



Energieverbrauch

in Deutschland im Jahr 2014

Dank milder Witterung kräftiger Rückgang des Energieverbrauchs im Jahr 2014

Inhalt

Dank milder Witterung kräftiger Rückgang des Energieverbrauchs im Jahr 2014	2
Primärenergieverbrauch insgesamt	4
Primärenergiegewinnung in Deutschland	12
Mineralöl	13
Erdgas	18
Steinkohle	23
Braunkohle	28
Elektrizitätswirtschaft	30
Erneuerbare Energien	39
CO ₂ -Emissionen	41
Fazit	42

Stand: März 2015

Bearbeitet von 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

Dank milder Witterung kräftiger Rückgang des Energieverbrauchs im Jahr 2014

Der Energieverbrauch in Deutschland lag 2014 nach ersten Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) bei knapp 13.080 Petajoule (PJ) beziehungsweise 446,2 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE). Das waren 4,7 Prozent weniger als im Vorjahr. Damit erreichte der Primärenergieverbrauch im Jahr 2014 den niedrigsten Stand seit der Wiedervereinigung. Den stärksten Einfluss auf den deutlich zurückgegangenen Energieverbrauch hatte die im Vergleich zu 2013 erheblich mildere Witterung. Wie die AGEB berechnete, hätte der Energieverbrauch ohne Berücksichtigung des Witterungseinflusses um etwa ein Prozent unter dem Vorjahresniveau gelegen.

Die für sich genommen verbrauchserhöhenden Wirkungen des gesamtwirtschaftlichen Wachstums, das nach der ersten Berechnung des Statistischen Bundesamtes preisbereinigt 1,6 % betragen hat, blieben dagegen begrenzt. Gemessen an den Ursprungswerten hat sich damit die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität im Jahr 2014 – anders als im Jahr zuvor (minus 2 %) – mit einem Plus von nahezu 7 % sprunghaft erhöht. Auch temperaturbereinigt war die Steigerung der Energieproduktivität mit fast 3 % beachtlich. Der langfristige Trend der temperaturbereinigten Werte von 1990 bis 2013 (1,8 %) wurde dadurch leicht nach oben gedrückt (von 1990 bis 2014 auf 1,9 %).

Mit Ausnahme der erneuerbaren Energien ging der Verbrauch aller übrigen Energieträger mehr oder weniger kräftig zurück. Von allen fossilen Energieträgern nahm der Verbrauch von Erdgas weitgehend witterungsbedingt mit beinahe 13 % am stärksten ab. Aber auch der von Steinkohle ging um rund 8 % kräftig zurück. Es folgten die Braunkohle mit einem Minus von annähernd 4 % und das Mineralöl mit einem Minus von reichlich einem Prozent. Dabei entwickelte sich der Verbrauch der wichtigsten Mineralölprodukte sehr unterschiedlich: Während der Verbrauch von leichtem Heizöl temperaturbedingt drastisch sank (-13,6 %), stieg der Einsatz von Rohbenzin um rund 5 %, und sämtliche Kraftstoffe legten gegenüber dem Vorjahr

spürbar zu (Diesel: +4,1 %, Ottokraftstoff: +2 % und Flugkraftstoffe: +0,3 %). Das Mineralöl war mit einem Anteil von rund 35 % am gesamten Energieverbrauch nach wie vor der mit Abstand wichtigste Energieträger.

Die Nutzung erneuerbarer Energien erhöhte sich 2014 insgesamt leicht um 0,5 %, rangiert aber mit einem Verbrauchsanteil von rund 11 % nur wenig hinter der Stein- und Braunkohle. Dieser im Vergleich zu den Vorjahren geringe Anstieg ist in erster Linie mit dem Rückgang bei der Wasserkraft (-10,9 %) und bei den biogenen Festbrennstoffen (-9,1 %) zu erklären. Demgegenüber nahmen die Photovoltaik mit einem Plus von fast 13 %, die Windenergie mit reichlich 8 %, das Biogas mit etwa 6 % sowie der biogene Siedlungsabfall mit 5 % deutlich zu.

Ebenso wie der Primärenergieverbrauch ist der Bruttostromverbrauch kräftig gesunken: Mit knapp 580 Mrd. kWh war dieser im Jahr 2014 um 3,5 % geringer als im Vorjahr. Dies war der niedrigste Wert seit 2000; selbst der tiefe Wert im Krisenjahr 2009 wurde noch unterboten. Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität, die sich in den Jahren von 1990 bis 2013 im jährlichen Mittel um rund 1 % verbessert hatte, übertraf 2014 das Vorjahresniveau um mehr als 5 %, wodurch sich der längerfristige Trend auf 1,2 % erhöhte.

Im Vergleich zum Bruttostromverbrauch ist die Bruttostromerzeugung 2014 mit rund 3 % etwas weniger zurückgegangen. Daran waren mit Ausnahme der erneuerbaren Energien alle anderen Einsatzbrennstoffe beteiligt. Die stärksten Rückgänge zeigten sich beim (quantitativ allerdings weniger bedeutsamen) Mineralöl (-16,6 %) sowie beim Erdgas (-13,7 %), bei der Steinkohle (-10,4 %) sowie bei der Braunkohle (-3,2 %). Die Stromerzeugung aus Kernenergie blieb praktisch unverändert. Erstmals waren die erneuerbaren Energieträger mit einem Erzeugungszuwachs von 5,4 % auf insgesamt knapp 161 Mrd. kWh und einem Erzeugungsanteil von 26,2 % noch vor der Braunkohle der wichtigste Energieträger für die Stromerzeugung.

Da die Bruttostromerzeugung nicht so stark gesunken ist wie der Bruttostromverbrauch, haben sich die hohen Überschüsse beim Stromaustausch mit dem Ausland¹ im Jahr 2014 abermals erhöht; mit 35,5 Mrd. kWh erreichten sie einen neuen Rekordwert. Besonders hohe Exportüberschüsse waren wieder im Handel mit den Niederlanden (23,8 Mrd. kWh), Österreich (8,8 Mrd. kWh) und der Schweiz (7,1 Mrd. kWh) zu verzeichnen. Überschüsse bei den Stromflüssen aus dem Ausland konzentrieren sich traditionell auf Frankreich und Tschechien. Anders als bei Tschechien, von wo per Saldo im Jahr 2014 mit 3,2 Mrd. kWh weniger importiert wurde als im Vorjahr (7,0 Mrd. kWh), stieg der Einfuhrüberschuss aus Frankreich auf 14,0 Mrd. kWh (Vorjahr 10,6 Mrd. kWh; im Jahr 2011 waren es noch 20,2 Mrd. kWh). In Bezug auf Dänemark kehrten sich die Stromflüsse sogar um: Einem Ausfuhrüberschuss von 2,5 Mrd. kWh im Jahr 2013 stand ein leichter Einfuhrüberschuss von 0,6 Mrd. kWh im Jahr 2014 gegenüber.

Eine umfassendere Ermittlung der Entwicklung der Treibhausgasemissionen insgesamt im Jahr 2014 ist gegenwärtig noch nicht möglich. Es kann aber eine grobe Abschätzung der energiebedingten CO₂-Emissionen auf Grundlage der Veränderungen des

Primärenergieverbrauchs nach emissionshaltigen und emissionsfreien Energieträgern vorgenommen werden. Da der Rückgang des Primärenergieverbrauchs sämtliche fossilen Energieträger betraf, während die erneuerbaren Energieträger noch zulegen, dürften – gemessen an den Ursprungswerten – die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2014 in einer Größenordnung von reichlich 5 % (also etwas stärker als der Primärenergieverbrauch) um etwa 40 Mio. t CO₂ gesunken sein. Unter Berücksichtigung des Temperatureinflusses wäre noch immer mit einer Abnahme um etwa 1,5 bis 2 % oder um vielleicht 15 Mio. t CO₂ zu rechnen. Sofern sich bei den prozessbedingten CO₂-Emissionen wie bei den übrigen Treibhausgasemissionen keine grundlegend anderen Entwicklungen vollzogen haben und die Treibhausgasemissionen insgesamt im Jahr 2014 in der genannten Größenordnung zurückgegangen sind, dürfte Deutschland gemessen an den temperaturbereinigten Werten wiederum den angestrebten Pfad rückläufiger Emissionen verfehlt haben. Zur Erreichung des Ziels einer Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % im Vergleich zu 1990 wäre nämlich bezogen auf die Emissionswerte im Jahr 2013 bis 2020 eine jahresdurchschnittliche Minderung um 3,3 % erforderlich.

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

Primärenergieverbrauch insgesamt

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2014 insgesamt 13.077 PJ oder 446,2 Mio. t SKE; gegenüber dem Vorjahr nahm er damit um 4,7 % bzw. um 646 PJ oder 22 Mio. t SKE ab (Tabelle 1).

Tabelle 1

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2013 und 2014¹

Energieträger	2013	2014	2013	2014	Veränderungen 2014 geg. 2013			Anteile in %	
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	Mio. t SKE	%	2013	2014
Mineralöl	4.639	4.577	158,3	156,2	-62	-2,1	-1,3	33,8	35,0
Erdgas	3.059	2.674	104,4	91,2	-385	-13,2	-12,6	22,3	20,5
Steinkohle	1.788	1.647	61,0	56,2	-141	-4,8	-7,9	13,0	12,6
Braunkohle	1.630	1.572	55,6	53,6	-58	-2,0	-3,6	11,9	12,0
Kernenergie	1.061	1.059	36,2	36,2	-2	-0,1	-0,1	7,8	8,1
Erneuerbare Energien	1.445	1.453	49,3	49,6	8	0,3	0,5	10,5	11,1
Stromaustauschsaldo	-122	-128	-4,2	-4,4	-6	-0,2	-	-0,9	-1,0
Sonstige	222	222	7,6	7,6	0	0,0	-0,2	1,6	1,7
Insgesamt	13.723	13.077	468,2	446,2	-646	-22,0	-4,7	100,0	100,0

¹ Alle Angaben sind vorläufig; Abweichungen in den Summen durch Rundungen
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.

Der Rückgang des Primärenergieverbrauchs ist angesichts der vergleichsweise positiven konjunkturellen Entwicklung im Jahr 2014 wesentlich auf die im Vergleich zum Vorjahr erheblich mildere Witterung zurückzuführen:

- Über das Jahr gerechnet waren die Gradtagzahlen 2014 um rund 17 % niedriger (also „wärmer“) als 2013. Besonders die Monate Februar, März und April wie auch der September und Oktober waren beträchtlich wärmer als die entsprechenden Vorjahresmonate (Abbildung 1).

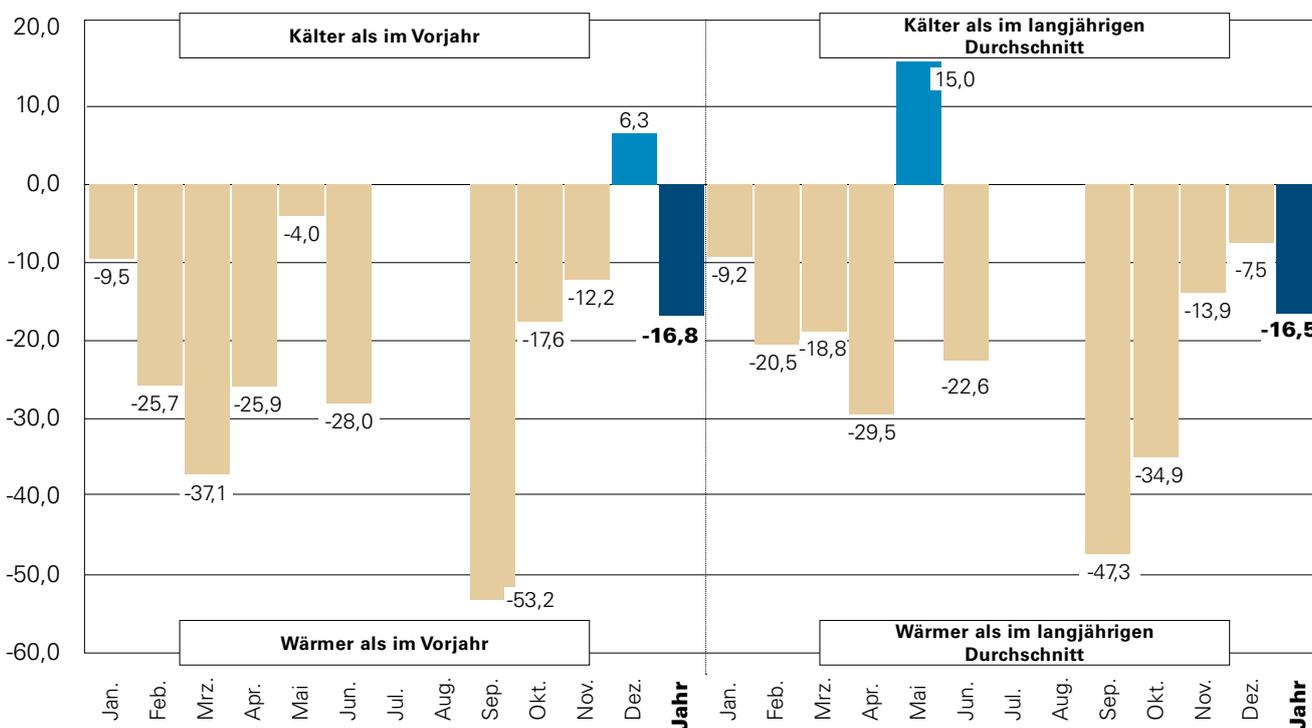
- Im Vergleich zum langjährigen Durchschnitt war 2014 mit 16,5 % geringeren Gradtagzahlen ebenfalls erheblich „wärmer“. Das Jahr 2014 war für Deutschland das wärmste Jahr seit Beginn der Messungen im Jahr 1881.

Angesichts des hohen Anteils des temperaturabhängigen Wärmebedarfs am Energieverbrauch gingen vor allem bei den privaten Haushalten und im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen von der sehr viel wärmeren Witterung unmittelbar verbrauchsmindernde Effekte aus.

Abbildung 1

Monatliche Gradtagzahlen in Deutschland 2014 (16 Messstationen) *

Veränderungen 2014 gegenüber Vorjahr und langjährigem Mittel (1970-2012) in %



* Wegen begrenzter Aussagefähigkeit ohne die Monate Juli und August
 Quellen: Deutscher Wetterdienst

Dagegen wirkte die wirtschaftliche Entwicklung eher verbrauchssteigernd:

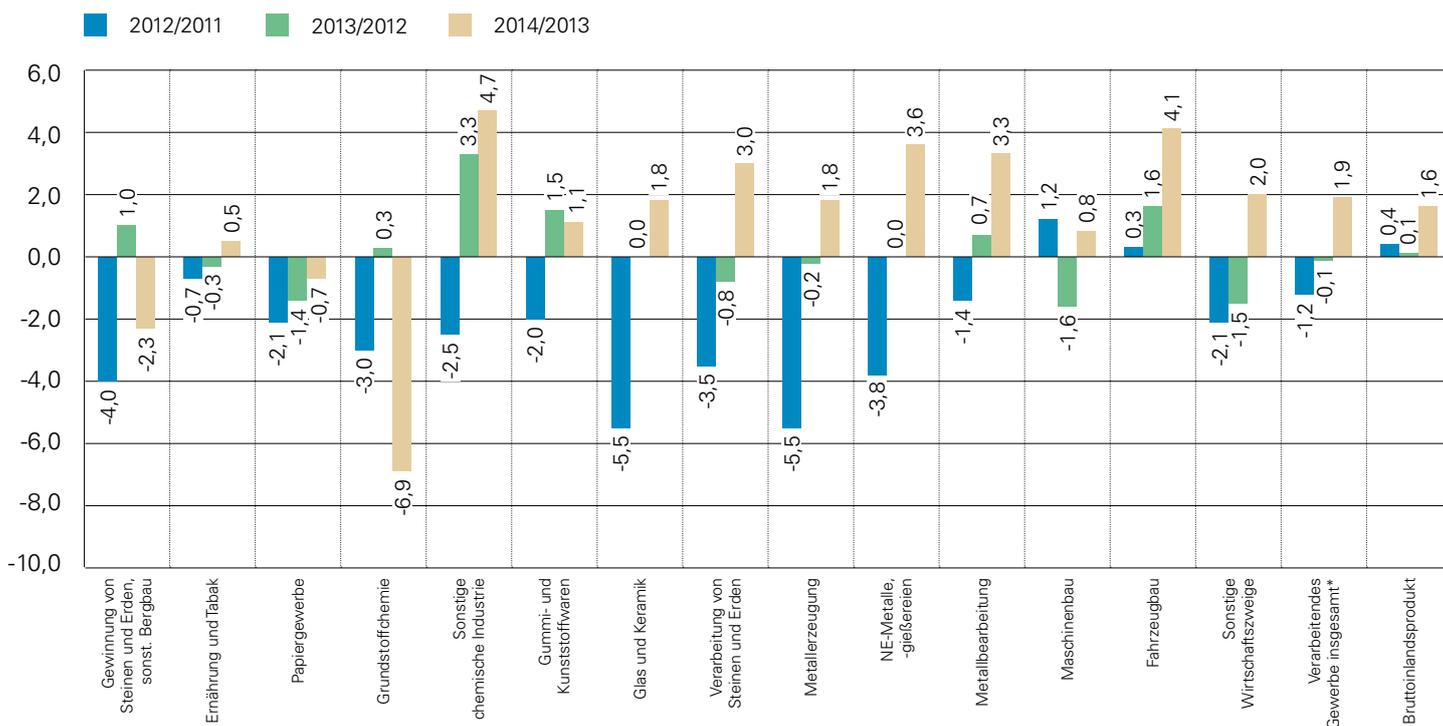
- So ist das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2014 im Vergleich zum Vorjahr immerhin um 1,6 % gestiegen.
- Die Produktion im produzierenden wie im verarbeitenden Gewerbe wiesen mit 1,4 % bzw. 1,9 % ein spürbares Wachstum auf. Das gilt auch für die meisten Wirtschaftszweige. Abbildung 2 zeigt die jährlichen Veränderungsrate der Produktionsindizes von 2011 bis 2014 für die in den Energiebilanzen

ausgewiesenen 14 Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes. Auffällig ist vor allem, dass die Produktion in der Grundstoffchemie um knapp 7 % rückläufig war. Dies ist insoweit bedeutsam, weil die Grundstoffchemie nach der Metallherzeugung der wichtigste industrielle Energieverbraucher ist und beim Stromverbrauch sogar an erster Stelle liegt. Hier dürfte es wohl produktionsbedingt zu einem deutlich rückläufigen Energie- und Stromverbrauch gekommen sein. Dagegen dürften von der Produktionsentwicklung in den meisten der übrigen Wirtschaftszweige eher verbrauchssteigernde Wirkungen ausgegangen sein.

Abbildung 2

Produktionsindex im verarbeitenden Gewerbe* in Deutschland von 2011 bis 2014

Veränderungen gegenüber Vorjahr in %



* Einschließlich Gewinnung von Steinen und Erden und sonst. Bergbau.

Quellen: Statistisches Bundesamt

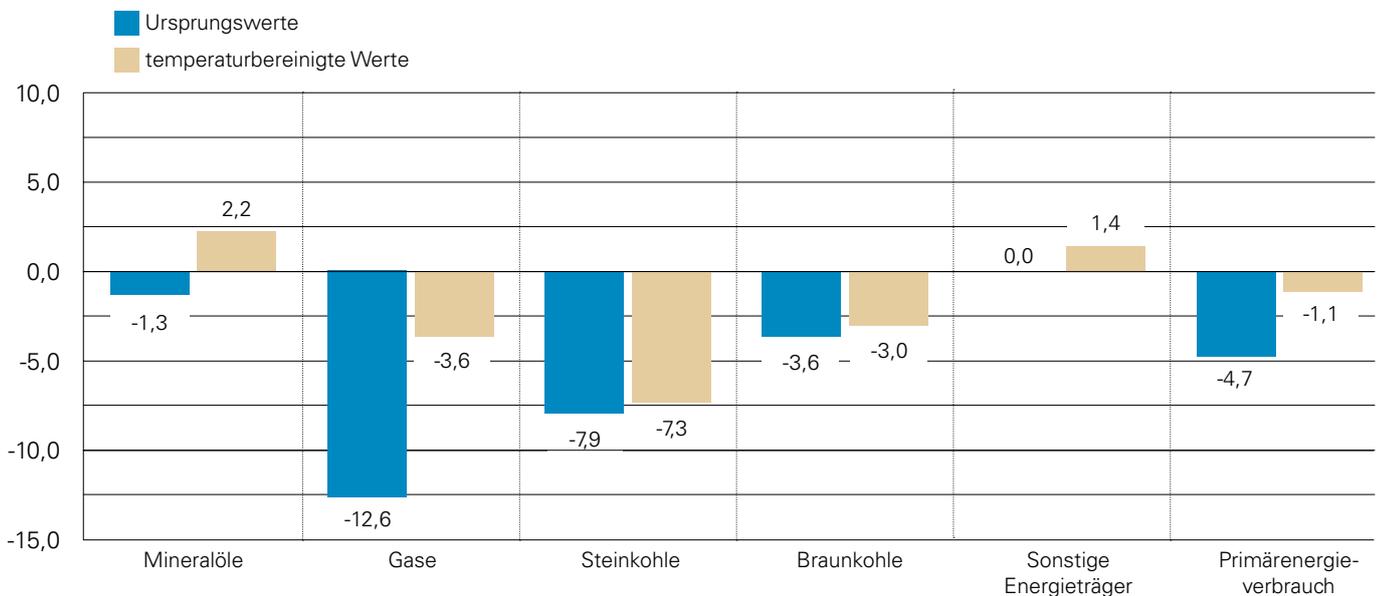
Berücksichtigt man den Einfluss der höheren Temperaturen auf die Veränderungen des Primärenergieverbrauchs und unterstellt dabei Temperaturen wie im langjährigen Mittel, wäre der Primärenergieverbrauch unter sonst unveränderten Bedingungen nicht um 4,7 %, sondern nur um reichlich ein Prozent gesunken². 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) Wärmemarkt haben.

Während der Erdgasverbrauch auf Basis der Ursprungswerte im Jahre 2014 um fast 13 % niedriger war als im Vorjahr, deuten die temperaturbereinigten Werte auf eine Minderung um lediglich etwa knapp 4 % hin. Beim Mineralölverbrauch schlägt sich der Temperatureinfluss in einer Zunahme um etwa 2,2 % nieder, statt des unbereinigten Rückgangs um 1,3 %. Bei den anderen Energieträgern, deren Verbrauch weitaus weniger von der Witterung abhängt, zeigen sich nur geringe Unterschiede zwischen den tatsächlichen und den (geschätzten) temperaturbereinigten Werten (Abbildung 3).

Abbildung 3

Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern

Veränderungen 2014 gegenüber 2013 in %



Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.; Deutscher Wetterdienst

Bei einer Bewertung der Veränderungen des Primärenergieverbrauchs wie speziell des Mineralölverbrauchs ist im Übrigen 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. Der tatsächliche Energieverbrauch in diesen beiden Bereichen lässt sich deshalb hier – wenn auch nur grob vereinfachend auf der Basis von Befragungsergebnissen zum jeweiligen Tankverhalten und den daraus resultierenden Veränderungen des

² Zur Temperaturbereinigung des Energieverbrauchs vgl. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: *Energienachfrage in Deutschland in Abhängigkeit von Temperaturschwankungen und saisonalen Sondereffekten. Gutachten im Auftrage des Bundesministers für Wirtschaft. Von Hans-Joachim Ziesing unter Mitarbeit von Jochen Diekmann. Berlin, September 1995.*

Betankungsgrades schätzen. Vor allem betrifft dies das leichte Heizöl. Groben Schätzungen zufolge dürften allerdings die Tanks bei den privaten Haushalten und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen Ende 2014 höher befüllt gewesen sein als Ende 2013. Entsprechend höher wäre im Jahr 2014 der Heizölabsatz im

Vergleich zum Heizölverbrauch ausgefallen. Diese Lagerbestandsveränderungen hätten somit die Verminderungen des nur temperaturbereinigten Primärenergieverbrauchs (minus 1,1 %) eher noch bis auf nahezu 2 % verstärkt (Abbildung 3 und Tabelle 2)³.

Tabelle 2

Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2014



	Einheit	1990 ¹	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013 ²	2014 ²	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %			
											2013 bis 2014	1990 bis 2000	2000 bis 2014	1990 bis 2014
Brutto-Inlandsprodukt (preisbereinigt) ³	Verkettete Volumenangaben in Mrd.Euro	1.958,1	2.143,2	2.355,4	2.424,5	2.576,2	2.668,7	2.678,8	2.681,6	2.724,6	1,6	1,9	1,0	1,4
Bevölkerung ⁴	1.000	79,5	81,7	82,2	82,5	81,8	81,8	81,9	82,1	82,4	0,4	0,3	0,0	0,2
Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	Petajoule	14.905	14.269	14.401	14.558	14.217	13.599	13.447	13.723	13.077	-4,7	-0,3	-0,7	-0,5
Primärenergieverbrauch (temperaturbereinigt)		15.175	14.262	14.744	14.625	13.946	13.947	13.550	13.715	13.566	-1,1	-0,3	-0,6	-0,5
Primärenergieverbrauch (temperatur- und lagerbestandsbereinigt)		15.202	14.262	14.813	14.766	14.003	13.928	13.507	13.736	13.478	-1,9	-0,3	-0,7	-0,5
Bruttostromverbrauch	Mrd. kWh	550,7	541,6	579,6	614,1	615,4	606,8	607,1	599,4	578,5	-3,5	0,5	0,0	0,2
Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	131,4	150,2	163,6	166,5	181,2	196,2	199,2	195,4	208,4	6,6	2,2	1,7	1,9
Energieproduktivität (temperaturbereinigt)		129,0	150,3	159,8	165,7	184,7	191,3	197,7	195,5	200,8	2,7	2,2	1,6	1,9
Energieproduktivität (temperatur- und lagerbestandsbereinigt)		128,8	150,3	159,0	164,1	184,0	191,6	198,3	195,2	202,2	3,6	2,1	1,7	1,9
Stromproduktivität	Euro/kWh	3,56	3,96	4,06	3,95	4,19	4,40	4,41	4,47	4,71	5,3	1,3	1,1	1,2

¹ Angaben z.T. geschätzt

² Vorläufige Angaben

³ 2010 = 100

⁴ Daten der Bevölkerungsfortschreibung auf Grundlage früherer Zählungen; lt. Statistischem Bundesamt werden die neuen Bevölkerungszahlen auf Basis des Zensus 2011 (Ergebnis zum Stichtag 9. Mai 2011: 80 219 695 Einwohner) sowie zur Erwerbsbeteiligung – soweit verfügbar – mit der nächsten Generalrevision der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen im September 2014 in die Zeitreihen integriert.

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

³ Wegen der vergleichsweise sehr hohen Unsicherheiten bei der Berücksichtigung des Lagerbestandseffektes beschränken sich die weiteren Darlegungen auf die temperaturbereinigten Werte.

Die 2010 und 2011 verabschiedeten energiepolitischen Beschlüsse der Bundesregierung zur fortgesetzten Förderung der erneuerbaren Energien und zum Ausstieg aus der Kernenergie schlagen sich in den Veränderungen der Struktur des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2014 weniger stark als in den Jahren 2011 und 2012 nieder. Wichtigster Energieträger blieb auch 2014 das Mineralöl mit einem Anteil von reichlich einem Drittel. Es folgte das Erdgas mit einem auf 20,5 % gesunkenen Anteil (2013: 22,3 %). Ein sinkender Anteil war auch bei der Steinkohle zu verzeichnen (von 13,0 % auf 12,6 %), während der Beitrag der Braunkohle bei 12,0 % stagnierte. Bei gleichbleibender Kapazität und nur wenig niedrigerer Stromerzeugung kam es bei der Kernenergie zu einem leichten Anteilsgewinn von 7,8 % auf 8,1 %. Die erneuerbaren Energien konnten erneut zulegen, und zwar von einem Anteil von 10,5 % auf 11,1 %. Die erneuerbaren Energien gelangen so in ähnliche Größenordnungen wie die Stein- und Braunkohle. Die sonstigen Energieträger trugen wie im Vorjahr

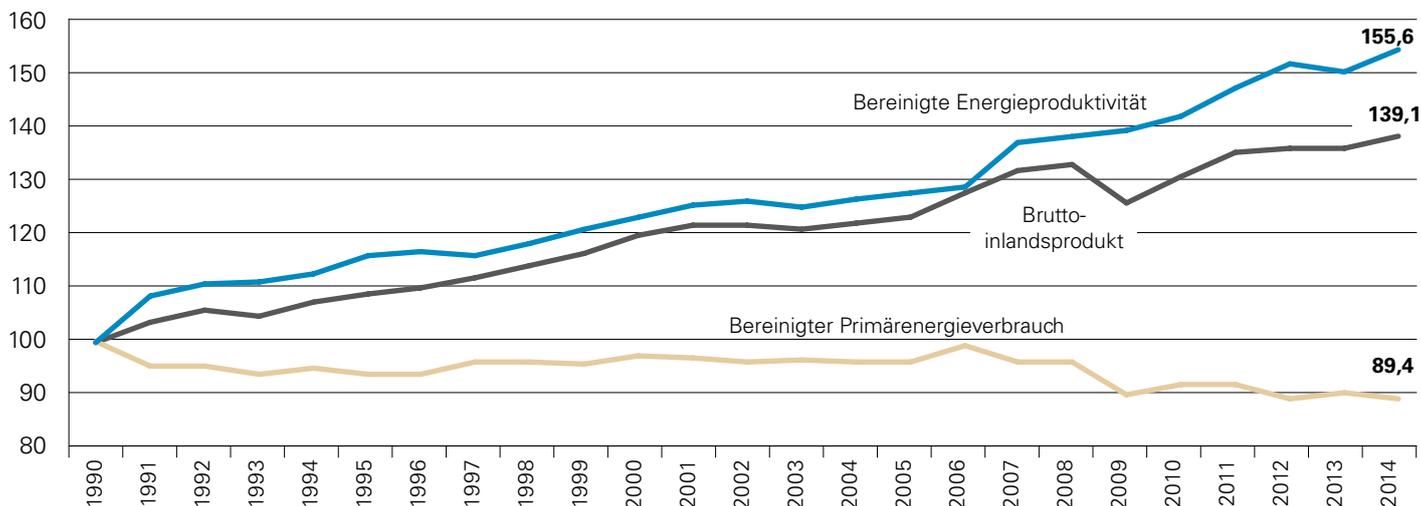
weniger als 2 % zur Deckung der Energienachfrage bei. Der hohe Überschuss bei den Stromflüssen in das Ausland wirkte sich verbrauchsmindernd (ein Prozentpunkt) auf den Primärenergieverbrauch aus.

Bei einem Zuwachs der gesamtwirtschaftlichen Leistung um 1,6 % hat sich die Energieproduktivität der deutschen Volkswirtschaft gemessen an den Ursprungswerten nahezu sprunghaft (um knapp 7 %) verbessert. Bereinigt um den Temperatureinfluss ergibt sich noch immer eine um fast 3 % gestiegene Energieproduktivität. Der längerfristige Trend von 2000 bis 2014 beläuft sich mit einer jahresdurchschnittlichen Steigerung von 1,6 % aber noch immer deutlich unterhalb des Trends in der Periode von 1990 bis 2000 mit 2,2 % pro Jahr (Tabelle 2 und Abbildung 4). Insgesamt lässt sich aber feststellen, dass sich die Entkopplung zwischen gesamtwirtschaftlicher Entwicklung und Energieverbrauch weiter fortgesetzt hat.

Abbildung 4

Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität in Deutschland 1990 bis 2014

1990 = 100



Quellen: Statistisches Bundesamt; AG Energiebilanzen e.V.

Bei einer Bewertung dieser Entwicklung 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, Fotovoltaik) und den Stromaußenhandelsaldo 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 Stromaußenhandel aber ein niedrigerer Primärenergie-

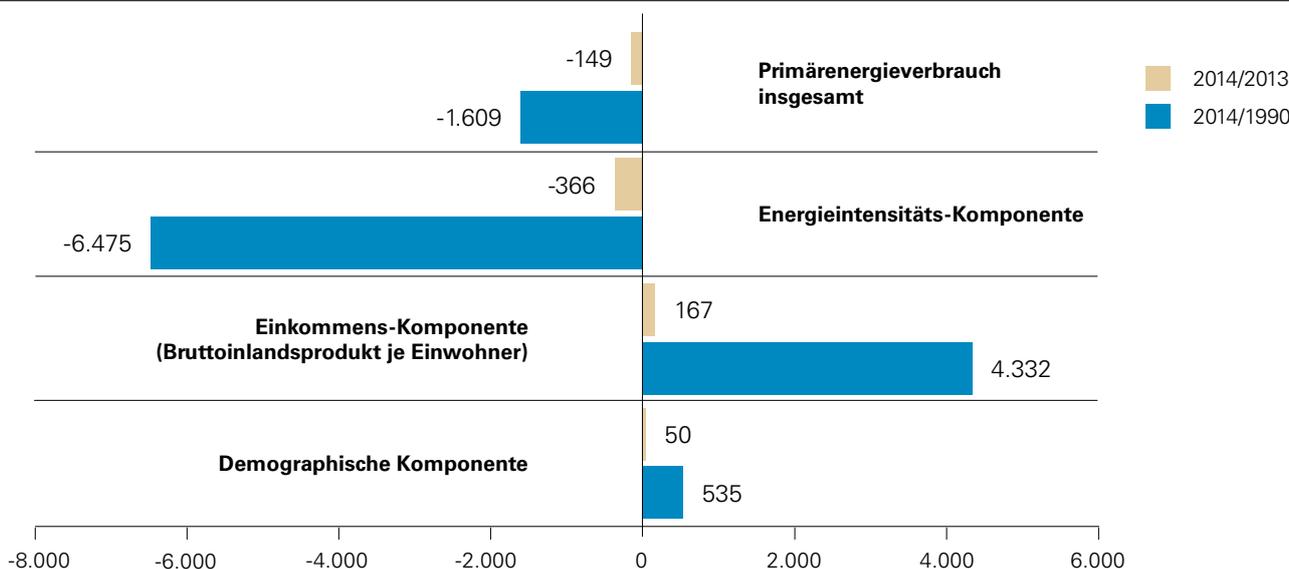
verbrauch errechnet. Der größte Einspareffekt ergibt sich also, wenn die Stromproduktion der Kernkraftwerke vollständig durch erneuerbare Energien und/oder Stromimporte ersetzt wird. Dieser Effekt, der sich in den Jahren 2011/2012 mit dem kräftigen Rückgang der Kernenergie auf der einen Seite sowie der deutlich gestiegenen Nutzung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien andererseits noch besonders stark auswirkte, fiel 2014 wie schon im Jahr zuvor allerdings kaum ins Gewicht. Daher ergeben sich aus diesem statistischen Effekt weder signifikante Änderungen am Niveau des Primärenergieverbrauchs, noch bei der Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität.

Mit Hilfe der Komponentenzzerlegung lassen sich die wesentlichen Einflüsse auf die Veränderungen des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs zeigen (Abbildung 5).

Abbildung 5

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des bereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2014 gegenüber 2013 und 1990 in Petajoule



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

Bei den Veränderungen von 2013 auf 2014 zeigt sich sehr deutlich der übergroße Einfluss der gesunkenen Energieintensität (sprich: der Verbesserung der Energieeffizienz) auf die Minderung des (temperaturbereinigten) Primärenergieverbrauchs. Dadurch konnten die verbrauchssteigernden Wirkungen des gesamtwirtschaftlichen Wachstums bei weitem überkompensiert werden. Demgegenüber spielte der moderate Bevölkerungszuwachs nur eine begrenzte Rolle. Ähnliche Relationen der Wirkungsweise der einzelnen Komponenten gelten im Übrigen auch bei der Betrachtung der gesamten Periode von 1990 bis 2014. Hier überwiegen ebenfalls die verbrauchsmindernden Effekte einer insgesamt gestiegenen Energieproduktivität deutlich die verbrauchssteigernden Einflüsse des Wirtschaftswachstums. Gegenüber diesen beiden gegenläufigen Effekten fällt die demographische Komponente für die Veränderungen des Energieverbrauchs in Deutschland nicht sehr ins Gewicht. Zumindest gilt dies bei einer derart hochaggregierten Darstellung. Das soll nicht bedeuten, dass z. B. die Altersstruktur der Bevölkerung, die

Familien- und Haushaltsgrößen und ähnliche Faktoren keinen Einfluss auf Niveau und Struktur des Primärenergieverbrauchs haben.

Interessant ist noch ein Blick auf die Außenhandelsbilanz Deutschland mit Energieträgern (Tabelle 3). Deutschland ist bei allen fossilen Energieträgern (also bei den Kohlen, dem Mineralöl und dem Erdgas) in erheblichem Maße Nettoimporteur. Das Nettoimportvolumen bei diesen Energieträgern betrug im Jahr 2013 knapp 100 Mrd. Euro. Angaben für 2014 liegen (Ende Februar 2015) noch nicht vor, so dass ein Vorjahresvergleich nur für die Monate Januar bis November möglich ist. Dabei sind deutlich die durch die fallenden Energiepreise noch verstärkten Auswirkungen der sinkenden Energienachfrage auf den Außenhandelsaldo zu erkennen. So hat sich der Außenhandelsaldo bei den fossilen Brennstoffen Kohle, Öl und Erdgas in den ersten elf Monaten 2014 gegenüber dem Vergleichszeitraum im Vorjahr um fast 14 Mrd. Euro bzw. um knapp 15 % reduziert.

Tabelle 3

Saldo des Außenhandels mit Energieträgern in Deutschland von 2009 bis 2014



	2009	2010	2011	2012	2013	Jan.-Nov. 2013	Jan.-Nov. 2014	Jan.-Nov. 2014 ./. 2013	
	Außenhandelssaldo (Importe ./. Exporte) in Mrd. Euro								%
Kohle, Koks und Briketts	3,7	4,4	5,9	5,1	4,4	4,0	3,8	-0,2	-4,2
Erdöl, Erdölzeugnisse und verwandte Waren	34,7	49,4	64,5	68,0	67,0	62,0	53,6	-8,4	-13,6
Gas ¹	22,3	20,7	26,7	30,5	28,5	26,5	21,5	-5,0	-18,9
Summe fossile Energien	60,7	74,6	97,1	103,6	99,9	92,5	78,9	-13,6	-14,7
Elektrischer Strom	-0,8	-1,0	-0,4	-1,4	-1,9	-1,7	-1,5	0,2	-9,6
Insgesamt	59,8	73,5	96,7	102,2	98,0	90,8	77,4	-13,4	-14,8

¹ Einschließlich Transitmengen

Im Übrigen ist zu berücksichtigen, dass es keine rückwirkende Korrektur im Zuge der Nachverhandlungen mit den Erdgasexporteuren gegeben hat. Quelle: Statistisches Bundesamt (Werte nach Abschnitten des Internationalen Warenverzeichnisses für den Außenhandel (SITC-Rev. 4))

Anders als bei den fossilen Energien weist Deutschland beim elektrischen Strom einen Überschuss bei den Stromflüssen in das Ausland auf, der sich in den ersten 11 Monaten im Jahr 2014 auf einem Niveau von 1,5 Mrd. Euro bewegte; das waren aufgrund weiter fallender Strompreise aber 0,2 Mrd. Euro oder knapp

10 % weniger als im entsprechenden Vorjahreszeitraum. Gemessen am Außenhandelssaldo bei den fossilen Brennstoffen bleibt jener beim Strom sehr begrenzt. Nach wie vor dominiert mit großem Abstand der Außenhandel mit Mineralöl mit einem Anteil von zwei Dritteln am fossilen Außenhandelssaldo.

Primärenergiegewinnung in Deutschland

Die inländische Energiegewinnung ist 2014 erneut gesunken, und zwar um 3,2 % auf 3.880 PJ oder 132,4 Mio. t SKE (Tabelle 4). Dieser Rückgang ist im Wesentlichen auf die Entwicklung beim Erdgas (-50 PJ oder 13,6 %), bei der Braunkohle (-42 PJ oder -2,5 %) und bei den übrigen Energieträgern (-33 PJ oder -17,7 %) zurückzuführen. Lediglich bei den erneuerbaren Energien gab es eine moderate Erhöhung um 8 PJ bzw. 0,5 %. Bedeutsamster einheimischer Energieträger ist nach wie vor die Braunkohle mit

einem Anteil von fast 42 % an der gesamten inländischen Gewinnung, dicht gefolgt von den erneuerbaren Energien mit reichlich 37 %. Beide weit vor den anderen fossilen Energieträgern Erdgas, Steinkohlen und Erdöl.

Bezogen auf den Primärenergieverbrauch im Jahr 2014 hat sich der Anteil der Inlandsenergie leicht erhöht, und zwar von 29,2 % auf 29,7 %.

Tabelle 4

Primärenergiegewinnung in Deutschland 2013 und 2014



 AG Energiebilanzen e.V.

Energieträger	Gewinnung				Veränderungen 2014 gegenüber 2013		Anteile	
	2013	2014	2013	2014	PJ	%	2013	2014
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE				%	
Mineralöl	113	104	3,9	3,6	-9	-7,9	2,8	2,7
Erdgas, Erdölgas	374	323	12,8	11,0	-50	-13,6	9,3	8,3
Steinkohle	229	229	7,8	7,8	0	0,0	5,7	5,9
Braunkohle	1.660	1.618	56,6	55,2	-42	-2,5	41,4	41,7
Erneuerbare Energien	1.445	1.453	49,3	49,6	8	0,5	36,1	37,4
Übrige Energieträger	187	153	6,4	5,2	-33	-17,7	4,7	4,0
Insgesamt	4.007	3.880	136,7	132,4	-127	-3,2	100,0	100,0
Nachrichtl.: Anteil am Primärenergieverbrauch	-	-	-	-	-	-	29,2	29,7

Angaben teilweise geschätzt; Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: BDEW; Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.;

Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus e.V.; Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.; Mineralölwirtschaftsverband e.V.

Mineralöl

Der Ölverbrauch in Deutschland verminderte sich 2014 insgesamt um gut 1 % auf rd. 107 Mio.t. Dies entspricht ungefähr dem Mittelwert der vergangenen vier Jahren. Vor allem trugen 2014 der deutliche Absatzrückgang für leichtes und schweres Heizöl, aber auch der geringere Eigenverbrauch der Raffinerien zur

Verringerung des Gesamtverbrauchs bei. Dieser wäre noch höher ausgefallen, wenn nicht die Nachfrage nach Kraftstoffen und Rohbenzin zugenommen hätte. Die Beimischungen von Bio-Kraftstoffen, die den regenerativen Energien zugerechnet werden, waren mit rund 3,5 Mio. t im Vergleich zu 2013 geringfügig höher.

Tabelle 5

Verbrauch und Aufkommen von Mineralöl in Deutschland 2013 und 2014



 AG Energiebilanzen e.V.

	2013	2014 ¹	Veränderung in %
	Mio. t		
Verbrauch insgesamt	108,4	106,9	-1,3
Eigenverbrauch und Verluste ²	6,1	5,8	-7,6
Inlandsverbrauch	102,3	101,1	-1,2
davon: Ottokraftstoff	18,4	18,8	2,0
Dieselmotorkraftstoff	34,8	36,3	4,1
Flugkraftstoffe	8,8	8,8	0,3
Heizöl, leicht	19,8	17,1	-13,6
Heizöl, schwer ³	4,4	4,1	-7,9
Rohbenzin	16,2	17,0	5,0
Flüssiggas	3,4	3,1	-8,9
Schmierstoffe	1,0	1,0	-4,0
Sonstige Produkte	5,2	4,8	-9,4
Recycling (abzüglich)	-6,3	-6,4	1,7
Bio-Kraftstoffe ⁴ (abzüglich)	-3,4	-3,5	0,5
Aufkommen insgesamt	108,4	106,9	-1,4
Raffinerieerzeugung	102,5	100,7	-1,7
aus: Rohöleinsatz	92,5	90,6	-2,0
Produkteneinsatz	10,0	10,1	1,0
Außenhandel Produkte (Saldo)	17,5	16,1	-
Einfuhr	37,7	36,1	-4,1
Ausfuhr	20,2	20,0	-1,1
Ausgleich [Saldo (Bunker, Differenzen)]	-11,6	-9,9	-
Raffineriekapazität	104,4	102,6	-
Auslastung der Raffineriekapazität in %	88,6	88,3	-
Primärenergieverbrauch von Mineralöl (Mio. t SKE)	158,3	156,2	-1,3

¹ Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

² Einschließlich Bestandsveränderungen

³ Einschließlich anderer schwerer Rückstände

⁴ Nur beigemischte Biokraftstoffe

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband e.V.

Der Absatz von Kraftstoffen nahm insgesamt – wie in den Vorjahren – weiter zu; allerdings mit unterschiedlichen Zuwachsraten für die einzelnen Sorten:

- Die Nachfrage nach Dieselmotorkraftstoff erhöhte sich nochmals um etwa 4% auf über 36 Mio. t. Dazu trugen die weiter anziehende Verkehrskonjunktur und die erneute Zunahme des Diesel-PKW-Bestands im vergangenen Jahr wesentlich bei.
- Der Benzinabsatz, der seit 1998 rückläufig war, stieg 2014 erstmalig wieder um etwa 2 % auf fast 19 Mio. t. Die geringeren Benzinpreise haben vermutlich höhere Fahrleistungen bewirkt.
- Der Verbrauch an Flugkraftstoffen blieb 2014 mit rund 8,8 Mio. t gegenüber dem Vorjahr praktisch unverändert. Dazu trug offenbar auch die stagnierende Verkehrsentwicklung auf deutschen Flughäfen bei.

Die Nachfrage nach leichtem und schwerem Heizöl war 2014 erheblich geringer als im Vorjahr:

- Mit 17,1 Mio. t verzeichnete das leichte Heizöl im Jahr 2014 (-13,6 % im Vergleich zu 2013) den bisher geringsten Absatz in Deutschland. Die wärmere Witterung und die unsicheren Preiserwartungen im Verlauf der Jahre 2013/14 dürften das Kaufverhalten bestimmt haben. Die Preise für leichtes Heizöl waren 2014 im Jahresdurchschnitt um rund 8 % niedriger als 2013; im Vorjahresvergleich für das 4. Quartal betrug der Rückgang sogar rund 15 %. Die Verbraucherbestände waren Ende 2014 höher als 2013 und der langfristige Durchschnitt.
- Auch die Ablieferungen von schwerem Heizöl erreichten 2014 mit 4,1 Mio.t ihren bisher geringsten Stand in Deutschland. Sowohl bei der Petrochemie (Anteil am Gesamtabsatz von schwerem Heizöl rund drei Viertel) wie auf dem Wärmemarkt und bei den Kraftwerke waren 2014 deutlich Rückgänge zu verzeichnen.

Der Anstieg des Rohbenzinabsatzes um etwa 5 % profitierte von der 2014 noch positiven Konjunktorentwicklung im verarbeitenden Gewerbe; mit 17 Mio. t wurde das dritthöchste Ergebnis für den Absatz in Deutschland erzielt.

Da sich der Ölverbrauch in Deutschland im Jahr 2014 insgesamt nur geringfügig verminderte, waren nur marginale Anpassungen des Ölaufkommens erforderlich. Die deutsche Raffinerieerzeugung, darunter aus Rohöl, wurde lediglich um rund 2 % gedrosselt. Die Rohöl verarbeitenden Anlagen mit einer Kapazität von 103 Mio. t im Jahr 2014 (104 Mio. t 2013) waren in beiden Jahren zu etwa 88 % ausgelastet.

Der Einfuhrüberschuss bei den Mineralölprodukten, der 2014 gut 16 % des Ölverbrauchs in Deutschland abdeckte, wurde wegen geringerer Produktenimporte (-4 % gegenüber 2013) von 17,5 (2013) auf 16,1 Mio. t (2014) reduziert. Die Produktenexporte blieben fast unverändert.

Die wichtigsten Lieferländer für Rohöl waren erneut Russland (Anteil 34 %), gefolgt von Norwegen, Großbritannien, Nigeria, Kasachstan und Aserbaidschan (Anteil insgesamt rund 48 %). Nach Fördergebieten untergliedert verminderte sich der Importanteil der OPEC deutlich (von 24 auf 20 %), nicht zuletzt wegen verringerter Importe aus Libyen (Rückgang -61 %). Dagegen vergrößerten sich die Anteile der Rohölimporte aus den Nordsee-Anrainerländern von knapp 24 % im Jahr 2013 auf fast 29 % im Jahr 2014, während die ehemalige GUS-Staaten ihren Anteil von rund 46 % nahezu behaupten konnten (Tabelle 6). Der ohnehin nur geringe Importanteil der übrigen Förderregionen verminderte sich 2014 weiter um rund einen Prozentpunkt von 5,7 % (2013) auf 4,9 % (2014).

Tabelle 6

Rohölimporte Deutschlands 2013 und 2014 nach Herkunftsländern

Wichtige Lieferländer	2013	2014 ¹	2013	2014 ¹
	Mio. t		Anteile in %	
Russland	31,5	29,9	34,8	33,7
Norwegen	11,0	15,0	12,1	16,9
Großbritannien	9,4	9,7	10,4	10,9
Nigeria	7,3	6,7	8,1	7,6
Kasachstan	7,1	6,6	7,8	7,4
Algerien	2,6	4,1	2,9	4,6
Libyen	6,7	2,7	7,4	3,0
Saudi-Arabien	2,4	1,3	2,6	1,5
Dänemark	1,2	0,3	1,3	0,3
übrige Länder	7,7	7,9	8,5	8,9
Förderregionen	90,6	88,6	100,0	100,0
OPEC	21,5	18,0	23,7	20,3
Nordsee ²	21,6	25,5	23,8	28,8
Ehemalige GUS	42,3	40,8	46,7	46,0
Sonstige	5,2	4,3	5,7	4,9
Insgesamt	90,6	88,6	100,0	100,0

¹ Vorläufige Angaben

² Einschließlich übrige EU-Staaten

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

Die internationalen Ölpreise und der Euro-US-Dollar-Devisenkurs entwickelten sich 2014 volatil, d.h. mit erheblichen kurzfristigen Schwankungen (Abbildung 6). Die für Europa wichtige Rohölsorte Brent UK, die 2012 mit rund 112 US-Dollar je Barrel (=159 Liter) einen Höchststand erreicht hatte, verbilligte sich im Mittel der Jahre 2013 und 2014 auf 109 bzw. 99 US-Dollar je Barrel.

Für die Entwicklung des deutschen Rohölimportpreises ist außerdem der Wechselkurs des Euro (gegen US-Dollar) relevant. Während im 1. Halbjahr 2014 für den

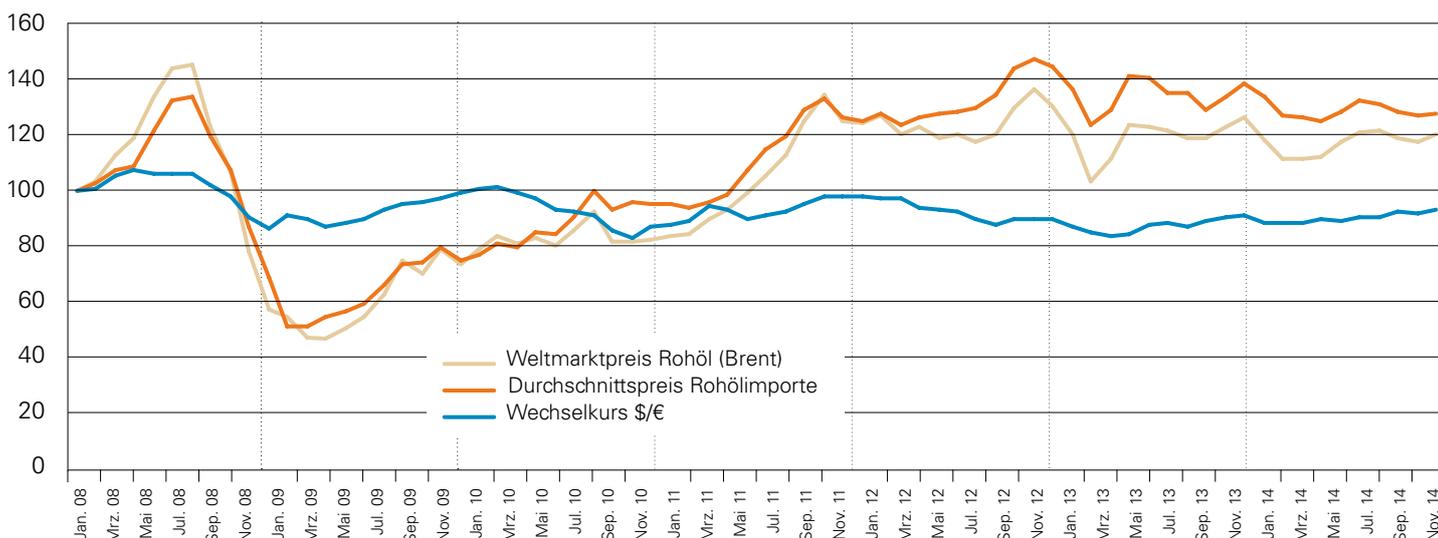
Euro noch Kursgewinne von 4 % zu verzeichnen waren, verschlechterte sich der Euro-Kurs im 2. Halbjahr 2014 um -4 %, so dass im Mittel der Euro mit rund 1,33 US-Dollar 2013 und 2014 nahezu unverändert notiert wurde.

Der deutsche Rohölimportpreis ermäßigte sich als Folge (mengengewichtet) von 611 €/t (2013) auf schätzungsweise 563 €/t im Jahr 2014. Die deutschen Raffinerien konnten deshalb ihre Ausgaben für Rohölimporte von 90,4 Mrd. Euro (2013) auf etwa 88,5 Mrd. Euro (2014) reduzieren.

Abbildung 6

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent) ¹, Grenzübergangspreise für deutsche Rohölimporte ² und Wechselkurse von Januar 2008 bis Dezember 2014

Januar 2008 = 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.

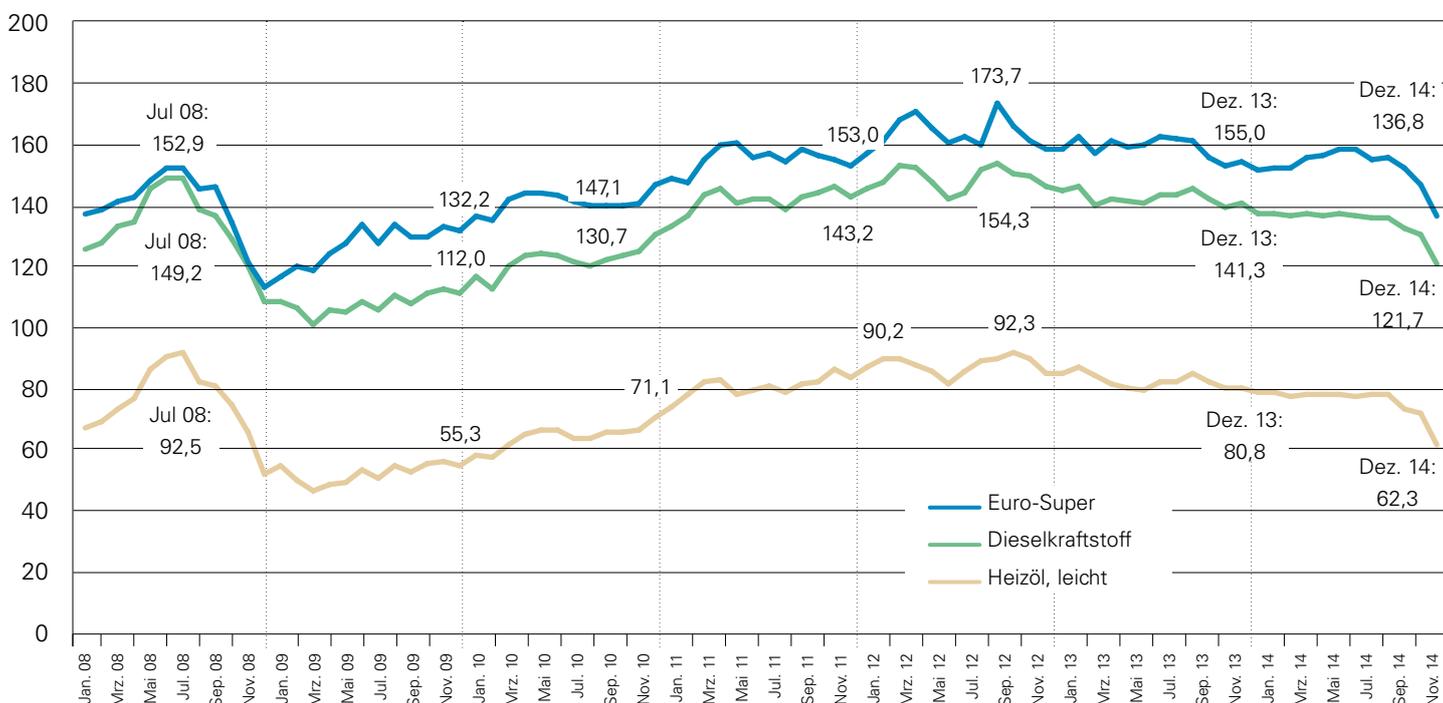
Die Preise für Ölprodukte in Deutschland folgten weitgehend den geringeren Rohölkosten und dem Rückgang der internationalen Produktnotierungen, allerdings mit unterschiedlichen Raten (Abbildung 7). Leichtes und schweres Heizöl verbilligten sich überdurchschnittlich um 8 % bzw. 12 %; sie waren damit absolut allerdings noch teurer als 2010 und in früheren Jahren. Auch die

Preise für Superbenzin und Dieseldieselkraftstoff gingen 2014 zurück, und zwar um 4 % bzw. 5 %; jedoch wurden die Tankstellenpreise von 2010 und früher ebenfalls noch immer deutlich überschritten. Gemessen am Erzeugerpreis-Index waren Ölprodukte insgesamt in Deutschland im Jahr 2014 im Durchschnitt um rund 12 % niedriger als 2013.

Abbildung 7

Preise für Kraftstoffe und leichtes Heizöl in Deutschland 2008 bis 2014

Cent je Liter



Quellen: Mineralölwirtschaftsverband e.V.; Statistisches Bundesamt

Erdgas

Der Erdgasverbrauch in Deutschland sank 2014 um 12,6 % auf 823 Mrd. kWh (Brennwert). Vor allem die verglichen mit 2013 höheren Temperaturen während der Heizperiode führten zu einem starken Rückgang des Einsatzes von Erdgas zur Wärmeerzeugung. Der Einsatz von Erdgas in den Kraft- und Heizwerken der allgemeinen Versorgung ging aufgrund steigender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einerseits und dem insgesamt gesunkenen Strombedarf in Deutschland deutlich um 13 % zurück.

2014 war laut Deutschem Wetterdienst mit einer durchschnittlichen Temperatur von 10,3°C das wärmste Jahr seit Beginn der regelmäßigen Temperaturmessungen im Jahr 1881. Bereinigt um Einflüsse von Temperatur und fluktuierendem Brennstoffeinsatz in Kraftwerken ging der Erdgasverbrauch in Deutschland um 4 % gegenüber 2013 zurück.

Ersten Zahlen zufolge wurden im Berichtsjahr 7,5 Mrd. kWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in das deutsche Erdgasnetz eingespeist. 2013 waren es 6,0 Mrd. kWh. 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.

Bei der Verwendung von Erdgas in den einzelnen Verbrauchssektoren zeichnen sich für 2014 bisher folgende Entwicklungen ab:

- Die vor allem im Vergleich mit dem Vorjahr deutlich wärmeren Temperaturen während der Heizperiode verursachten einen Absatzrückgang im Wärmemarkt. Der Erdgasverbrauch der privaten Haushalten sowie der Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen sank um 19 %. Die Zahl der Erdgasheizungen nahm auch 2014 zu. Insgesamt waren zum Jahresende 2014 rund 20 Mio. Wohnungen oder gut 49 % des Bestands mit einer Gasheizung ausgestattet. Im Neubaumarkt lag die Erdgasheizung bei einem Marktanteil von 50 % – bei einem Anstieg der Bautätigkeit (zum Neubau genehmigte Wohneinheiten) um gut 4 % im Vergleich zu 2013.
- Im Zuge der konjunkturellen Entwicklung sank die Erdgasnachfrage der Industrie um schätzungsweise 5 %. Hauptursache war der Produktionsrückgang in der chemischen Grundstoffindustrie (vgl. auch Abbildung 2).
- Neben dem Rückgang in der Wärmeerzeugung war auch der Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung weiterhin rückläufig. Der Einsatz von Erdgas als Brennstoff in den Kraftwerken der Stromversorgung ging um knapp 20 % zurück; er befindet sich seit 2008 in einem kontinuierlichen Rückgang. Während für den Einsatz in KWK-Prozessen der Rückgang bei 14 % lag, ging die Verstromung von Erdgas in ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzten Anlagen auch 2014 erneut um mehr als ein Drittel zurück. Ursachen waren im Wesentlichen der Mehreinsatz von erneuerbaren Energien einerseits und der insgesamt gesunkene Stromverbrauch andererseits. Der Einsatz von Erdgas in kleineren, dezentralen Anlagen (BHKW) und in Industriekraftwerken verzeichnete aufgrund der Witterung trotz Zubaus einen leichten Rückgang. In Summe hatte Erdgas 2014 einen Anteil von 9,5 % an der Bruttostromerzeugung Deutschlands.

Der Anteil von Erdgas am gesamten Primärenergieverbrauch nahm verglichen mit 22,3 % im Jahr 2013 um fast zwei Prozentpunkte ab und betrug 20,4 % im Jahr 2014.

Das Erdgasaufkommen in Deutschland ging 2014 gegenüber dem Vorjahr um 11 % auf 1.041 Mrd. kWh zurück (Tabelle 7). Ein Zehntel davon wurde im Inland gefördert, 90 % wurden importiert. Die inländische Förderung nahm um 13,6 % auf 99,5 Mrd. kWh ab. Aufgrund des insgesamt gesunkenen Aufkommens blieb der Anteil der Förderung in Deutschland jedoch mit 10 % stabil. Die Erdgasimporte Deutschlands gingen um 11,1 % zurück. Wichtigstes Lieferland blieb Russland. Der Anteil russischen Erdgases am deutschen Aufkommen stieg leicht von 37 % (2013) auf 38 %. Der Anteil Norwegens nahm ebenfalls leicht zu; er stieg von 21 % im Jahr 2013 auf 22 % im Berichtsjahr. Der niederländische Anteil blieb mit 26 % stabil. Die restlichen 4 % verteilten sich auf Dänemark, Großbritannien

und andere Länder (2013: 6 %). Insgesamt stammten knapp zwei Drittel des Erdgasaufkommens in Deutschland aus Westeuropa. Die Erdgasexporte deutscher Unternehmen in das Ausland gingen um 10 % zurück.

Per Saldo wurden 2014 rund drei Mrd. kWh Erdgas eingespeichert. Im Vorjahr waren per Saldo fünf Mrd. kWh den Speichern entnommen worden.

Tabelle 7

Erdgasaufkommen und -verwendung in Deutschland 2013 und 2014


 AG Energiebilanzen e.V.

	Einheit	2013 ¹	2014 ¹	Veränd. in %
Inländische Förderung	Mrd. kWh (H ₀)	115	100	-13,6
Einfuhr		1.059	941	-11,1
Summe Erdgasaufkommen		1.174	1.041	-11,4
Ausfuhr		238	215	-9,6
Speichersaldo ²		5	-3	-
Primärenergieverbrauch von Erdgas		942	823	-12,6
	Petajoule (H _v)	3.059	2.674	
	Mio. t SKE (H _v)	104,4	91,2	
Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsländern				
Inländische Förderung	%	10	10	
Russland	%	37	38	
Norwegen	%	21	22	
Niederlande	%	26	26	
Dänemark, Großbritannien u. a.	%	6	4	

¹ Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

² Minus = Einspeicherung

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quelle: BDEW

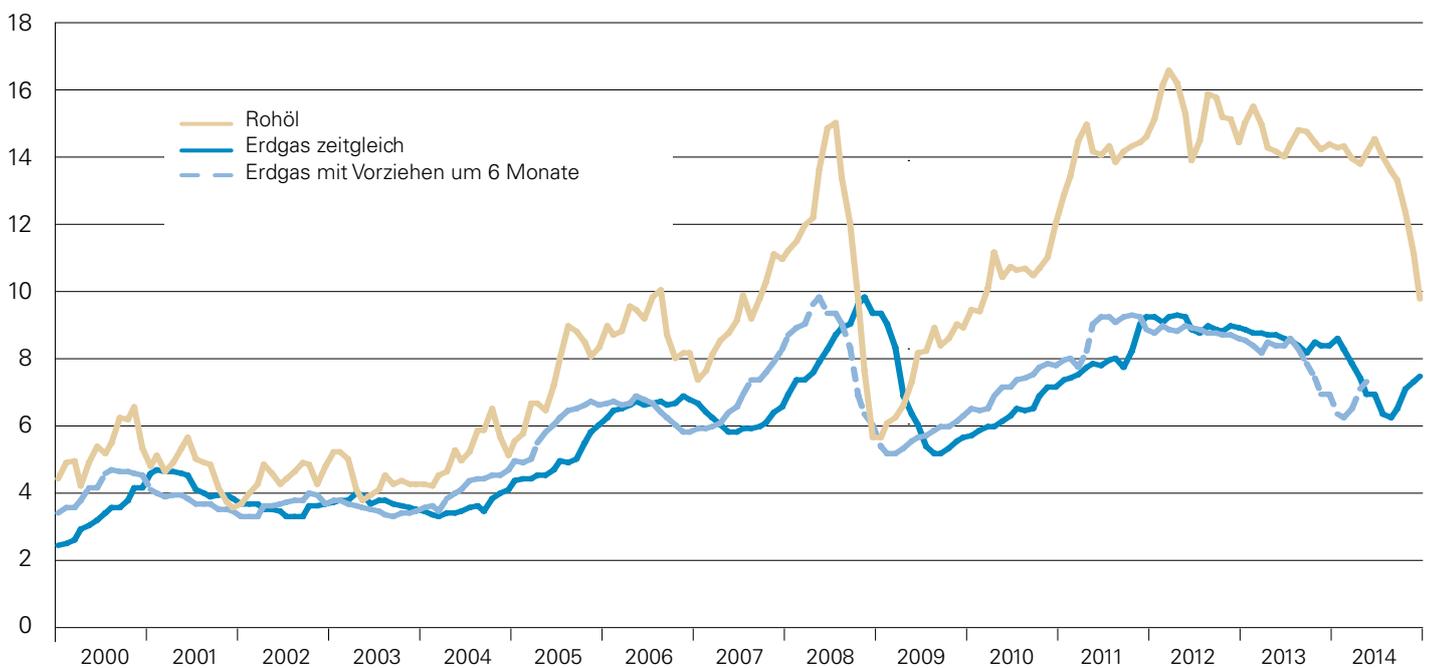
Mit der Liberalisierung der Energiemärkte haben sich Spot- und Terminmärkte für Erdgas zügig entwickelt. Der Gashandel an den europäischen Hubs zeigt insgesamt ein deutliches Wachstum. An den virtuellen Handelspunkten entstehen heute wesentliche angebots- und nachfragebasierte Preissignale für den europäischen und somit auch deutschen Markt. Mit zunehmender Bedeutung des kurzfristigen Handels an den Spotmärkten und anderen Handelsplätzen gibt es seit 2010 einen immer deutlicher werdender Preis-Spread zwischen den Grenzübergangswerten für Rohöl und Erdgas, der in der Abbildung 8 gut erkennbar ist.

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 Vergleich zu 2012 kam es im Jahr 2013 zu einer Preissenkung, die sich 2014 fortsetzte. Im Jahresmittel fielen die Erdgasimportpreise im Jahr 2014 insgesamt um fast 15 % gegenüber dem Vorjahr.

Abbildung 8

Monatliche Grenzübergangswerte für Rohöl und Erdgas in Deutschland 2000 bis 2014

Grenzübergangswerte in Euro je Gigajoule



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

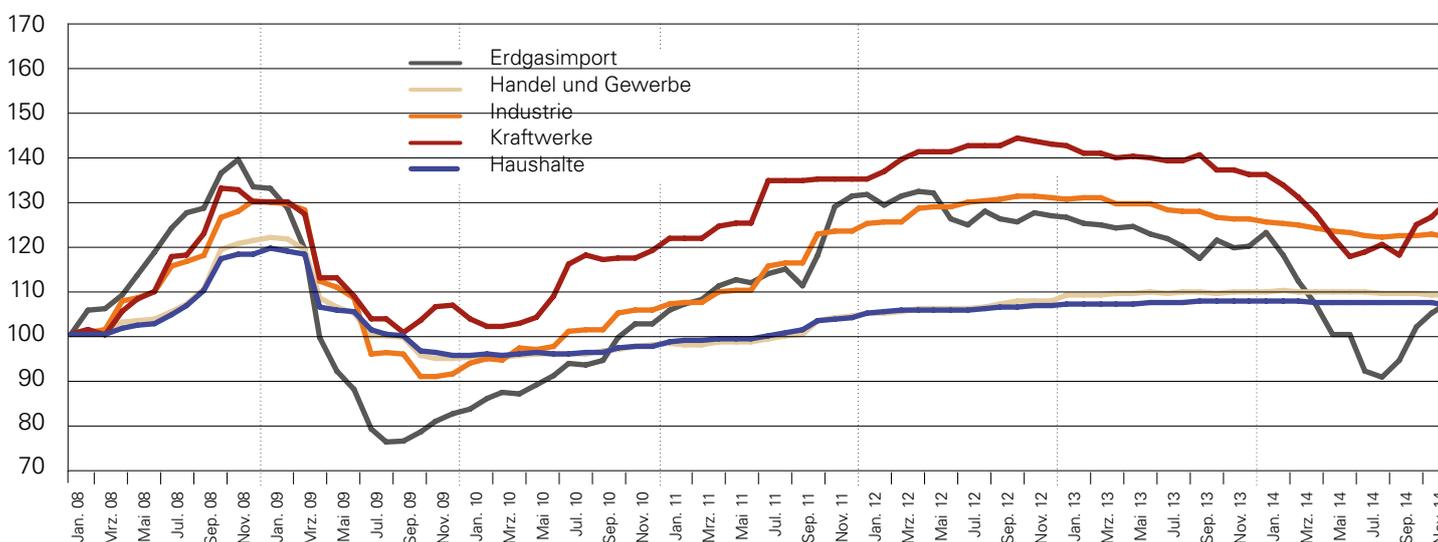
Die Entwicklung der Importpreise schlug sich unterschiedlich in den inländischen Abgabepreisen nieder (Abbildung 9). Obwohl die Erdgasimportpreise im Jahr 2014 um 14,6 % gesunken sind, haben sich die Erdgaspreise für die verschiedenen Verbrauchergruppen gemessen am Index der Erzeugerpreise (Inlandsabsatz) unterschiedlich entwickelt. So profitierten im Jahr 2014 die großen Gasverbraucher von den niedrigeren Importpreisen: Besonders gute Preisvorteile hatten diejenigen Abnehmer, die sich direkt über die Börse versorgten,

da die Börsennotierungen um 17,8 % sanken. Die Abgabepreise an Kraftwerke gingen mit 10,2 % deutlich zurück. Die Gaspreise für große industrielle Abnehmer (Jahresabgabe größer 500 GWh) lagen mit einem Minus von 7,2 % ebenfalls deutlich unter dem Vorjahresniveau. Die Preise für kleine industrielle Gasverbraucher (Abgabe 11,63 GWh/a) sanken um 4,3 %. Die Gaspreise für die Bereiche Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und private Haushalte blieben mit 0,0 % bzw. +0,1 % in etwa unverändert.

Abbildung 9

Preise für Erdgasimporte und Erdgasabsatz in Deutschland 2008 bis 2014

Januar 2008 = 100



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

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 wirken sich schwächer auf die Veränderungsraten der Endkundenpreise aus. Unterschiedliche Preisentwicklungen bei verschiedenen Kundengruppen sind aber hauptsächlich eine Folge unterschiedlich langer Vertragslaufzeiten.

Die Anpassungszeiträume von Verkaufspreisen und damit auch die Beschaffungszeiträume der Gasversorgungsunternehmen orientieren sich an den Laufzeiten der Verträge mit den Kunden (sogenannte „back-to-back-Beschaffung“), wobei die Beschaffungszeiträume für große Verbraucher in der Regel kürzer sind als für Haushaltskunden, letztere dafür aber auch längere Preisgarantien haben. Dies bedeutet in der Praxis, dass kurzfristige Schwankungen der Einkaufspreise geglättet und damit bei sinkenden Marktpreisen verzögert auf die Endkundenpreise wirken, gilt im umgekehrten Fall aber auch für steigender Einkaufspreise, die ebenfalls in geringerem Umfang und verzögert wirken.

Abbildung 10

Natural-Gas-Year-Future an der EEX 2011 bis 2014 für Lieferzeit Januar 2016

Settlement Price in Euro/MWh



Quelle: EEX

Steinkohle

Im Jahr 2014 ging der Primärenergieverbrauch an Steinkohle nach vorläufigen Schätzungen um 7,9 % gegenüber dem Vorjahr auf 56,2 Mio. t SKE zurück. Damit belegt Steinkohle weiterhin nach Mineralöl und Erdgas den dritten Platz im deutschen Primärenergieverbrauchs-Mix. Vor dem Hintergrund eines insgesamt rückläufigen deutschen Primärenergie- und auch Stromverbrauchs ist der in diesem Jahr besonders starke Rückgang des Steinkohlenverbrauchs in erster Linie auf den wachsenden Einsatz erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung und somit auf die Energiewende in Deutschland zurückzuführen.

Das Aufkommen an Steinkohle (Inlandsförderung plus statistisch erfasste Importe) nahm 2014 im Vergleich zum Vorjahr um 2,7 % auf 53,5 Mio. t SKE ab (Tabelle 8). Während die inländische Steinkohlenförderung mit 7,8 Mio. t SKE nahezu unverändert blieb, verringerten sich die Einfuhren von Steinkohle und Koks um 3,2 % auf 45,7 Mio. t SKE. Zur Deckung der Verbrauchsmengen fand außerdem ein Lagerabbau statt; daneben ist von statistisch nicht erfassten Importmengen aus dem innereuropäischen Steinkohlenhandel auszugehen.

Fast wie schon im Jahr zuvor deckten die Steinkohlenimporte den inländischen Bedarf zu gut 86 %. Da 2014 noch keine weitere inländische Zechenschließung vorgenommen wurde – die planmäßige nächste Stilllegung, nämlich die des Bergwerks Auguste Victoria, ist für den Jahreswechsel 2015/16 geplant – entsprach die Steinkohlenförderung 2014 in etwa der Vorjahresproduktion. Gleichwohl ging und geht der planmäßige Anpassungs- und Auslaufprozess gemäß den kohlepolitischen Vorgaben für die geordnete und sozialverträgliche Beendigung des subventionierten deutschen Steinkohlenbergbaus bis Ende 2018 weiter. Aktuell sind in Deutschland noch drei Steinkohlenbergwerke in Betrieb (Prosper Haniel in Bottrop, Auguste Victoria in Marl und Ibbenbüren). Der den deutschen Steinkohlenbergbau tragende RAG-Konzern bereitet sich unterdessen schon systematisch auf die Nachbergbauzeit vor, u. a. durch die Umwidmung und Erschließung von Bergbau-Infrastruktur für die Nutzung von erneuerbaren Energien sowie die Untersuchung der Potenziale für untertätige Pumpspeicherkraftwerke, deren technische Machbarkeit inzwischen nachgewiesen ist.

Tabelle 8

Aufkommen und Verwendung von Steinkohle in Deutschland 2013 und 2014

	Einheit	2013	2014 ¹	Veränderung in %
Primärenergieverbrauch	Mio. t SKE	61,0	56,2	-7,9
Kraft- und Heizkraftwerke	Mio. t SKE	41,8	36,9	-11,7
Stahlindustrie	Mio. t SKE	17,6	17,8	1,1
Wärmemarkt ²	Mio. t SKE	1,6	1,5	-6,3
Einfuhr von Steinkohle und Koks ³	Mio. t SKE	47,2	45,7	-3,2
Steinkohlenförderung (einschl. Kleinzechen)	Mio. t SKE	7,8	7,8	0,0

¹ Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

² Koks in Kohle umgerechnet

³ Einschließlich Zukäufe

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Auf der Verwendungsseite verringerte sich 2014 der Einsatz von Steinkohle in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung gegenüber dem Vorjahr sehr deutlich um 11,7 % auf 36,9 Mio. t SKE, insbesondere infolge des gesunkenen Stromverbrauchs sowie des

weiteren Ausbaus und einer teilweise höheren Verfügbarkeit erneuerbarer Energieträger. Gegenüber Erdgas profitierte Steinkohle weiterhin von ihren erheblich niedrigeren Brennstoffbezugskosten und zu einem geringeren Anteil auch von den weiterhin relativ niedrigen

CO₂-Zertifikate-Preisen im europäischen Emissionshandelssystem. Im Energieträger-Mix der Stromerzeugung lag die Steinkohle 2014 mit einem Anteil von 18 % weiter auf dem dritten Rang, hier allerdings hinter der Gesamtheit der erneuerbaren Energien und der Braunkohle.

Die Koks- und Koksnachfrage der Eisenschaffenden Industrie hingegen erhöhte sich leicht gegenüber der konjunkturell bedingt schwächeren Vorjahresnachfrage um 1,1 % (0,2 Mio. t SKE) auf 17,8 Mio. t SKE. Während der Kraftwerkseinsatz rund 66 % und der Einsatz in der Stahlindustrie knapp 32 % am gesamten deutschen Steinkohleverbrauch betragen, erfüllte der Anteil des Wärmemarktes mit weniger als 3 % nur eine Nischenfunktion.

Wie die vorliegenden Daten (Jan. bis Nov.) für die deutschen Steinkohlenimporte des vergangenen Jahres gemäß der Erhebung nach Energiestatistikgesetz zeigen, baute Russland seine schon im Vorjahr bestehende Spitzenposition weiter leicht aus (Tabelle 9). Denn der gegenüber dem US-Dollar stark gefallene Rubel bedeutet für die russischen Kohleförderer zunächst eine höhere Marge, da die Kohle in US-Dollar bezahlt wird, während die wesentlichen Kosten der Kohleförderung,

insbesondere Löhne, Strom und Diesel, in Rubel beglichen werden. Obwohl die Steinkohle- und -koks-einfuhren aus den USA im Vorjahresvergleich insbesondere infolge des hohen Kohlepreistrückgangs in Nordwesteuropa um ein Fünftel zurückgingen, behaupteten sich die US-Exporte nach Deutschland auf dem zweiten Platz. Hierbei handelt es sich überwiegend um Bestellungen aus früheren Jahren, deren physische Erfüllung erst in 2014 erfolgt und die preislich abgesichert wurden. Auffällig ist der Rückgang der Importe aus Kolumbien, die um mehr als ein Viertel nachgaben. Dies war eine unmittelbare Folge eines von der kolumbianischen Regierung verhängten Exportverbotes bis Ende März des vergangenen Jahres gegen einen bedeutenden Exporteur, nachdem staatliche Umweltauflagen nicht fristgerecht umgesetzt wurden, einigen längeren Streiks in den Kohleminen aller großen Produzenten sowie ein Transportverbot per Bahn während der Nachtzeit. Davon profitierten vor allem Importe aus Südafrika, die sich gegenüber dem Vorjahr fast verdoppelten. Eine Zunahme gab es auch bei den Lieferungen aus Australien und in geringerem Umfang aus Kanada (vor allem Koks- und Kohle). Während die Steinkohleimporte aus Polen nur leicht rückläufig waren, brachen die Einfuhren aus den übrigen EU-Ländern um knapp ein Drittel ein (Tabelle 9).

Tabelle 9

Deutsche Steinkohleimporte nach Lieferländern 2013 und 2014

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



 AG Energiebilanzen e.V.

	2013	2014	2013	2014	Veränderung in %
	Mio. t		Anteile in %		
Russland	12,1	12,3	26,8	27,7	2,2
USA	9,9	7,9	22,1	17,8	-20,4
Kolumbien	7,4	5,4	16,3	12,2	-26,2
Australien	4,4	5,3	9,7	11,9	21,3
Polen	5,3	5,1	11,7	11,5	-2,6
Südafrika	2,9	5,4	6,4	12,1	87,2
Kanada	1,1	1,3	2,4	2,9	17,9
Sonstige Drittländer	1,0	1,0	2,3	2,3	0,0
Übrige EU-Länder	1,0	0,7	2,3	1,6	-29,0
Gesamteinfuhren	45,0	44,5	100,0	100,0	-1,1

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

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

Die Aufwärtsentwicklung der Förderung von Steinkohle ist wie die Steigerung des Bruttoinlandsproduktes in vielen Ländern im vergangenen Jahr weitgehend zum Stillstand gekommen. Australien und Indien konnten die Produktion von Kesselkohle in den ersten 9 Monaten noch erheblich ausweiten, Indonesiens Produktion dagegen stagniert infolge verschiedener regulatorischer Entscheidungen der indonesischen Regierung auf hohem Niveau. Insgesamt dürfte die Weltsteinkohleförderung gegenüber dem Vorjahr nur leicht zulegt haben und bei etwa 7,2 Mrd. t liegen.

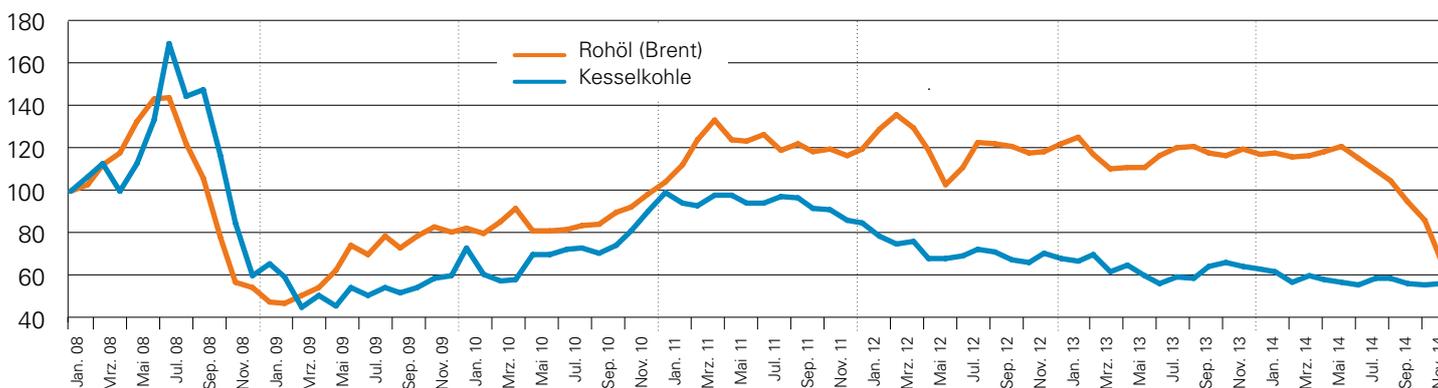
Die Weltmarktpreise für Steinkohle waren bis auf eine kurze Unterbrechung Mitte vergangenen Jahres wegen der weiterhin bestehenden Überkapazitäten und weltweit gesehen eher verhaltenen Nachfrage rückläufig.

Sie erreichten Mitte des Jahres 2014 mit etwas über 72 US\$/t cif ARA ihren vorläufigen Tiefpunkt der letzten fünf Jahre. Nach einer leichten Erholung ist seit September wieder ein Nachgeben der Preise festzustellen. Ende November 2014 kostete die Tonne Steinkohle cif ARA noch etwa 75 US\$, Mitte Dezember 2014 aber nur noch 72 US\$ und blieb damit 12 US\$ unter dem Vergleichspreis des Vorjahres (84 US\$). Ein schwächerer Euro gegenüber dem US-Dollar führt aber zu währungsbedingten Preisnachteilen in der Eurozone. So lag der durchschnittliche Preis frei deutsche Grenze (BAFA-Preis) im 3. Quartal 2014 bei 71,21 €/t SKE oder 61,03 €/t gegenüber 75,64 €/t SKE bzw. 64,83 €/t im Vergleichszeitraum des Vorjahres (zur Entwicklung der Weltmarktpreise von Kesselkohle und im Vergleich dazu Rohöl vgl. Abbildung 11).

Abbildung 11

Weltmarktpreise für Rohöl (Brent) und Kesselkohle 2008 bis 2014

Januar 2008 = 100



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

Nachdem die Spotpreise für Kokssteinkohle im Jahr 2013 noch zwischen 140 und 170 US\$/t notierten, sanken sie sowohl konjunktur- und damit nachfragebedingt als auch aufgrund einer gleichzeitig erheblichen Ausweitung der weltweiten Produktion im letzten Jahr weiter, und zwar von 160 US\$/t auf teilweise unter 100 US\$/t Ende 2014. Viele Kohle- und Kokssteinkohleminen arbeiten bei diesen Preisen nicht mehr wirtschaftlich. Einige Gruben wurden bereits geschlossen, stillgelegt oder die Förderung gedrosselt.

Die Frachtraten bewegten sich 2014, von wenigen zeitlich befristeten Ausnahmen abgesehen, in einer Bandbreite von 7-12 US\$/t für Capesize-Schiffe und die Benchmark-Route Richards Bay – Rotterdam. Im September zeigten sich die Frachtraten kurzfristig fester, fielen aber bis Ende letzten Jahres sogar auf nur

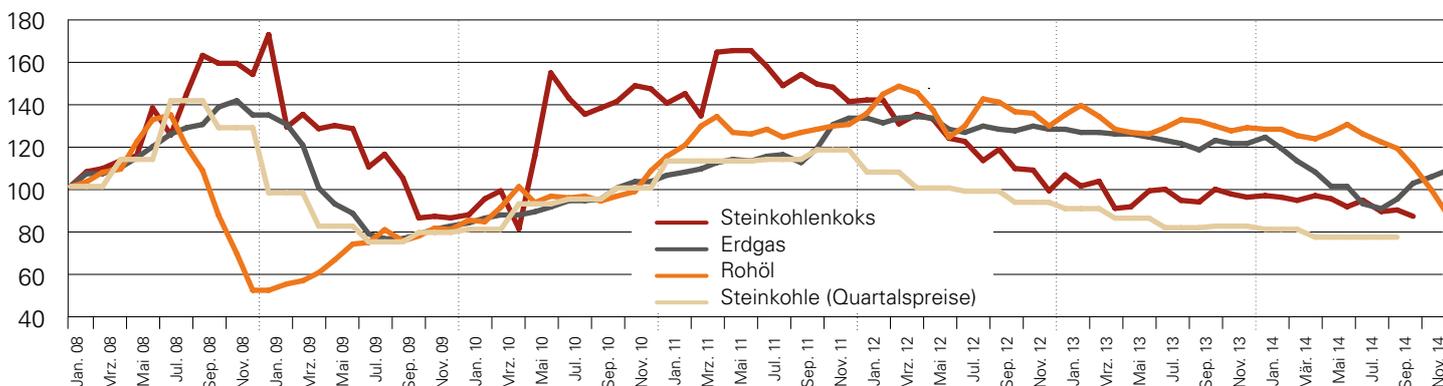
noch etwas über 5 US\$/t. Dieser Markt ist immer noch fundamental von Überkapazitäten geprägt. Darüberhinaus verursachten die geringeren Importe Chinas von brasilianischem Eisenerz ein höheres Angebot an Frachtraum und einen dadurch ausgelösten Druck auf die Preise.

Die Entwicklung der Weltmarktpreise spiegelt sich auch im sog. BAFA-Preis für Kraftwerkskohle aus Drittländern. Dieser vom BAFA ermittelte Preis für deutsche Kraftwerkskohleimporte aus Nicht-EU-Ländern fiel im dritten Quartal 2014 mit 71,21 €/t SKE frei deutsche Grenze auf seinen tiefsten Stand seit dem dritten Quartal 2009 mit einem Wert von 69,36 €/t SKE (zu den Grenzübergangswerten der fossilen Energieträgerimporte vgl. Abbildung 12).

Abbildung 12

Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas, Steinkohle/-koks in Deutschland 2008 bis 2014

Januar 2008 = 100



Quellen: BAFA; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Mineralölwirtschaftsverband e. V., Verein der Kohlenimporteure e. V.

Ein Blick auf die an der Börse gehandelten Futures für die Lieferperiode Januar 2016 zeigt seit Anfang 2012⁴ eine vergleichsweise stetige Abwärtsentwicklung von

Werten über 120 US\$/t auf Werte zwischen 60 und 70 US\$/t Ende 2014 (Abbildung 13).

Abbildung 13

Kohle-Futures an der EEX 2013 bis 30.12.2014 für die Lieferperiode Januar 2016
Settlement Price in US\$/t



Quelle: EEX

⁴ Kohle-Futures wurden erst seit Ende Dezember 2011 an der EEX gehandelt.

Braunkohle

Die Braunkohlenförderung war im Jahr 2014 mit 178,2 Mio. t insgesamt um 2,6 % niedriger als im Vorjahr. In Mitteldeutschland (+ 7 %) war die Kohलगewinnung höher. Im Rheinland (- 5 %) und in der Lausitz (- 3 %) lag sie dagegen unter dem Vorjahresergebnis. Im Helmstedter Revier wurde 2014 nach einem mehr-

monatigen Stillstand des Kraftwerkes im Vorjahr wieder eine Förderung von 1,8 Mio. t erreicht. Diese Veränderungen entsprechen weitgehend der jeweiligen Entwicklung der Lieferungen an die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (insgesamt 159,1 Mio. t, -3,0 %), an die rund 90 % der Förderung gehen (Tabelle 10).

Tabelle 10

Aufkommen und Verwendung von Braunkohle in Deutschland 2013 und 2014

AGEB
 AG Energiebilanzen e.V.

	Einheit	2013	2014 ¹	Veränderung in %
Rohbraunkohlenförderung im Inland nach Revieren				
Rheinland	Mio. t	98,6	93,6	-5,1
Lausitz	Mio. t	63,6	61,8	-2,8
Mitteldeutschland	Mio. t	19,6	20,9	6,9
Helmstedt	Mio. t	1,2	1,8	51,6
Braunkohlenförderung insgesamt	Mio. t	183,0	178,2	-2,6
	Mio. t SKE	56,6	55,2	-2,5
	PJ	1.660	1.618	-2,5
Verwendung inländischer Braunkohle				
Absatz insgesamt	Mio. t	164,9	161,0	-2,4
an Kraftwerke der allg. Versorgung	Mio. t	164,0	159,1	-3,0
an sonstige Abnehmer	Mio. t	0,9	1,9	109,2
Einsatz zur Veredlung	Mio. t	15,5	15,0	-3,0
Einsatz in Grubenkraftwerken	Mio. t	2,6	2,1	-16,2
Bestandsveränderung	Mio. t	0,0	0,1	-
Verwendung insgesamt	Mio. t	183,0	178,2	-2,6
Veredlungsprodukte aus inländischer Förderung insgesamt	1.000 t	6.971	6.708	-3,8
Außenhandel				
Einfuhren insgesamt	1.000 t SKE	62	74	20,7
Ausfuhren insgesamt	1.000 t SKE	1.132	1.546	36,5
Außenhandelssaldo	1.000 t SKE	-1.070	-1.471	-
Primärenergieverbrauch von Braunkohle	Mio. t SKE	55,6	53,6	-3,6
	PJ	1.630	1.572	-3,6

¹ Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.
 Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.

Der Heizwert der geförderten Kohlen war im Durchschnitt insgesamt etwa so hoch wie im Vorjahr, der Energieinhalt der gewonnenen Braunkohle lag daher mit 55,2 Mio. t SKE (1 618 PJ) um 2,5 % unter dem Vorjahresergebnis. Der Anteil der Braunkohle an der heimischen Energiegewinnung liegt wie im Vorjahr bei fast 42 %. Sie bleibt damit weiterhin ein wichtiger heimischer Energieträger.

Die Stromerzeugung aus Braunkohle bewegte sich wegen verschiedener Kraftwerksrevisionen mit fast 156 TWh um gut 3 % unter der Erzeugung des Vorjahres. Der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung ist mit 25,4 % bei einem insgesamt schrumpfenden Markt weitgehend konstant geblieben. Jede vierte Kilowattstunde Strom, die in Deutschland verbraucht wird, stammt damit aus Braunkohle.

Die Herstellung von Veredlungsprodukten aus Braunkohle ist insgesamt um fast 4 % auf rund 6,7 Mio. t

zurückgegangen. Zuwächse waren bei Staub- (+ 2 %) und Koksproduktion (+ 9 %) zu verzeichnen. Dagegen blieben die Briketterzeugung (- 12 %) und die Herstellung von Wirbelschichtkohle (- 25 %) witterungsbedingt unter dem Vorjahresergebnis.

Mit 53,6 Mio. t SKE (1 572 PJ) war der Primärenergieverbrauch Braunkohle um 3,6 % niedriger als im Vorjahr, damit deckte sie rund 12 % des gesamten inländischen Energiebedarfs.

Die Endenergiesektoren verbrauchten 2014 mit 3,1 Mio. t SKE etwa 6 % weniger Braunkohle und Braunkohlenprodukte als im Jahr zuvor (Tabelle 11). In der Industrie blieb der Braunkohleneinsatz nahezu unverändert, während bei den privaten Haushalten (einschließlich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) wegen der sehr milden Witterung ein drastischer Rückgang um rund 29 % zu verzeichnen war (Tabelle 11).

Tabelle 11

Braunkohlen-Bilanz für Deutschland 2013 und 2014

In 1.000 t SKE



 AG Energiebilanzen e.V.

	2013	2014 ¹	Veränderung in %
Gewinnung Inland	56.637	55.195	-2,5
+ Einfuhr	62	75	21,0
= Aufkommen	56.699	55.270	-2,5
+/- Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: -)	61	-80	-
- Ausfuhr	1.131	1.542	36,3
= Primärenergieverbrauch	55.629	53.648	-3,6
- Einsatz in Kraftwerken	51.566	49.826	-3,4
- Sonst. Umwandlungseinsatz	5.051	4.870	-3,6
+ Umwandlungsausstoß	5.120	4.932	-3,6
- Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch	813	772	-3,7
= Endenergieverbrauch	3.319	3.112	-6,2
Industrie	2.630	2.623	-0,3
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Deputate	689	489	-29,0

¹ Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Elektrizitätswirtschaft

2014 wurden in Deutschland brutto 614,0 Mrd. kWh Strom erzeugt. Im Vergleich zum Vorjahr nahm die Stromerzeugung damit um 19,2 Mrd. kWh – das entspricht 3,0 % – ab. Der Rückgang verteilte sich in unterschiedlicher Höhe

auf nahezu alle konventionellen Energieträger. Zuwächse konnte die Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern erzielen. Der Stromverbrauch ging nach bisherigen Zahlen um 3,5 % auf 578,5 Mrd. kWh zurück (Tabelle 12).

Tabelle 12

Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2014 nach Energieträgern



 AG Energiebilanzen e.V.

	1990	1995	2000	2005	2010	2013	2014 ¹	2013 bis 2014	1990 bis 2000	2000 bis 2014	1990 bis 2014	
	Bruttostromerzeugung, Stromaustausch und Bruttostromverbrauch in Mrd. kWh							Jahresdurchschnittliche Veränderung in %				
Braunkohle	170,9	142,6	148,3	154,1	145,9	160,9	155,8	-3,2	-1,4	0,4	-0,4	
Kernenergie	152,5	154,1	169,6	163,0	140,6	97,3	97,1	-0,2	1,1	-3,9	-1,9	
Steinkohle	140,8	147,1	143,1	134,1	117,0	121,7	109,0	-10,4	0,2	-1,9	-1,1	
Erdgas	35,9	41,1	49,2	72,7	89,3	67,5	58,3	-13,7	3,2	1,2	2,0	
Mineralöl	10,8	9,1	5,9	12,0	8,7	7,2	6,0	-6,6	-5,9	0,2	-2,4	
Erneuerbare	19,7	25,1	37,9	62,5	104,8	152,4	160,6	5,4	6,8	10,9	9,1	
Sonstige	19,3	17,7	22,6	24,1	26,8	26,2	27,2	4,0	1,6	1,3	1,4	
Bruttostromerzeugung	549,9	536,8	576,6	622,6	633,1	633,2	614,0	-3,0	0,5	0,5	0,5	
Stromflüsse aus dem Ausland	31,9	39,7	45,1	53,4	42,2	38,4	38,9	1,2	3,5	-1,1	0,8	
Stromflüsse in das Ausland	31,1	34,9	42,1	61,9	59,9	72,2	74,4	3,0	3,1	4,2	3,7	
Stromaustauschsaldo Ausland	0,8	4,8	3,1	-8,5	-17,7	-33,8	-35,5	5,0	14,3	-	-	
Bruttostromverbrauch	550,7	541,6	579,6	614,1	615,4	599,4	578,5	-3,5	0,5	0,0	0,2	
	Struktur der Bruttostromerzeugung in %											
Braunkohle	31,1	26,6	25,7	24,7	23,0	25,4	25,4					
Kernenergie	27,7	28,7	29,4	26,2	22,2	15,4	15,8					
Steinkohle	25,6	27,4	24,8	21,5	18,5	19,2	17,8					
Erdgas	6,5	7,7	8,5	11,7	14,1	10,7	9,5					
Mineralöl ²	2,0	1,7	1,0	1,9	1,4	1,1	1,0					
Erneuerbare	3,6	4,7	6,6	10,0	16,6	24,1	26,2					
Sonstige	3,5	3,3	3,9	3,9	4,2	4,1	4,4					
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: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; BDEW; Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Die Stromerzeugung der Braunkohlekraftwerke belief sich 2014 auf 155,8 Mrd. kWh. Das entspricht einem Rückgang von 3,2 % im Vergleich zum Vorjahreswert. Am Jahresende war eine Netto-Leistung von 21.312 MW installiert. Der Beitrag der Braunkohlekraftwerke zu Bruttostromerzeugung betrug 25,4 %.

Die Steinkohlekraftwerke lieferten 2014 weniger Strom als im vorangegangenen Jahr. Sie produzierten 109,0 Mrd. kWh – 12,7 Mrd. kWh weniger als im Vorjahr. Das entspricht im Vergleich mit 2013 einem Minus von 10,4 %. Im Berichtsjahr gingen zwei neue Blöcke ans Netz, so dass am Jahresende 27.448 MW Leistung (netto) installiert waren. Der Anteil der Steinkohle am Energieträgermix der deutschen Stromversorgung betrug 17,8 %.

Die neun deutschen Kernkraftwerke erzeugten im Berichtsjahr 97,1 Mrd. kWh Strom; das entspricht einem Anteil von 15,8 % an der Bruttostromerzeugung in Deutschland. Die Kernkraftwerke lieferten damit annähernd die gleiche Strommenge wie 2013 (97,3 Mrd. kWh). Die installierte Kernkraftleistung (netto) blieb 2014 unverändert bei 12.068 MW.

Der Einsatz von Erdgas als Brennstoff in den Kraftwerken der Stromversorgung ging um knapp 20 % zurück; er befindet sich seit 2008 in einem kontinuierlichen Rückgang. Während für den Einsatz in KWK-Prozessen der Rückgang bei 14 % lag, ging die Verstromung von Erdgas in ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzten Anlagen auch 2014 erneut um mehr als ein Drittel zurück. Ursachen waren im Wesentlichen der Mehreinsatz von erneuerbaren Energien einerseits und der insgesamt gesunkene Stromverbrauch andererseits. Der Einsatz von Erdgas in kleineren, dezentralen Anlagen (BHKW) und in Industriekraftwerken verzeichnete aufgrund der Witterung trotz Zubaus einen leichten Rückgang. In Summe hatte Erdgas 2014 einen Anteil von 9,5 % an der Bruttostromerzeugung Deutschlands. Die installierte Leistung (netto) einschließlich kleinerer BHKW betrug Ende 2014 28.697 MW.

2014 wurde aus erneuerbaren Energiequellen gesamthaft 160,6 Mrd. kWh Strom erzeugt, das waren 5,4 % mehr als im Jahr zuvor und der Erzeugungsanteil stieg auf 26,2 %. Den größten Zuwachs konnte die Stromerzeugung aus Windenergie verzeichnen. Mit 56,0 Mrd.

kWh wurden 4,3 Mrd. kWh Strom mehr erzeugt als im Vorjahr. Das entspricht einem Anstieg um 8,2 %. Insgesamt war 2014 im langjährigen Vergleich wie schon 2013 ein eher schwaches Windjahr. Dennoch sorgten vor allem das 1. Quartal 2014 sowie der außerordentlich ertragreiche Dezember für eine Rekordstromerzeugung aus Windenergie. Dazu beigetragen hat auch ein starker Zubau an installierter Leistung, zum einen durch Neuerrichtung, aber auch durch ein umfangreiches Repowering bestehender Anlagen. Die installierte Leistung der Windkraftwerke stieg 2014 onshore um 4.359 MW und offshore um 529 MW (nur angeschlossene Anlagen) auf nunmehr insgesamt 39.153 MW.

Photovoltaikanlagen lieferten 2014 34,9 Mrd. kWh Strom. Diese Strommenge beinhaltet nicht nur die Einspeisungen in das Netz der allgemeinen Versorgung, sondern auch den Selbstverbrauch – unabhängig davon, ob dieser EEG-vergütet wurde oder nicht. Verglichen mit 2013 waren das 3,9 Mrd. kWh mehr. Der Beitrag der Solarenergie zum deutschen Strommix betrug 5,7 %. Im Jahr 2014 wurden rund 1.900 MW_p Photovoltaik-Leistung zugebaut, am Jahresende waren damit 38.236 MW_p installiert.

Aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse wurden im Berichtsjahr 43,0 Mrd. kWh Strom gewonnen. Das entsprach einem Anstieg von 4,5 % 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 2014 in Deutschland 49,1 Mrd. kWh Strom aus biogenen Energieträgern produziert. Ihr Anteil am Energieträgermix der deutschen Stromerzeuger betrug damit insgesamt 8,0 %.

Die Stromerzeugung der Wasserkraftwerke sank nach dem guten Wasserjahr 2013 um 10,9 % auf 20,5 Mrd. kWh. Damit lag der Anteil der Laufwasser- und Speicherkraftwerke am Strommix bei 3,3 %.

Der Beitrag der erneuerbaren Energieträger insgesamt zur Deckung des Brutto-Inlandsstromverbrauchs belief sich nach ersten Zahlen 2014 auf 27,8 % (2013: 25,4 %).

Im Jahr 2014 betrug die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen der allgemeinen Versorgung, der Industrie und privaten Anlagen (z. B. fossil oder bio-

Zu dem insgesamt um 3,5 % auf 578,5 Mrd. kWh gesunkenen Brutto-Inlandsstromverbrauch haben praktisch alle Sektoren im Umwandlungs- und Endenergiebereich beigetragen. Der Stromverbrauch von Industrie, Handel und Gewerbe sank von 321,4 Mrd. kWh im Jahr 2013 um 2,0 % auf 315,0 Mrd. kWh im Berichtsjahr. Hauptgrund für diese Entwicklung war die schwache Konjunktur energieintensiver Industrien. Deutlich stärker sank der Stromverbrauch der privaten Haushalte: von 136,0 Mrd. kWh um 6,4 % auf 127,3 Mrd. kWh. Ein wichtiger Grund war die im Vergleich zu 2013 insgesamt mildere Witterung. Hinzu kamen Sparmaßnahmen bei den Verbrauchern sowie Effizienzverbesserungen. Der Verbrauch in den übrigen Sektoren öffentliche

Einrichtungen, Verkehr und Landwirtschaft ging um 3,6 % zurück. Insgesamt sank der Nettostromverbrauch um 3,3 %. Der Verbrauch im Umwandlungsbereich insgesamt (Kraftwerkseigenverbrauch, Pumpstromverbrauch sowie Netzverluste und Nichterfasstes) fiel von rund 70 Mrd. kWh im Jahr 2013 um 4,5 % auf 67 Mrd. kWh im Jahr 2014.

Insgesamt ist seit 2007, als der Bruttostromverbrauch mit 621,5 Mrd. kWh seinen bisherigen Spitzenwert erreicht hatte, ein deutlicher Rückgang festzustellen. Ob es sich hierbei mit Blick auf die Zukunft schon um eine stabile Tendenz handelt, muss vertieften Analysen vorbehalten bleiben.

Tabelle 13

Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2000 bis 2014



 AG Energiebilanzen e.V.

	2000	2005	2010	2012	2013	2014 ¹	2013/ 2014	2000 bis 2014
	Mrd. kWh						Veränderung in %	
Bruttostromerzeugung	576,6	622,6	633,1	630,1	633,2	614,0	-3,0	6,5
Kraftwerkseigenverbrauch	-38,1	-39,8	-38,1	-37,1	-36,5	-35,0	-4,1	-8,2
Nettostromerzeugung	538,5	582,7	594,9	593,1	596,7	579,1	-3,0	7,5
Stromflüsse aus dem Ausland	45,1	53,4	42,2	44,2	38,4	38,9	1,1	-13,9
Stromflüsse in das Ausland	42,1	61,9	59,9	67,3	72,2	74,4	3,0	76,8
Nettostromaufkommen für Inland	541,5	574,3	577,2	570,0	562,9	543,6	-3,4	0,4
Pumpstromverbrauch	6,0	9,5	8,6	8,1	7,8	7,7	-1,5	27,4
Netzverluste und Nichterfasstes	34,1	30,5	28,0	27,6	25,9	24,4	-5,9	-28,5
Nettostromverbrauch	501,4	534,2	540,6	534,3	529,2	511,5	-3,3	2,0
davon:								
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	239,1	249,7	249,7	244,6	245,1	240,5	-1,9	0,6
Haushalte	130,5	141,3	141,7	138,0	136,0	127,3	-6,4	-2,5
Handel und Gewerbe	68,3	74,1	76,5	77,7	76,3	74,5	-2,4	9,1
Öffentliche Einrichtungen	42,9	47,6	51,6	52,4	50,8	48,6	-4,3	13,4
Landwirtschaft	7,5	8,3	9,0	9,5	9,0	8,9	-1,1	18,5
Verkehr	13,1	13,2	12,1	12,1	12,0	11,7	-2,4	-10,9
Bruttoinlandsstromverbrauch	579,6	614,1	615,4	607,1	599,4	578,5	-3,5	-0,2

¹ Angaben z.T. vorläufig und geschätzt
Quelle: BDEW

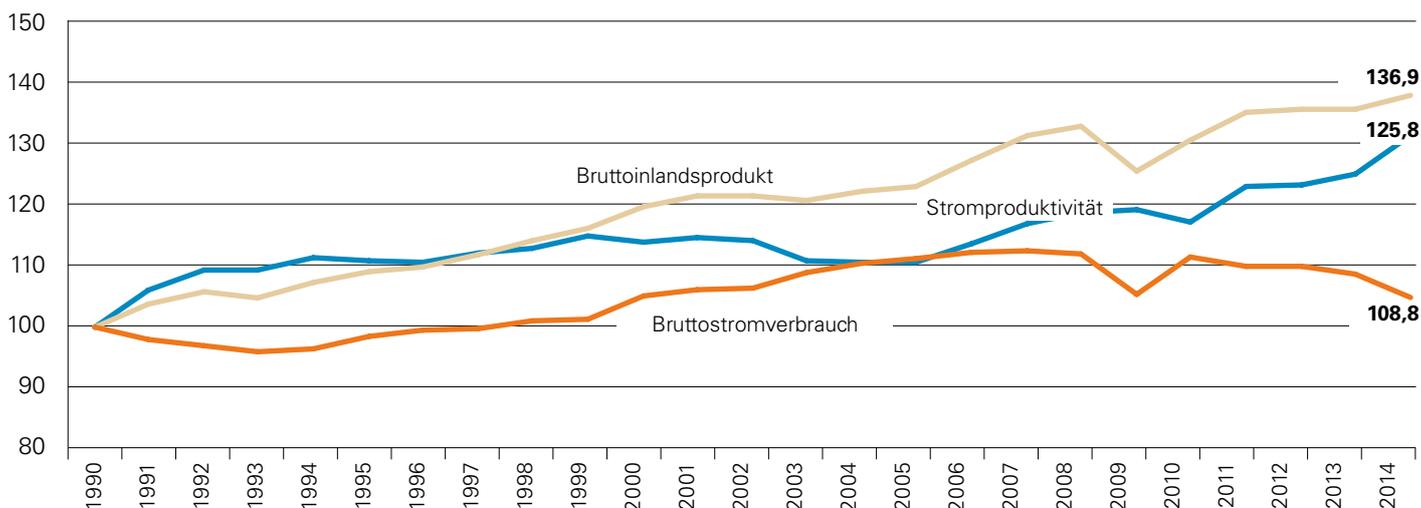
Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität als Verhältnis von preisbereinigtem Bruttoinlandsprodukt und Bruttostromverbrauch stieg im Jahr 2014 aufgrund des deutlichen Stromverbrauchsrückgangs bei gleichzeitig

gutem Wirtschaftswachstum um 5,3 % im Vergleich zum Vorjahr. Über den Zeitraum 1990 bis 2014 betrug der Produktivitätsanstieg im Jahresdurchschnitt 1,2 % (Abbildung 15 und Abbildung 16).

Abbildung 15

Bruttoinlandsprodukt¹, Bruttostromverbrauch und gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität² in Deutschland 1990 bis 2014

1990 = 100



1 Preisbereinigt

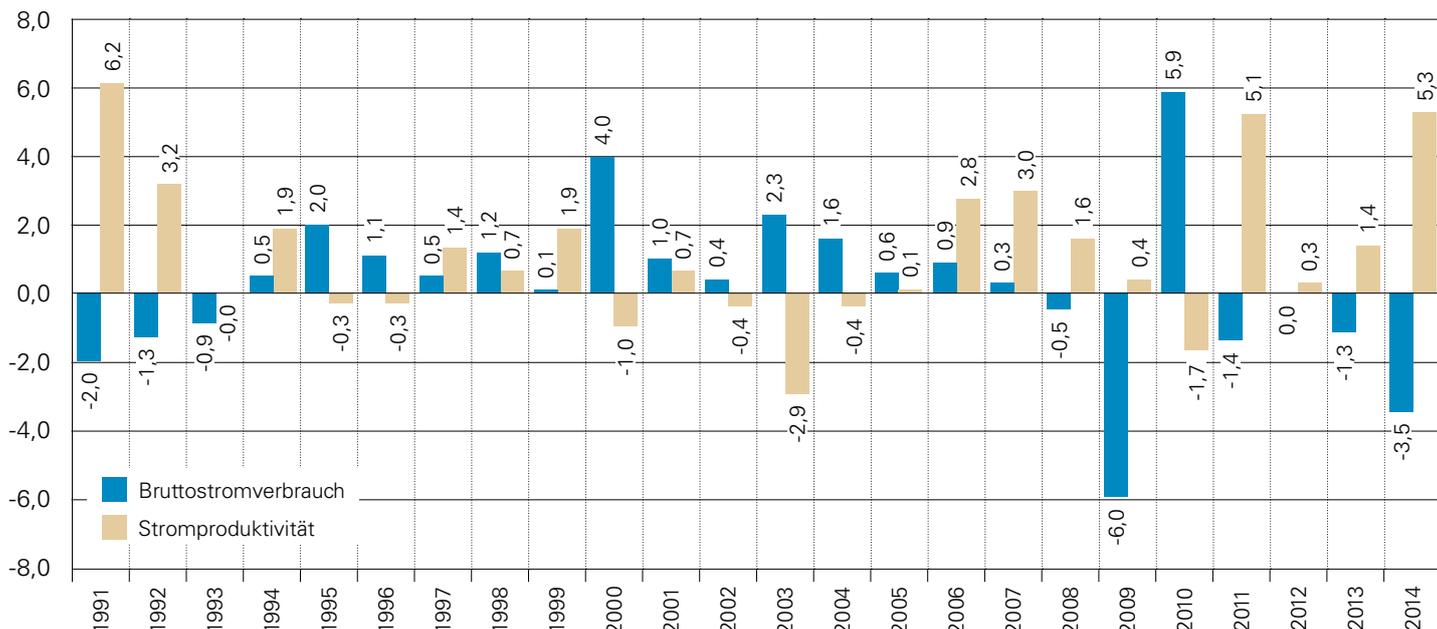
2 Bruttoinlandsprodukt je Einheit Bruttostromverbrauch

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

Abbildung 16

Veränderungen von Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität von 1991 bis 2014

Veränderungen gegenüber Vorjahr in %



Quellen: Statistisches Bundesamt; BDEW; AG Energiebilanzen e. V.

Eine Analyse des Einflusses der unterschiedlichen Komponenten für die Veränderungen des Stromverbrauchs von 1990 bzw. 2013 bis 2014 zeigt, dass hier fast ausschließlich der Effekt der gestiegenen Stromproduktivität (Stromintensitäts-Komponente) mit einem zurechenbaren Minus von gut 30 Mrd. kWh den Rückgang des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2014 (-20,8 Mrd. kWh) bewirkt hat. Insofern konnten die verbrauchserhöhenden Effekte des höheren Einkommens und

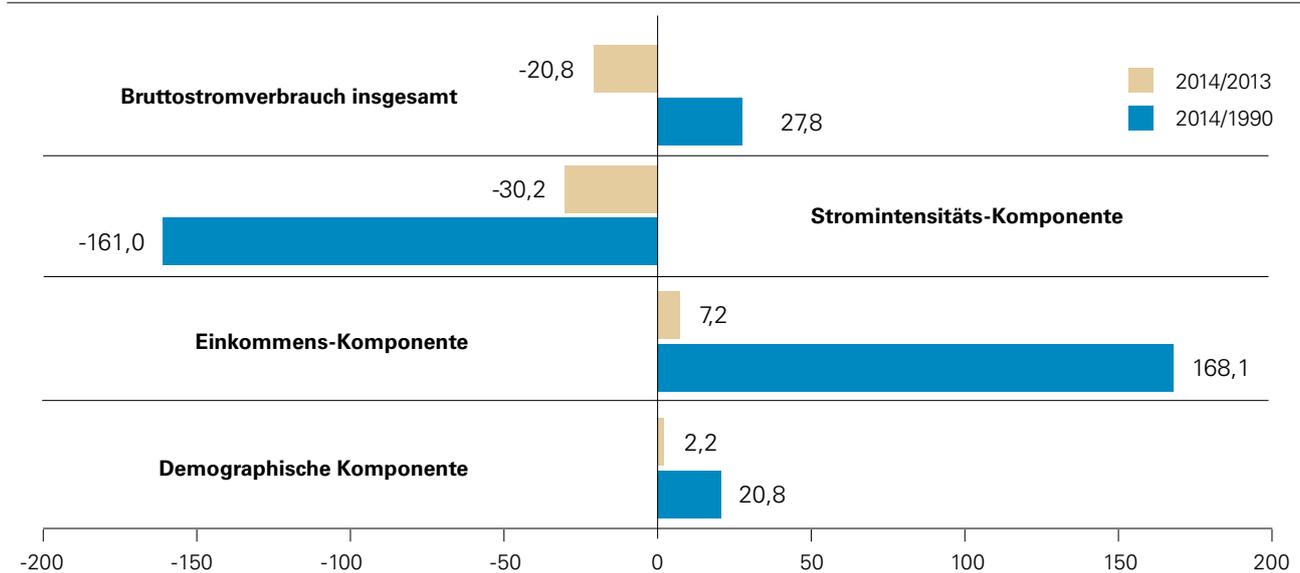
nachrangig der gestiegenen Bevölkerungszahl weit mehr als ausgeglichen werden (Abbildung 17).

Bei einem Blick auf die gesamte Periode von 1990 bis 2014 ändert sich das Bild: In diesem Fall übertrifft der den Stromverbrauch stimulierende Einkommenseffekt leicht den verbrauchsmindernden Stromintensitätseffekt mit der Folge eines im Ergebnis um 28 Mrd. kWh höheren Stromverbrauchs.

Abbildung 17

Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2014 gegenüber 2013 und 1990 in Mrd. kWh



Quellen: Statistisches Bundesamt; BDEW; AG Energiebilanzen e.V.

Die Strompreise für Industriekunden stiegen 2014 leicht um 1 %. Trotz deutlich gesunkener Beschaffungspreise am Großhandelsmarkt konnte der neuerliche Anstieg der EEG-Umlage 2014 von 5,3 ct/kWh auf 6,2 ct/kWh nicht vollständig kompensiert werden. Die steigende Belastung durch Steuern und Abgaben bei gleichzeitig rückläufigen Beschaffungskosten hat den Anteil der staatlichen Belastungen am Strompreis für Industriekunden von 42 % im Jahr 2013 auf 50 % im Jahr 2014 (ohne Stromsteuer) wachsen lassen. Dementsprechend ist der Anteil der Stromversorgung von 58 % auf 50 % gesunken.

Auch die Strompreise für Haushalte stiegen leicht um 1 % an. Damit fiel der Preisanstieg deutlich moderater als noch in den Jahren zuvor aus. Wie bei den Industriekunden war auch bei den Haushaltskunden der Anteil der Stromversorgung am Strompreis rückläufig, konnte aber den neuerlichen Anstieg der Steuern, Abgaben und Umlagen nicht kompensieren, sodass deren Anteil auf nunmehr 52 % angestiegen ist. Damit haben sich Steuern, Abgaben und Umlagen am Strompreis 2014 gegenüber 1998 nahezu vervierfacht. Im Jahr 2015

sinken Steuern, Abgaben und Umlagen erstmals seit langem geringfügig, zum einen aufgrund des leichten Rückgangs der EEG-Umlage, vor allem aber wegen der Offshore-Haftungsumlage, welche aufgrund der Rückverrechnung des Vorjahres im Jahr 2015 sogar mit negativem Vorzeichen in die Preiskalkulation einberechnet wird.

Gemessen am Erzeugerpreisindex haben sich die Strompreise im Jahr 2014 je nach Abnehmergruppe recht unterschiedlich entwickelt: Während sie bei den Haushalten und den gewerblichen Abnehmern leicht um 1,3 % (Vorjahr: 11,6 %) bzw. um 1,0 % (Vorjahr: 11,7 %) sowie bei den Sondervertragskunden auf der Niederspannungsebene um 2,4 % (Vorjahr: 8,1 %) und bei denjenigen auf der Hochspannungsebene um 1,5 % (Vorjahr: 1,9 %) zulegten, gingen sie bei der Abgabe an Weiterverteiler um 9,2 % (Vorjahr: -13,7 %) zurück. Zugleich sank der Börsenstrompreis um 11,8 %, im Vorjahr waren es sogar -19 % gewesen. Abgesehen von diesen beiden zuletzt genannten Bereichen hat sich die Strompreisentwicklung seit Anfang 2013 tendenziell etwas stabilisiert (vgl. auch Abbildung 18).

Abbildung 18

Erzeugerpreisindex für Sondervertragskunden und Abgabe an Haushalte in Deutschland von 2010 bis 2014

Januar 2010 = 100



Quellen: Statistisches Bundesamt; Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.

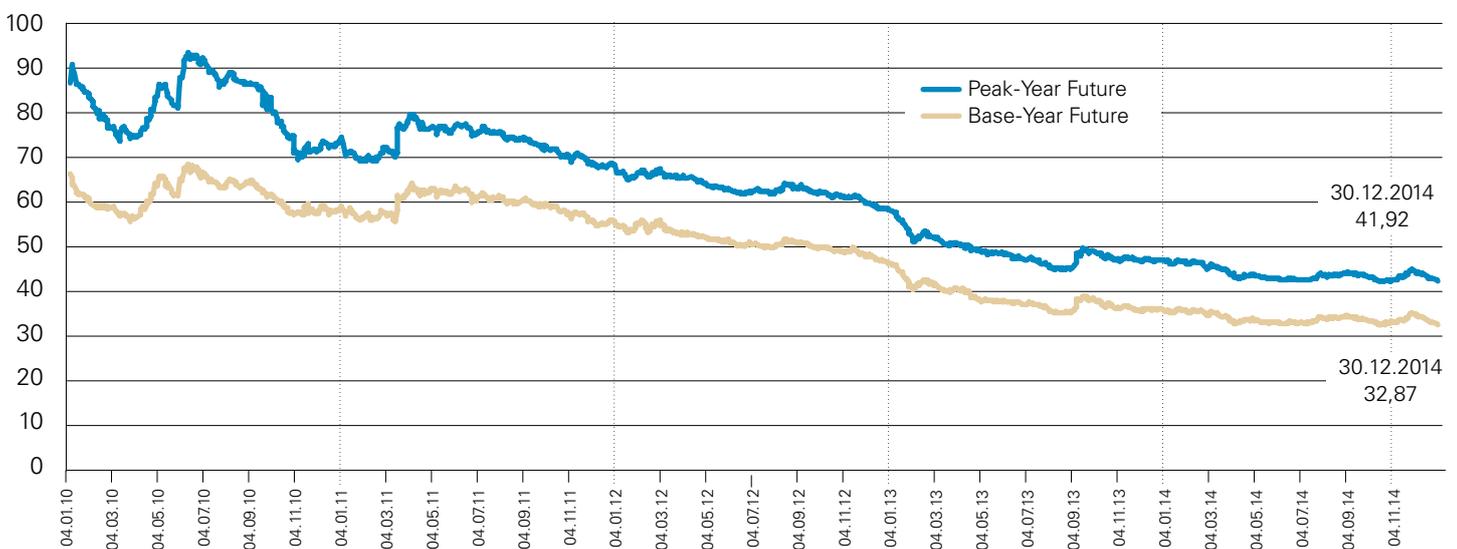
Verfolgt man die Entwicklung der Strompreise am Terminmarkt – in Abbildung 19 als Beispiel für die Lieferperiode Januar 2016, so zeigt sich innerhalb des Betrachtungszeitraumes von Anfang 2010 bis Ende 2014 eine recht eindeutige Preissenkungstendenz, die sich nach einem kurzfristigen Anstieg im Frühjahr 2011 im Zusammenhang mit der damals angeordneten Stilllegung von acht Kernkraftwerken erneut mit einem

starken Abwärtstrend fortsetzt. Seit April 2013 bewegen sich der Base-Year Future unterhalb der Marke von 40 €/MWh bis hin zu nahe 30 €/MWh und der Peak-Year Future unterhalb der 50 €/MWh-Marke. Vor dem Hintergrund dieser Preisentwicklung, die kaum Anreize für Kraftwerksinvestitionen setzt, ist auch die Diskussion um die Frage nach Kapazitätsmärkten zu verstehen.

Abbildung 19

EEX-Futures für Strom von 2010 bis 2014 für Lieferperiode Januar 2016

Phelix Power Futures Peak und Base in EUR/MWh



Quelle: EEX

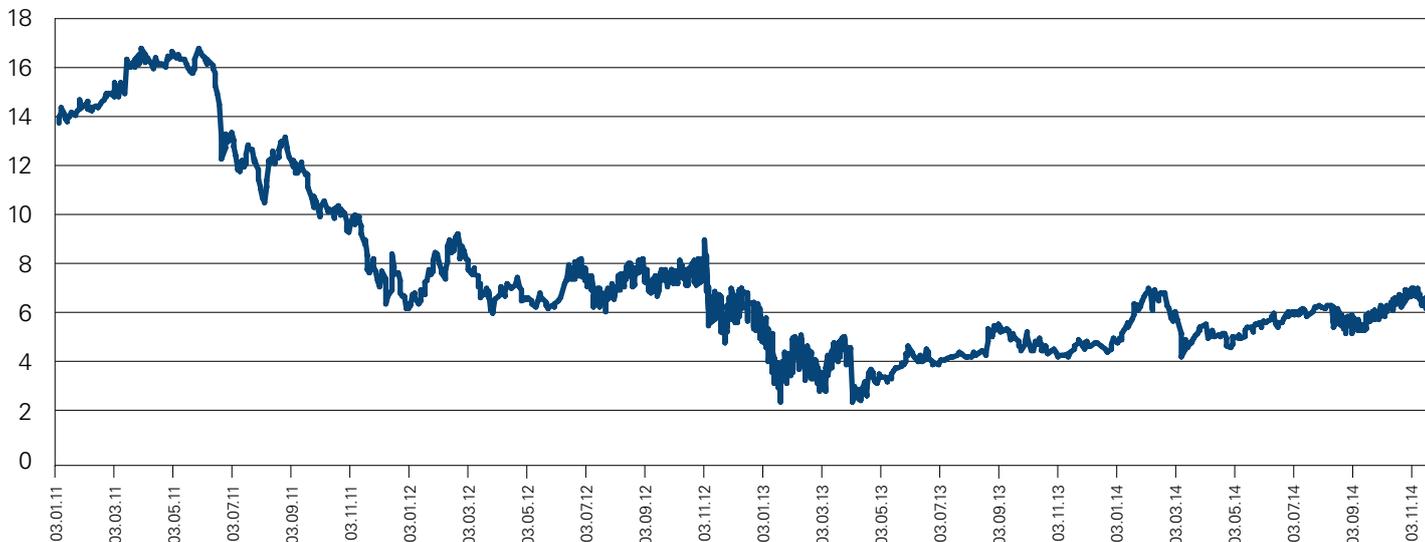
Für die Elektrizitätswirtschaft bleibt die Entwicklung der Zertifikatspreise für CO₂, die sich im Rahmen des europäischen Emissionshandels bilden, bedeutungsvoll. Hierfür liegt inzwischen eine geschlossene Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise für die zweite Handelsperiode von 2008 bis 2012 und nun auch für die beiden 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 10 €/t CO₂, dem eine längere Phase

relativer Preisstabilität in einer Größenordnung von etwa 13 bis 16 €/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 – und meist deutlich – unterhalb von 5 €/t CO₂ bewegten. Erst im Laufe des Jahres 2014 zeigt sich eine leichte Aufwärtstendenz in Richtung von 7 €/t CO₂ (Abbildung 20).

Abbildung 20

CO₂-Zertifikatspreise von 2011 bis 2014 auf dem EEX-Spotmarkt

Settlement prices in Euro/EU Allowances (EUR/EUA)



Quelle: EEX

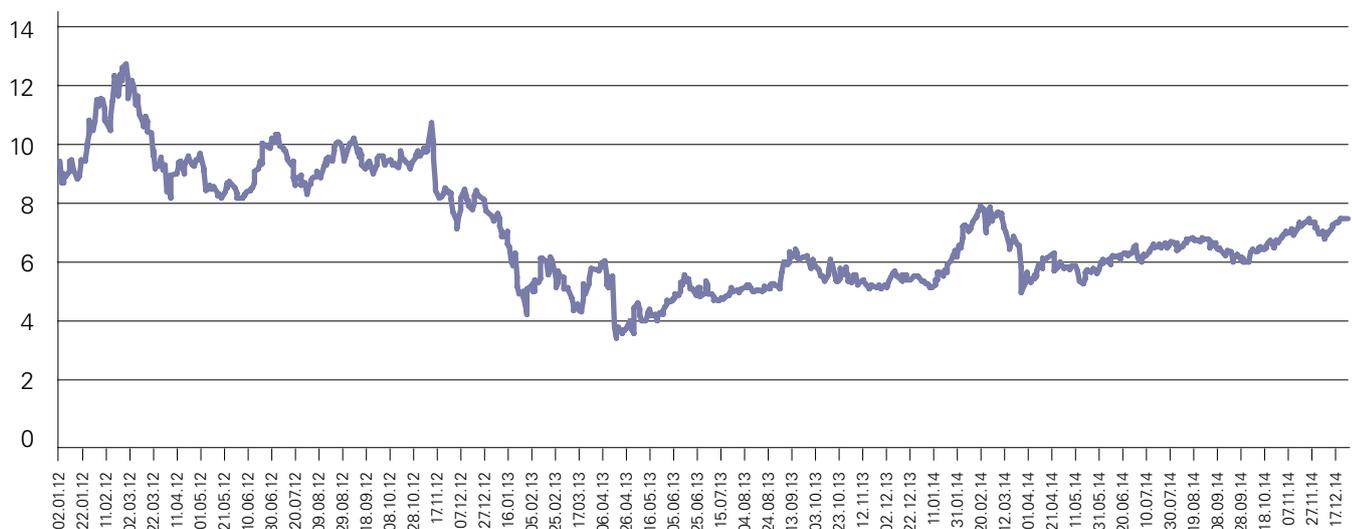
Offensichtlich sind die mit dem Emissionshandel intendierten Knappheitssignale kaum noch wirksam. Einen ähnlichen Verlauf wie die Spotpreise nahmen auch die CO₂-Zertifikatspreise auf dem Terminmarkt mit der

Lieferperiode im Dezember 2017. Diese unterscheiden sich kaum von den Preisen auf dem Spotmarkt und schwanken seit Anfang 2014 in einer Größenordnung von 5 bis 8 €/t CO₂ (Abbildung 21).

Abbildung 21

CO₂-Zertifikatspreise an der EEX auf dem Terminmarkt 2012 bis 2014 für die Lieferperiode Dezember 2017

Settlement prices in Euro/EU Allowances (EUR/EUA)



Quelle: EEX

Erneuerbare Energien

Die erneuerbaren Energieträger umfassen eine breite Palette von Energiequellen, die neben der Wasser- und Windkraft eine Vielzahl weiterer erneuerbarer Energien enthält (Tabelle 14). Ihr Beitrag zum Primärenergieverbrauch wurde – in Zusammenarbeit und Abstimmung mit der „Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik“ beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

sowie dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. – teilweise geschätzt. Im Ergebnis nahm der Verbrauch aller erneuerbaren Energieträger im Jahr 2014 gegenüber dem Vorjahr von 1.445 PJ um 0,5 % auf knapp 1.453 PJ (49,6 Mio. t SKE) zu, womit sich deren Anteil am Primärenergieverbrauch von 10,5 % im Jahr 2013 auf 11,1 % im Jahr 2014 erhöht hat.

Tabelle 14

Erneuerbare Energien in Deutschland 2013 und 2014 nach Verwendung und Energiequellen

	Primär-energieverbrauch			Stromerzeugung			Wärmeverbrauch			Kraftstoffverbrauch		
	2013	2014	Änderungen	2013	2014	Änderungen	2013	2014	Änderungen	2013	2014	Änderungen
	Petajoule		%	TWh		%	TWh		%	TWh		%
Wasserkraft	82,8	73,8	-10,9	23,0	20,5	-10,9	-	-	-	-	-	-
Windenergie an Land und auf See	186,1	201,5	8,2	51,7	56,0	8,2	-	-	-	-	-	-
Photovoltaik	111,6	125,7	12,6	31,0	34,9	12,6	-	-	-	-	-	-
Biogene Festbrennstoffe und Klärschlamm	471,6	428,8	-9,1	11,6	11,9	2,2	96,8	83,7	-13,5	-	-	-
Biogene flüssige Brennstoffe und Pflanzenöl	9,2	10,0	9,0	0,3	0,3	7,5	0,5	0,5	4,4	0,0	0,1	-
Biodiesel und Hydrierte Pflanzenöle	79,2	82,1	3,7	-	-	-	1,6	1,7	5,9	22,0	22,8	3,7
Bioethanol	32,0	30,9	-3,4	-	-	-	-	-	-	8,9	8,6	-3,4
Biogas und Biomethan	264,7	280,3	5,9	27,5	29,0	5,6	13,0	14,0	7,2	0,5	0,6	3,2
Klärgas	19,1	19,7	2,9	1,3	1,4	5,5	1,8	1,8	-2,1	-	-	-
Deponiegas	4,6	4,2	-9,9	0,5	0,4	-11,4	0,1	0,1	-1,0	-	-	-
Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	122,5	128,7	5,0	5,4	6,1	12,7	11,6	11,7	0,5	-	-	-
Solarthermie	24,4	24,9	2,4	-	-	-	6,8	6,9	2,4	-	-	-
Tiefe Geothermie	6,2	7,7	23,8	0,1	0,1	37,7	0,9	1,0	11,0	-	-	-
Oberflächennahe Geothermie, Umweltwärme	31,2	34,6	10,7	-	-	-	8,7	9,6	10,7	-	-	-
Summe	1.445,2	1.452,9	0,5	152,4	160,6	5,4	141,8	130,9	-7,7	31,4	32,1	1,9

Abweichungen in den Summen durch Rundungen
 Quellen: ZSW, BDEW

Im Hinblick auf die Nutzungszwecke lässt sich feststellen, dass die Nutzung der erneuerbaren Energien im Jahr 2014 (wenn auch nach wie vor auf vergleichsweise niedrigem Niveau) angesichts der milden Witterung deutlich, nämlich um 7,7 %, reduziert worden ist. Dagegen ist der Einsatz erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung im Unterschied zu allen übrigen Stromerzeugungsanlagen mit einem Plus von 5,4 % erneut vergleichsweise kräftig gestiegen. Bei den Kraftstoffen kam es zu einer um 1,9 % leicht höheren Nutzung von Biokraftstoffe.

Beim Energieeinsatz erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung gab es mit großem Abstand die stärkste

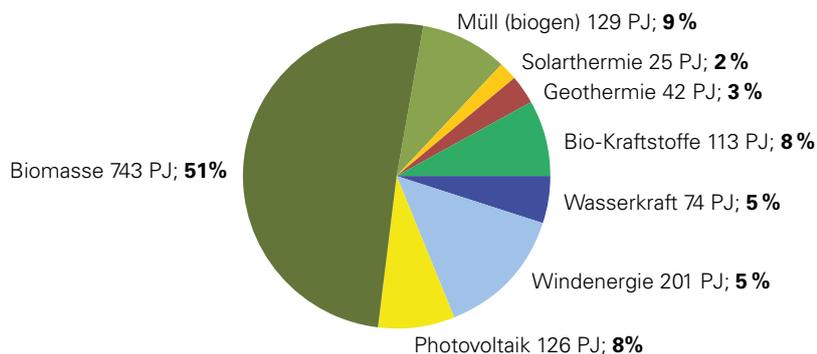
Expansion bei der Photovoltaik, deren Stromerzeugung 2014 um fast 13 % höher war als 2013. Hohe Zuwachsraten gab es auch bei der Windenergie mit einem Plus von 8,2 % und bei der Biomasse (4,5 %). Umgekehrt ist die Stromerzeugung aus Wasserkraft um fast 11 % deutlich gesunken.

Bezogen auf die Struktur des Primärenergieverbrauchs aller Nutzungsformen erneuerbarer Energien dominierten 2014 nach wie vor die biogenen Stoffe (Biomasse, biogener Abfall, biogene Kraftstoffe) mit einem Anteil von 68 % (vgl. Abbildung 22). An zweiter Stelle rangiert die Windenergie mit einem Anteil am erneuerbaren Primärenergieverbrauch von 14 %

Abbildung 22

Struktur des Beitrags der erneuerbaren Energieträger zum Primärenergieverbrauch in Deutschland 2014

Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energien in PJ und %



Quellen: AG Energiebilanzen e. V.; AGEEStat; BDEW

CO₂-Emissionen

Nach Schätzung des Bundesverbandes der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) betragen im Jahr 2014 die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung (d.h. ohne die Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes) 0,50 kg CO₂/kWh netto. Damit gingen sie gegenüber dem Vorjahr um ca. 3 % zurück. Die rückläufige Entwicklung der spezifischen Emissionen ist vor allem auf die starke Abnahme der Stromerzeugung aus Steinkohle und eine erhöhte Nutzung erneuerbarer Energieträger zurückzuführen. Der wie in den Vorjahren anhaltende Rückgang der Stromerzeugung aus Erdgas wirkte diesem Trend etwas entgegen, da die durchschnittlichen Emissionen der Erdgaskraftwerke unter den Durchschnittswerten des Stromerzeugungsmix als Ganzem liegen.

Eine umfassendere Ermittlung der Entwicklung der Kohlendioxidemissionen insgesamt im Jahr 2014 ist gegenwärtig noch nicht möglich. Es kann aber eine grobe Abschätzung der energiebedingten CO₂-Emissionen auf Grundlage der Veränderungen des Primärenergieverbrauchs nach emissionshaltigen und emissionsfreien Energieträgern vorgenommen werden. Da der Rückgang des Primärenergieverbrauchs sämtliche fossilen Energieträger betraf, während die erneuerbaren Energieträger noch zulegten, dürften – gemessen an den

Ursprungswerten – die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2014 in einer Größenordnung von reichlich 5 % (also etwas stärker als der Primärenergieverbrauch) um etwa 40 Mio. t CO₂ gesunken sein. Davon dürfte etwa die Hälfte auf den Stromsektor entfallen. Im Unterschied dazu sind die CO₂-Emissionen im Verkehr bei einem Anstieg des Kraftstoffverbrauchs um rund 3 % spürbar gestiegen. Damit setzt sich in diesem Sektor eine Entwicklung fort, die nach einem vorübergehenden Rückgang seit etwa 2005/2007 eingesetzt hatte.

Unter Berücksichtigung des Temperatureinflusses wäre noch immer mit einer Abnahme um etwa 1,5 - 2 % oder um vielleicht 15 Mio. t CO₂ zu rechnen. Sofern sich bei den prozessbedingten CO₂-Emissionen wie bei den übrigen Treibhausgasemissionen keine grundlegend anderen Entwicklungen vollzogen haben und die Treibhausgasemissionen insgesamt im Jahr 2014 in der genannten Größenordnung von 1,5 – 2 % zurückgegangen sind, dürfte Deutschland gemessen an den temperaturbereinigten Werten wiederum den angestrebten Pfad rückläufiger Emissionen verfehlt haben. Zur Erreichung des Ziels einer Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % im Vergleich zu 1990 wäre nämlich bezogen auf die Emissionswerte im Jahr 2013 bis 2020 eine jahresdurchschnittliche Minderung um 3,3 % erforderlich.

Fazit

Die energiewirtschaftliche Entwicklung im Jahr 2014 war in erheblichem Umfang durch die im Vergleich zum Vorjahr aber auch gegenüber dem langjährigen Durchschnitt erheblich mildere Witterung geprägt. Es waren nicht zuletzt die daraus resultierenden Wirkungen, die trotz der vergleichsweise günstigen konjunkturellen Entwicklung mit einem Wirtschaftswachstum von 1,6 % zu dem kräftigen Rückgang des Primärenergieverbrauchs um 4,7 % geführt haben. Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität hat sich vor dem Hintergrund dieser Zahlen im Jahr 2014 gemessen an den Ursprungswerten beträchtlich verbessert. Selbst temperaturbereinigt ist sie um fast drei Prozent gestiegen.

Wie der Primärenergieverbrauch nahm der Stromverbrauch 2014 gegenüber dem Vorjahr sehr stark ab, und zwar um 3,5 %. Damit verbesserte sich die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität, die sich Anfang dieses Jahrhunderts noch tendenziell verschlechtert hatte, um reichlich 5 %. Wie weit hierzu auch neben der partiellen Produktionsschwäche stromintensiver Industrien (insbesondere der Grundstoffchemie) auch die milde Witterung sowie erste Reaktionen auf die vor allem bei den Haushalten und im Gewerbe gestiegenen Strompreise beigetragen haben, kann nur vermutet werden.

Anders als bei den meisten Endverbrauchern sind die an der Börse gehandelten Großhandelspreise für Strom im Jahr 2014 abermals kräftig gesunken und auch die längerfristigen Terminkontrakte bei der elektrischen Energie lassen eine weiterhin sinkende Tendenz erkennen. Dies mag durchaus erwünscht sein, andererseits droht dies zu fehlenden Investitionsanreizen für künftig notwendige Stromerzeugungskapazitäten zu führen.

Die CO₂-Zertifikatspreise bewegten sich auch 2014 auf einem sehr niedrigen Niveau in einer Bandbreiten zwischen 5 bis 7 €/t CO₂. Auch längerfristig ist ein signifikanter Anstieg kaum zu erwarten, wenn man den Verlauf der Zertifikatspreise auf dem Terminmarkt zugrunde legt. Offensichtlich sind die mit dem Emissionshandel intendierten Knappheitssignale kaum noch wirksam.

Umso wichtiger ist es, eine wirksame Strukturreform im Europäischen Emissionshandelssystem zu realisieren, 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 zeigt die energiewirtschaftliche Entwicklung im Jahr 2014 scheinbar ein günstiges Bild. Der Strukturwandel bei den Energieträgern in Richtung der erneuerbaren Energien ist erneut vorangekommen und die sprunghafte Steigerung der Energieproduktivität ist ebenso ein Schritt in die richtige Richtung. Weitere Hoffnungsschimmer deuten sich bei der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität an, die 2014 abermals kräftig gestiegen ist. Allerdings bleibt abzuwarten, ob sich inzwischen wirklich eine Trendwende eingestellt hat. Schließlich darf nicht übersehen werden, dass 2014 das wärmste Jahr seit der ersten Messung im Jahr 1881 war und der Temperatureinfluss maßgeblich die Veränderungen der Verbrauchswerte beeinflusst hat. Temperaturbereinigt relativieren sich die bei den Ursprungswerten sichtbaren Veränderungen denn auch. Ebenso wenig ist zu übersehen, dass die Primärenergieversorgung Deutschlands noch immer zu über 80 % auf fossilen Energien beruht. Auch der bis 2023 noch anstehende Ersatz des Kernenergiestroms von derzeit 97 Mrd. kWh durch erneuerbare Energien stellt eine große Herausforderung dar. Ein besonderes Augenmerk ist auch auf die Entwicklung der CO₂-Emissionen zu richten, die 2014 zwar spürbar gesunken sind, aber – temperaturbereinigt – den Zielpfad abermals verfehlt haben. Hinzu kommt, dass anders als bei der Stromerzeugung die CO₂-Emissionen im Verkehr erneut deutlich gestiegen sind. Hier besteht nach wie vor großer Handlungsbedarf, will man die ambitionierten Ziele des Energiekonzepts noch erreichen. Die vorliegenden Zahlen für 2014 sollten nicht als Entwarnung interpretiert werden, sondern Anlass sein, die Politik zur Umsetzung des Energiekonzepts zielorientiert zu intensivieren.