivalenten im Jahr 1990 um 27,7 % auf 905 Mio. t CO₂-Äquivalente verringert.

Energiesteuern und andere Belastungen

Insgesamt erzielte der Bund – bezogen auf das Jahr 2017 – aus der Erhebung von Verbrauchsteuern auf Energie 49.087 Mio. € und damit 1.353 Mio. € mehr als 2016. Davon entfielen 2017 mit 36.594 Mio. € rund 75 % auf Kraftstoffe. Erdgas trug mit 3.184 Mio. € zum Gesamtaufkommen bei. Andere Heizstoffe als Erdgas –

Abbildung 4.11: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2017 und Ziele bis 2050
in Mio. t CO₂-Äquivalenten



* Minderung um 40 % bis 2020, um 55 % bis 2030, um 70 % bis 2040 und um 80 bis 95 % bis 2050 – jeweils gegenüber dem Stand 1990.

Quelle: Umweltbundesamt, Nationales Treibhausgasinventar 1990–2016, EU-Submission, Stand: Januar 2018

Tabelle 4.2: Treibhausgas-Emissionen in Deutschland 1990 bis 2017

	1990	2000	2005	2010	2016	2017
Treibhausgas-Emissionen	Mio. t CO₂-Äquivalente					
Kohlendioxid (CO ₂)	1053,0	901,0	867,2	833,7	801,8	797,3
Methan (CH ₄)	120,2	87,7	68,4	58,1	54,4	54,1
Lachgas (N ₂ O)	65,0	43,1	43,3	36,6	37,9	38,1
HFC's	5,9	8,2	10,0	10,8	11,1	} 15,3
PFC's	3,1	1,0	0,8	0,3	0,3	
Schwefelhexafluorid (SF ₆)	4,4	4,1	3,3	3,2	3,9	
Stickstofftrifluorid (NF ₃)**	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	
Gesamtemissionen	1251,7	1045,0	993,1	942,8	909,4	904,7
Kohlendioxid-Emissionen	Mio. t					
Energie	989,8	840,1	812,1	784,7	754,1	748,7
<i>aus Verfeuerung von Brennstoffen</i>	985,7	836,8	808,8	781,9	751,7	746,3
Mineralöle	319,0	317,4	288,2	259,6	252,1	258,1
Erdgas u. Grubengas	116,9	158,4	165,1	176,0	168,2	176,2
Steinkohlen	202,1	178,7	164,8	159,4	142,0	124,0
Braunkohlen	339,4	170,4	176,3	166,6	167,4	166,4
Sonstige	8,2	11,9	14,5	20,2	22,0	21,5
<i>diffuse (flüchtige) Emissionen</i>	4,1	3,3	3,2	2,8	2,4	2,4
Industrie	60,0	58,1	52,8	46,7	44,9	45,9
Mineralische Produkte	23,5	23,4	20,3	19,2	19,6	20,0
Chemische Industrie	8,1	8,4	8,8	8,3	5,6	5,6
Herstellung von Metall	25,1	23,5	21,1	16,4	17,1	17,7
Nichtenerg. Prod. aus Brennstoffen	3,3	2,8	2,6	2,7	2,5	2,5
Landwirtschaft***	3,2	2,8	2,3	2,3	2,8	2,8
Gesamtsumme****	1.053,0	901,0	867,2	833,7	801,8	797,3
Kohlendioxid-Emissionen	Mio. t					
Emissionshandelssektor*****	**	**	474,0	454,8	452,9	437,7
darunter:						
Energiewirtschaft	**	**	379,0	357,2	329,6	311,8
Industrie	**	**	95,0	97,6	123,3	125,9
Nicht-Emissionshandelssektor	**	**	393,2	378,9	348,8	359,9
darunter:						
Verkehr	161,9	180,7	160,0	152,8	165,0	168,8
Private Haushalte	128,6	117,8	111,0	105,5	90,3	} 90,3
Gewerbe/Handel/Dienstleistungen	64,1	45,5	40,0	40,0	37,4	
Sonstiges*****	**	**	82,2	80,6	56,1	
Gesamtsumme	1.053,0	901,0	867,2	833,7	801,8	797,3

* Bei Redaktionsschluss noch keine Angabe verfügbar.

** Europäischer Emissionshandel ab 2005

*** Die CO₂-Emissionen aus der Landwirtschaft beinhalten Emissionen aus der Kalkung von Böden und der Harnstoffanwendung.

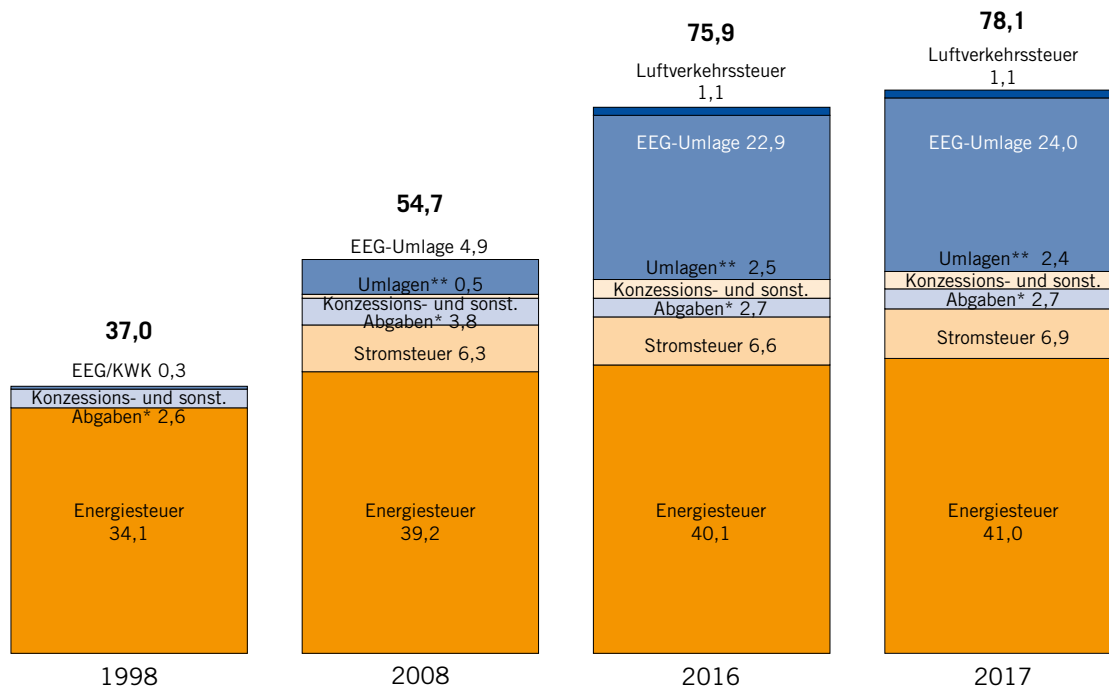
**** Gesamtmission ohne Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft.

***** Ab 2008 einschließlich Anlagen in der chemischen Industrie und „Weiterverarbeitung von Stahl“.

***** Auch Industrieanlagen und Energieumwandlung außerhalb des Emissionshandels (z. B. Anlagen FWL unter 20 MW).

Quellen: Umweltbundesamt, Nationales Treibhausgasinventar 1990–2016, EU-Submission, Stand Januar 2018; DEHSI, Auswertung der ersten Handelsperiode 2005 bis 2007; VET-Bericht 2010 und VET-Bericht 2016, Treibhausgasemissionen der emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen und im Luftverkehr in Deutschland im Jahr 2016, Mai 2017; Umweltbundesamt, Pressemitteilung Nr. 4 vom 23. Januar 2018; für 2017: Umweltbundesamt, Pressemitteilung Nr. 8/2018 vom 26. März 2018 und Nr. 9/2018 vom 10. April 2018.

Abbildung 4.12: Energiesteuern und -abgaben in Deutschland 1998 bis 2017
in Mrd. Euro



* Zahlen teilweise geschätzt; davon: Konzessionsabgaben 2,0 Mrd. € im Jahr 1998, 2,17 Mrd. € im Jahr 2008 und 2,15 Mrd. € jeweils in den Jahren 2016 und 2017; Förderabgabe Erdgas und Erdöl: 1998: 0,14 Mrd. €, 2008: 1,22 Mrd. €, 2016: 0,234 Mrd. € und 2017: 0,249 Mrd. € sowie Erdölbevorzugungsabgabe: 0,5 Mrd. € im Jahr 1998, 0,35 Mrd. € im Haushaltsjahr 2007/08, 0,37 Mrd. € im Haushaltsjahr 2008/09, 0,285 Mrd. € im Haushaltsjahr 2014/15, 0,293 Mrd. € im Haushaltsjahr 2015/16 und 0,281 Mrd. € im Haushaltsjahr 2016/17 (ohne MWSt).

** KWK G, § 19-StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage und Umlage für abschaltbare Lasten

insbesondere Heizöl – erbrachten ein Aufkommen von 1.244 Mio. €.

Für die Stromsteuer ist ein Aufkommen von 6.944 Mio. € ermittelt worden. Aus der Erhebung der Luftverkehrssteuer erzielte der Bund 2017 Einnahmen von 1.121 Millionen €. Die Einnahmen aus Kernbrennstoffsteuer, die – ebenso wie die Luftverkehrssteuer – zum 1.1.2011 neu eingeführt worden war, mussten 2017 aufgrund einer Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts an die Kernkraftwerksbetreiber zurückgezahlt werden. Dabei handelte es sich um einen Betrag von 7.262 Millionen €. Das um diese Rückzahlung bereinigte kassenmäßige Aufkommen aus der spezifischen Besteuerung von Energie belief sich 2017 somit auf 41.825 Millionen €.

➔ **Insgesamt erzielte der Bund – bezogen auf das Jahr 2017 – aus der Erhebung von Verbrauchsteuern auf Energie 49.087 Mio. € und damit 1.353 Mio. € mehr als 2016.**

Die Verbrauchsteuern halten einen unterschiedlich hohen Anteil an den Produktpreisen. Für Ottokraftstoff wird eine Mineralölsteuer von 65,45 ct/Liter erhoben. Für Dieselloststoff lautet der entsprechende Wert (ebenfalls für schwefelfreie Ware) 47,04 ct/Liter. Berücksichtigt man außerdem die Mehrwertsteuer (seit 01.01.2007: 19 %), so errechnet sich für 2017 ein Steueranteil am Produktpreis von 65 % (Superbenzin) bzw. 57 % (Dieselloststoff).

Bei leichtem Heizöl belief sich der Anteil der Steuern (Verbrauch- und Mehrwertsteuer) – gemessen an dem von privaten Haushalten zu zahlenden Produktpreis – 2017

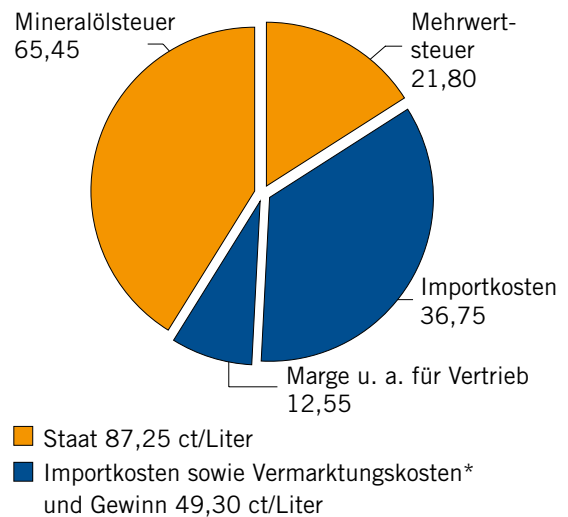
auf 27 %. Für Erdgas lag der Anteil von Steuern und Abgaben (Erdgassteuer, Konzessionsabgaben und Mehrwertsteuer) am Haushaltskundenpreis 2017 bei 26 %.

Der Strompreis, der für private Haushalte mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh zum 1. April 2017 mit durchschnittlich 29,86 ct/kWh (1. April 2016: 29,80 ct/kWh) beziffert wird, setzt sich wie folgt zusammen (mengengewichtetes Preisniveau über alle Vertragskategorien in ct/kWh):

• Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge:	6,42 (2016: 7,34)
• Nettonetzentgelt einschließlich Abrechnung:	6,99 (2016: 6,45)
• Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb:	0,32 (2016: 0,34)
• Konzessionsabgabe:	1,62 (2016: 1,65)
• EEG-Umlage:	6,88 (2016: 6,35)
• KWKG-Umlage:	0,44 (2016: 0,45)
• § 19 StromNEV-Umlage:	0,39 (2016: 0,38)
• Offshore-Haftungsumlage:	- 0,03 (2016: 0,04)
• Umlage für abschaltbare Lasten:	0,01 (2016: 0,00)
• Stromsteuer:	2,05 (2016: 2,05)
• Mehrwertsteuer:	4,77 (2016: 4,76)

Damit belief sich der staatlich induzierte Anteil am Haushaltsstrompreis 2017 auf 54 % (2016: 52,6 %).

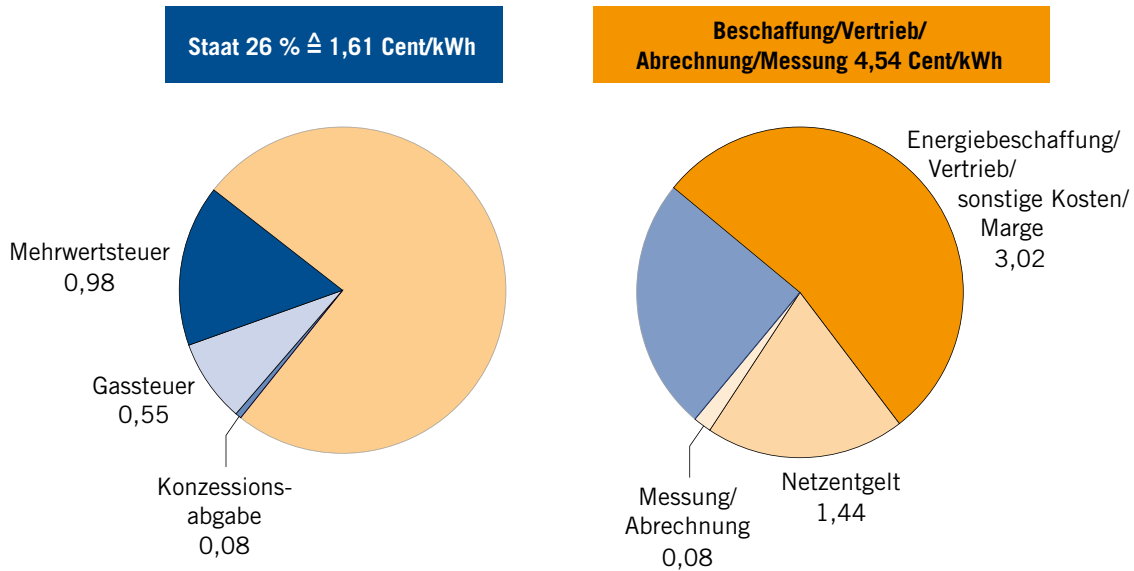
Abbildung 4.13: Benzinpreis 2017:
Staatsanteil von 64 %
 Durchschnittspreis Superbenzin: 136,55 ct/Liter



* Vermarktungskosten (Inlands-Transport, Lagerhaltung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb sowie Kosten für Beimischung von Bio-komponenten) und Gewinn; Stand: Februar 2018

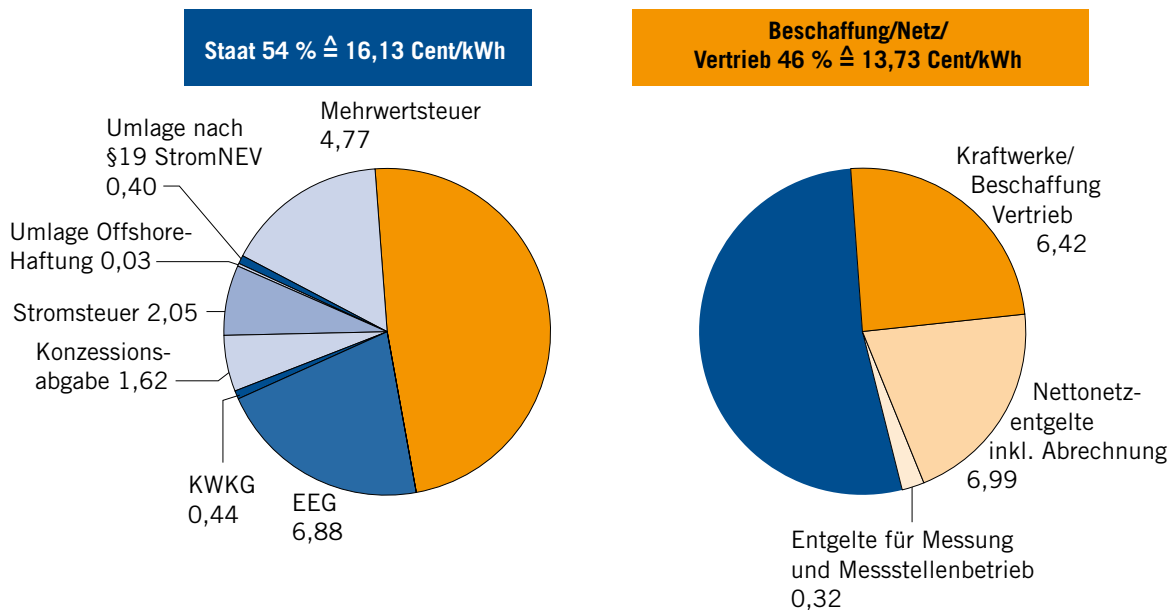
Quelle: Mineralölwirtschaftsverband

Abbildung 4.14: Zusammensetzung des Preises für Gas bei Belieferung von Haushaltskunden 2017
(6,15 Cent/kWh)



Mengengewichteter Mittelwert bei Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen für den Abnahmefall zwischen 5.556 kWh und 55.556 kWh im Jahr zum 1. April 2017 Quelle: Monitoringbericht 2017 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, Bonn, 2017, S. 390

Abbildung 4.15: Zusammensetzung des Strompreises für private Haushalte 2017
(29,86 ct/kWh)



* einschließlich Umlage für abschaltbare Lasten

Mengengewichteter Mittelwert über alle Vertragskategorien bei einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh zum 1. April 2017

Quelle: Monitoringbericht 2017 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, Bonn, November 2017, S. 231