Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

WIRTSCHAFT.
WACHSTUM.
WOHLSTAND.

Energie in Deutschland

Trends und Hintergründe zur Energieversorgung

Impressum

Herausgeber
Bundesministerium für Wirtschaft
und Technologie (BMWi)
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwi.de

Stand
Aktualisierte Ausgabe Februar 2013

Druck
Bonifatius GmbH, Paderborn

Gestaltung und Produktion
PRpetuum GmbH, München

Bildnachweis
Perry Mastrovito/Corbis (Titel)

Redaktion
Bundesministerium für Wirtschaft
und Technologie (BMWi)
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwi.de

Text
EEFA GmbH & Co. KG, Münster

Diese Broschüre ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Sie wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Nicht zulässig ist die Verteilung auf Wahlveranstaltungen und an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben von Informationen oder Werbemitteln.

Zertifikat seit 2002
audit berufundfamilie

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie ist mit dem audit berufundfamilie® für seine familienfreundliche Personalpolitik ausgezeichnet worden. Das Zertifikat wird von der berufundfamilie gGmbH, einer Initiative der Gemeinnützigen Hertie-Stiftung, verliehen.

FSC
www.fsc.org
MIX
Papier aus verantwortungsvollen Quellen
FSC® C011558

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

WIRTSCHAFT.
WACHSTUM.
WOHLSTAND.

Energie in Deutschland

Trends und Hintergründe zur Energieversorgung

Inhaltsverzeichnis

Einleitung **6**

1. Rahmenbedingungen der Entwicklung **7**

1.1. Energiewende 7

1.2. Globale Reserven und Ressourcen 8

1.3. Preise ausgewählter Importenergieträger 9

1.4. Bevölkerungsentwicklung 11

1.5. Wirtschaftswachstum 12

1.6. Witterung 12

2. Versorgungs- und Verbrauchsstrukturen **14**

2.1. Aufkommen und Bezugsstrukturen von Primärenergie 14

2.2. Verbrauch von Primärenergie in der Energieumwandlung 17

2.3. Der Endenergieverbrauch 19

2.4. Kraftwerke und Stromnetze 23

2.5. Der Endverbrauch nach Anwendungszwecken 26

3. Energieeffizienz **27**

3.1. Gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz 27

3.2. Effizienz der Stromerzeugung 28

3.3. Energieeffizienz im Endenergieverbrauch 29

3.3.1. Industrie 29

3.3.2. Verkehr 30

3.3.3. Haushalte 32

3.3.4. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen 33

4. Energiepreise und -kosten ... 35

4.1. Energiepreise für Endverbraucher in Deutschland ... 35
4.1.1. Erzeugungskosten ... 35
4.1.2. Transport und Verteilung ... 35
4.1.3. Steuern und Abgaben ... 36
4.1.4. EEG und KWK ... 37
4.1.5. Endenergiepreise nach Kostenkomponenten und Verbrauchergruppen ... 39

4.2. Energiekosten/-ausgaben ausgewählter Verbrauchsbereiche ... 45

4.3. Energieaufkommen und Verwendung in wertmäßiger Betrachtung ... 46

5. Energie und Umwelt ... 48

5.1. Ziele der Energie- und Klimaschutzpolitik ... 48

5.2. Emissionen von Treibhausgasen und Schadstoffen ... 49

6. Internationale Aspekte ... 51

6.1. Energiepreise im europäischen Vergleich ... 51

6.2. Energieversorgungsstrukturen in der EU ... 53

6.3. Gesamtwirtschaftliche Effizienz im internationalen Vergleich ... 54

6.4. Wirkungsgrade der Kraftwerke im internationalen Vergleich ... 56

6.5. Treibhausgasemissionen und Minderungsziele in der EU ... 56

7. Anhang ... 59

Glossar ... 60

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1 Status quo und quantitative Ziele der Energiewende ... 7

Tabelle 2 Reserven, Ressourcen und Förderung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe ... 8

Tabelle 3 Bezugsstruktur der Energieimporte ... 15

Tabelle 4 Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung ... 20

Tabelle 5 Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen ... 22

Tabelle 6 Energiepreise nach Verbrauchergruppen ... 44

Tabelle 7 Schadstoffemissionen in Deutschland ... 50

Tabelle A1 Umrechnungsfaktoren – Energieeinheiten ... 59

Tabelle A2 Vorzeichen ... 59

Verzeichnis der Schaubilder

Schaubild 1 Regionale Verteilung der Reserven konventioneller fossiler Energieträger ... 9

Schaubild 2 Preisentwicklung Rohölimporte und Wechselkurseffekt ... 10

Schaubild 3 Preisentwicklung wichtiger Importenergien ... 11

Schaubild 4 Bevölkerung, Haushalte und Haushaltsgröße in Deutschland ... 13

Schaubild 5 Bruttoinlandsprodukt ... 13

Schaubild 6 Entwicklung der Nettoimporte und des Primärenergieverbrauchs ... 14

Schaubild 7 Beitrag erneuerbarer Energiequellen zum Primärenergieverbrauch ... 16

Schaubild 8 Energieflussbild 2011 ... 17

Schaubild 9 Bruttostromerzeugung aller Kraftwerke in Deutschland nach Energieträgern ... 18

Schaubild 10 Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ... 19

Schaubild 11 Endenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern ... 21

Schaubild 12 Installierte Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland nach Energieträgern ... 23

Schaubild 13 Stand der vordringlichen Stromtrassen gemäß Energieausbaugesetz (EnLAG) ... 25

Schaubild 14 Endenergie nach Anwendungsbereichen ... 26

Schaubild 15 Primärenergieverbrauch in Deutschland je Einwohner und je Einheit Bruttoinlandsprodukt ... 27

Schaubild 16 Wirkungsgrad und spezifischer Energieeinsatz der Stromerzeugung in Deutschland ... 28

Schaubild 17 Entwicklung der Energieeffizienz der Industrie in Deutschland ... 30

Schaubild 18 Verkehrsleistungen Personen-/Güterverkehr und Energieverbrauch in Deutschland ... 31

Schaubild 19 Kraftstoffverbrauch und CO_2-Emissionen bei Pkw-Neuzulassungen in Deutschland ... 32

Schaubild 20 Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs privater Haushalte in Deutschland 33

Schaubild 21 Entwicklung der Energieeffizienz im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen..... 34

Schaubild 22 Preisentwicklung für Strom an der Leipziger EEX..... 36

Schaubild 23 Entwicklung des Fördervolumens nach dem EEG..... 38

Schaubild 24 Strompreise der Industriekunden in Deutschland 40

Schaubild 25 Strompreise der privaten Haushalte in Deutschland 40

Schaubild 26 Gaspreise der Industriekunden in Deutschland..... 41

Schaubild 27 Gaspreise der privaten Haushalte in Deutschland..... 42

Schaubild 28 Komponenten der Tankstellenpreise für Dieselkraftstoff 43

Schaubild 29 Komponenten der Tankstellenpreise für Ottokraftstoff..... 43

Schaubild 30 Energiekosten in der Industrie 45

Schaubild 31 Energieausgaben der privaten Haushalte nach Anwendungszwecken..... 46

Schaubild 32 Energieaufkommen und Verwendung..... 47

Schaubild 33 Treibhausgasemissionen und Minderungsziele für Deutschland (EU-Ziele) 48

Schaubild 34 Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland und deren Abweichung vom Kyoto-Minderungsziel 49

Schaubild 35 Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Sektoren und Energieträgern..... 50

Schaubild 36 Erdgaspreise 2011 der Industrie im europäischen Vergleich..... 52

Schaubild 37 Strompreise 2011 der Industrie im europäischen Vergleich 52

Schaubild 38 Primärenergieträgerstruktur in der EU 15 53

Schaubild 39 Energieträgerstruktur der Bruttostromerzeugung ausgewählter europäischer Staaten 54

Schaubild 40 Primärenergieverbrauch je Einheit Bruttoinlandsprodukt im internationalen Vergleich 55

Schaubild 41 Primärenergieverbrauch je Einwohner im internationalen Vergleich 55

Schaubild 42 Wirkungsgrade konventioneller Wärmekraftwerke im europäischen Vergleich..... 56

Schaubild 43: Treibhausgasemissionen ($CO_{2Äq}$) innerhalb der EU 27 in 2010 im Vergleich zu 1990 (absolut) ohne LULUCF 57

Schaubild 44 Abweichung der Emissionen der EU-Mitgliedstaaten zum Kyoto-Ziel..... 58

Einleitung

Eine wirtschaftliche, sichere und umweltverträgliche Energieversorgung ist Grundlage für die Funktionsfähigkeit unserer Volkswirtschaft, für den Wohlstand der Menschen und für die Zukunftschancen nachfolgender Generationen.

Diese Broschüre befasst sich mit den Rahmenbedingungen und Trends der Entwicklung auf den Energiemärkten in Deutschland seit der Wiedervereinigung im Jahr 1990. Sie soll statistisch fundierte Antworten geben auf Fragen, die sich angesichts der vielfältigen energie- und umweltpolitischen Zielsetzungen stellen, die im Rahmen der „Energiewende“ formuliert worden sind:

Woher kommen unsere verschiedenen Energieträger wie Öl, Erdgas und Kohle und sind sie auch langfristig in ausreichendem Maße verfügbar? Können neue, umweltfreundlichere Energieträger ihren Anteil am Energiemix zulasten CO_2-intensiver fossiler Energieträger erhöhen? Gelingt es uns, mit immer weniger Energieeinsatz unseren Wohlstand zu wahren und weiterzuentwickeln? Welche Umstände sind bestimmend für die Entwicklung der Preise für Strom, Gas und Kraftstoffe? Liegen die vor allem energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland auf dem Zielpfad unserer anspruchsvollen Klimaziele? Und wie steht unsere Energieversorgung im Vergleich zu anderen Industrieländern da?

Zur Beantwortung dieser und anderer Fragen enthält die Broschüre anschaulich aufbereitete Informationen aus einer Vielzahl statistischer Quellen. Sie ist damit eine Ergänzung zur Sammlung der „Energiedaten“, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie auf seinen Internetseiten als Excel-Datei bereitstellt: www.bmwi.de/go/energiedaten. Anders als die im Internet angebotene reine Datensammlung zielt diese Broschüre darauf ab, die vielschichtigen energiewirtschaftlichen Zusammenhänge und Hintergründe darzustellen und zu erläutern. In zahlreichen der Schaubilder wird auf die zugehörigen Tabellen der „Energiedaten“ verwiesen, denen dann die weitere aktuelle Entwicklung der Daten jenseits des Redaktionsschlusses für den Broschürendruck zu entnehmen ist.

1. Rahmenbedingungen der Entwicklung

Die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland wird durch eine Vielzahl von Faktoren geprägt, die sich dem Einfluss inländischer Akteure entziehen. Dazu gehören das globale Energieangebot, die Verfügbarkeit und die Reserven an energetischen Rohstoffen, die politischen Rahmenbedingungen in den Förderregionen und nicht zuletzt die verfügbaren Transport- und Umwandlungskapazitäten für diese Energierohstoffe. Immer wichtiger für die heimische Energieversorgung werden zudem der globale Energiebedarf und die wachsende Nachfrage aufstrebender Entwicklungs- und Schwellenländer, die die Preisentwicklung auf den Weltmärkten und damit auch unser Energiepreisniveau maßgeblich mitbestimmen.

Im Inland hängt die energiewirtschaftliche Entwicklung von zahlreichen Faktoren ab, die nur am Rande als Einflussfaktoren wahrgenommen werden. Dazu gehören die Bevölkerungsentwicklung, die Anzahl der Haushalte, die konjunkturelle Entwicklung, der Strukturwandel in der Wirtschaft sowie technologische Entwicklungen. Hinzu kommen institutionelle, rechtliche und politische Rahmenbedingungen, die als Eckpfeiler der künftigen Energiepolitik fungieren. Im folgenden Abschnitt sollen diese Einflussfaktoren näher beleuchtet werden.

1.1. Energiewende

Leitbild der deutschen Energiepolitik ist eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung, die auch in Zukunft Basis für Wachstum und Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland ist.

Auf Grundlage des Energiekonzepts vom September 2010 hat die Bundesregierung im Jahr 2011 den grundlegenden Umbau der deutschen Energieversorgung in Richtung erneuerbarer Energien und mehr Energieeffizienz eingeleitet. Bis 2022 wird Deutschland schrittweise aus der Nutzung der Kernenergie aussteigen. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch soll bis 2050 auf 60 % steigen, der Anteil am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 %. Der Primärenergieverbrauch soll bis dahin um 50 % gegenüber 2008 sinken. Insgesamt sollen bis zum Jahr 2050 80 % der jährlichen Treibhausgasemissionen gegenüber dem Jahr 1990 eingespart werden.

Um diese Ziele zu erreichen, sind erhebliche Anstrengungen erforderlich. Entscheidend für den Umbau des Energiesystems ist der Ausbau der Stromnetze. Denn die erneuerbaren Energien werden oft weit von den Verbrauchszentren entfernt produziert. Dies gilt ins-

Tabelle 1: Status quo und quantitative Ziele der Energiewende

	2011	2020	2050		
Treibhausgasemissionen					
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-26,4 %	-40%	2030 -55 %	2040 -70 %	2050 -80 bis -95 %
Effizienz					
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-6,0 %	-20 %	-50 %		
Energieproduktivität (Endenergieverbrauch)	2,0 % pro Jahr (2008–2011)	2,1 % pro Jahr (2008–2050)			
Brutto-Stromverbrauch (gegenüber 2008)	-2,1 %	-10 %	-25 %		
Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung	15,4 % (2010)	25 %	–		
Gebäudebestand					
Wärmebedarf	k.A.	-20 %	–		
Primärenergiebedarf	k.A.	–	in der Größenordnung von -80 %		
Sanierungsrate	rund 1 % pro Jahr	Verdopplung auf 2 % pro Jahr			
Verkehrsbereich					
Endenergieverbrauch (gegenüber 2005)	rund -0,5 %	-10 %	-40 %		
Anzahl Elektrofahrzeuge	ca. 6.600	1 Mio.	2030 6 Mio.	–	
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,3 %	mind. 35 %	2030 mind. 50 %	2040 mind. 65 %	2050 mind. 80 %
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	12,1 %	18 %	2030 30 %	2040 45 %	2050 60 %

besondere für die Windenergie, die hauptsächlich in Norddeutschland erzeugt wird und dann in den Süden und Westen des Landes transportiert werden muss.

Für eine zuverlässige Energieversorgung werden neben den erneuerbaren Energien in Zukunft auch weiterhin hochflexible und moderne fossile Kraftwerke erforderlich sein. Denn der Wind weht nicht ständig und die Sonne scheint nicht immer, so dass die Energie aus Erneuerbaren nicht immer verfügbar ist.

Das Zusammenspiel von erneuerbaren Energien mit der übrigen Energieversorgung, insbesondere bei den Stromnetzen und den Kraftwerken, muss verbessert werden. Darüber hinaus müssen die Kosten des Fördersystems für die Erneuerbaren auf ein vertretbares Maß begrenzt werden.

Ferner gilt es, die Energieeffizienz zu steigern, um so Strom und Wärme z. B. in Gebäuden und in der Produktion einzusparen.

Forschung kann schließlich helfen, neue Technologien zu entwickeln, die die schwankenden Energieträger besser in das Netz integrieren und damit zur Versorgungssicherheit beitragen.

Seit Verabschiedung des Energiekonzepts hat die Bundesregierung rund 160 Maßnahmen angestoßen, von denen viele innerhalb kurzer Zeit umgesetzt werden.

Der Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“ vom Dezember 2012 zeigt, dass die Bundesregierung bei der Energiewende auf Kurs ist. Dennoch befinden wir uns beim Umbau der Energieversorgung erst am Beginn eines langen Prozesses. Dabei gilt: Wachstum und Wohlstand in Deutschland brauchen eine zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Dazu müssen der Wettbewerb im Energiebereich gestärkt und der Regulierungsrahmen möglichst marktwirtschaftlich ausgestaltet werden.

1.2. Globale Reserven und Ressourcen

Wesentliche Voraussetzung für die Versorgungssicherheit, aber auch für eine verträgliche Preisentwicklung auf den Weltmärkten, sind ausreichende Reserven und Ressourcen an Primärenergieträgern. Dabei bezeichnen die Reserven jene Mengen an Energierohstoffen, die durch Explorationsaktivitäten nachgewiesen wurden und mithilfe der gegenwärtigen technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewonnen werden können. Die Höhe der Reserven ist folglich für die aktuelle und in naher Zukunft bestehende Versorgungssituation aussagefähiger als die Höhe der Ressourcen. Denn Ressourcen bezeichnen jene Menge an Energierohstoffen, die entweder derzeit aufgrund geologischer Indikatoren vermutet wird, aber noch nicht nachgewiesen ist, oder in Anbetracht der Gewinnungskosten gegenwärtig nicht wirtschaftlich gewonnen werden kann. Für den zukünftigen Verbrauch stehen allerdings potenziell beide, nämlich die Summe aus Reserven und zumindest Teilen der Ressourcen, zur Verfügung.

Die weltweiten Reserven an konventionellen Energierohstoffen wurden von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)[1] im Jahr 2010 auf 35.445 Exajoule (EJ; = 10^{18} Joule) geschätzt, was dem 79-fachen Weltprimärenergieverbrauch des Jahres 2010 an fossilen Energierohstoffen entspricht. Etwa 60 % dieser Reserven entfallen auf Stein- und Braunkohle, ein geringerer Teil der Reserven auf flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe (ohne Berücksichtigung von un-

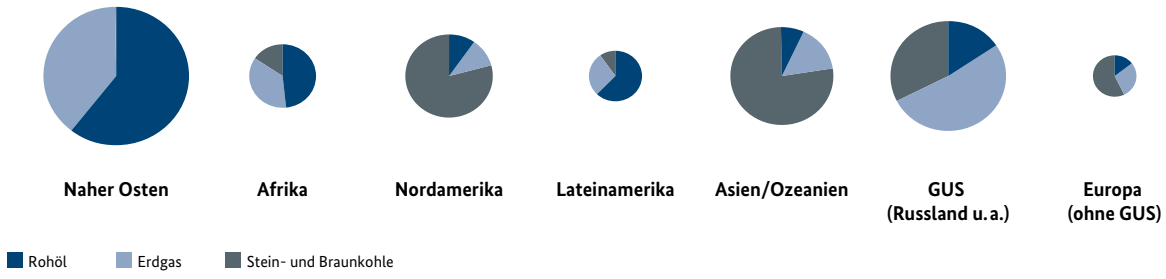
Tabelle 2: Reserven, Ressourcen und Förderung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe
in EJ

		Rohöl		Erdgas		Kohle	
		2001	2010	2001	2010	2001	2010
Förderung		147	165	80	123	91	165
Reserven	konventionell	6.351	7.056	5.105	7.173	19.620	21.216
	nicht-konventionell	2.761	2.011	60	127		
Ressourcen	konventionell	3.525	5.975	6.879	11.858	116.108	476.125
	nicht-konventionell	10.460	11.150	48.645	76.703		

Quelle: BGR

1 DERA Rohstoffinformationen 8 (2011). Kurzstudie – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2011. Kernbrennstoffe sind in dieser Betrachtung nicht enthalten.

Schaubild 1: Regionale Verteilung der Reserven konventioneller fossiler Energieträger
2010, in Prozent am Energiegehalt der Weltreserven



Quelle: BGR, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabellen 40–42

konventionellen Kohlenwasserstoffen und Kernbrennstoffen). Die gewinnbaren Reserven an konventionellem Rohöl betragen 7.056 EJ, die von konventionellem Erdgas rund 7.173 EJ (vgl. Tabelle 2). Die zusätzlich zu den Reserven vorhandenen Ressourcen an konventionellen Energierohstoffen liegen schätzungsweise bei insgesamt 493.958 EJ, wobei etwa 97 % dieser Ressourcen aus Stein- und Braunkohle bestehen.

Neben diesen konventionellen fossilen Energierohstoffen besteht ein zusätzliches Potenzial an nicht-konventionellen Energierohstoffen wie Ölsand, Ölschiefer, Schwerstöl oder Erdgas aus dichten Speichern (Tight Gas) und Schiefergas, Kohleflözgas sowie Aquifergas und Gashydraten, deren Reserven bzw. Ressourcen zusammengenommen einem Energieäquivalent von 2.138 EJ bzw. 87.852 EJ entsprechen.

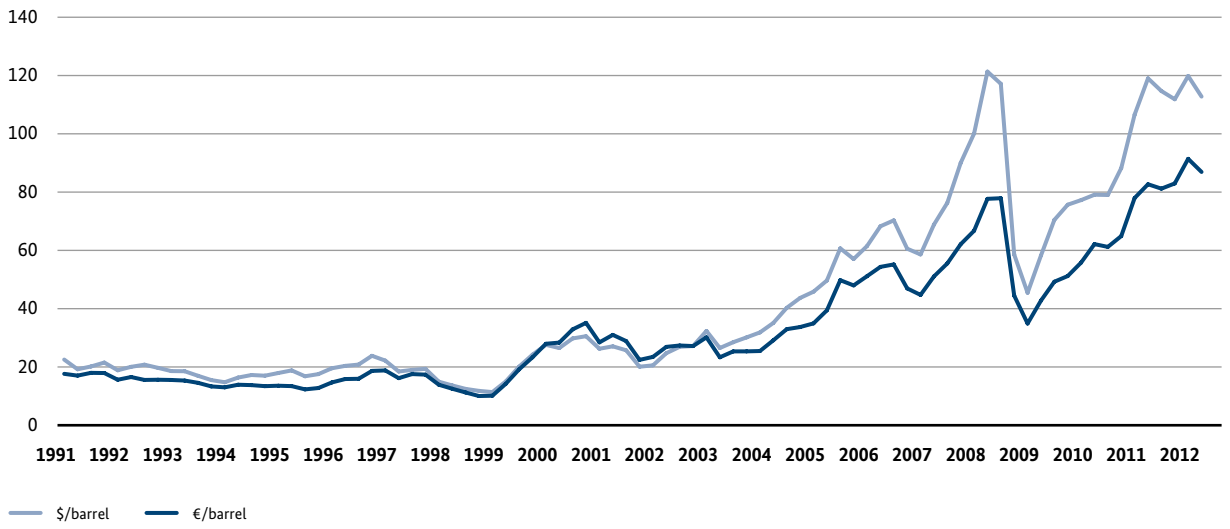
Die langfristige Verfügbarkeit der Energierohstoffe hängt zum einen von der Entnahme aus den Lagerstätten ab. So können etwa Energieeinsparungen aufgrund technologischen Fortschrittes auf der einen und wachsender Verbrauch von Energierohstoffen auf der anderen Seite auf die Entwicklung der Fördermengen und damit auf den Abbau der Reserven wesentlichen Einfluss nehmen. Daneben können z. B. Neufunde aufgrund verbesserter Explorationstechniken sowie verbesserte Fördertechniken die Reserven und Ressourcen an nicht-erneuerbaren Energierohstoffen erhöhen. In den letzten Jahren (2001 – 2010) hat sich die Förderung von Rohöl (+ 12 %), Erdgas (+ 65 %) und Stein- und Braunkohle (+ 81 %) wesentlich erhöht, die Reserven und Ressourcen haben sich jedoch nicht verringert, sondern sind im Gegenteil sogar angestiegen. Erwähnenswert sind in diesem Zusammenhang insbesondere die Kohleressourcen, deren Schätzung für das Jahr 2010 dreimal so hoch ausfällt wie für das Jahr 2001. Auch die in den letzten Jahren stark angestiegene Öl- und Gasproduktion in den USA aus dichten Speichern (sog. „shale gas“ und „tight oil“) zeigt, dass auch künftig zusätzliche Energievorräte verfügbar gemacht werden können.

1.3. Preise ausgewählter Importenergieträger

Der zwischen 2002 und 2012 beobachtete Preisanstieg bei Energierohstoffen ist nicht Ausdruck fortschreitender Verknappung. Verantwortlich sind vielmehr Nachfragesteigerungen auf den Weltenergiemärkten. Zum Energiebedarf der traditionellen Industrieländer kam in den letzten Jahren ein außerordentlich hohes Verbrauchswachstum aufstrebender Entwicklungs- und Schwellenländer hinzu – allen voran China und Indien. Da das Angebot an Energierohstoffen aufgrund der langen Realisierungszeiten kapitalintensiver Explorations- und Bergbauprojekte kurzfristig kaum ausgeweitet werden kann, führt eine kurzfristige Verbrauchszunahme zu Preissteigerungen.

Verstärkt wird dieser Preiseffekt durch die Marktmacht der OPEC-Staaten, die einen wachsenden Beitrag zur weltweiten Ölversorgung leisten. Infolge der ungleichen regionalen Verteilung der Rohöl- und Erdgasreserven wird ein Ausweichen der Verbraucherländer auf andere Bezugsquellen schwieriger. Erhebliche politische und wirtschaftliche Unsicherheiten in den Produzenten-

Schaubild 2: Preisentwicklung* Rohölimporte und Wechselkurseffekt
1. Quartal 1991 bis 2. Quartal 2012, nominal



* Grenzübergangspreis
Quelle: Berechnungen von EEFA nach BAFA, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 26

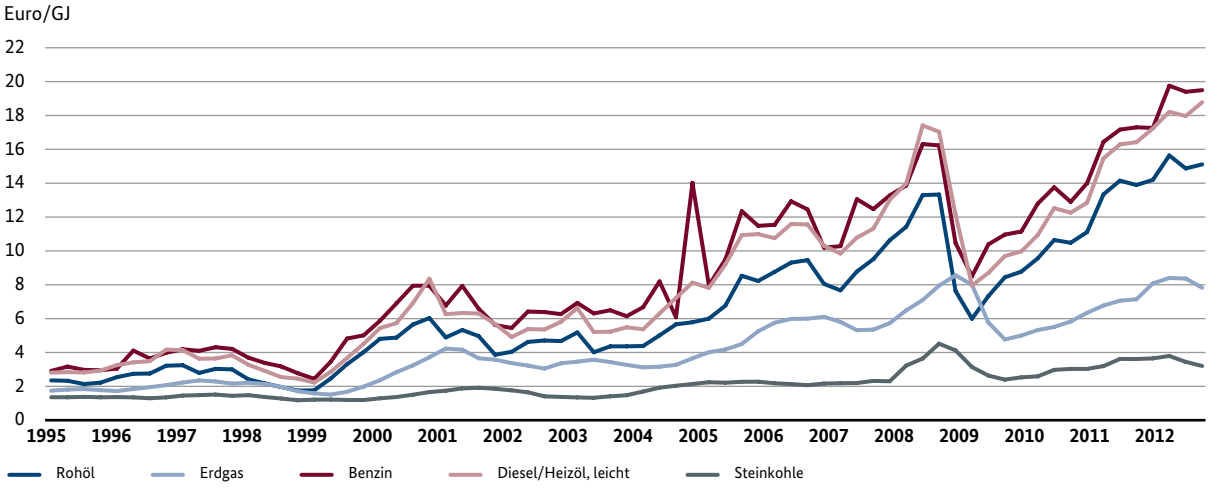
ländern tragen zu den Preisausschlägen bei. Hinzu kommt, dass sich Spekulationen an den Energiemärkten auf die Preise auswirken. Umgekehrt sind Rückgänge der Energienachfrage, wie sie etwa infolge der realwirtschaftlichen Auswirkungen der Finanzmarktkrise des Jahres 2009 zu beobachten sind, typischerweise mit sinkenden Preisen auf den Weltenergiemärkten verbunden.

Die in den letzten Jahren eingetretenen veränderten weltweiten Marktbedingungen sind an der Entwicklung der Rohölpreise seit Anfang der neunziger Jahre abzulesen. Nach mehr als zehn Jahren relativer Konstanz stiegen die Rohölpreise in nominaler Rechnung seit Anfang 2005 deutlich. Nach dem absoluten Tiefpunkt des Einfuhrpreises für Rohöl im Jahr 1998 – in diesem Jahr lag der Rohölpreis im Jahresdurchschnitt bei 13 $/barrel, in einzelnen Wochen sogar unter 10 $/barrel – ist der Rohölpreis bis zum Jahr 2008 im Jahresdurchschnitt auf 97 $/barrel gestiegen, also einen Wert, der mehr als das Siebenfache über dem Preis des Jahres 1998 lag (vgl. Schaubild 2). Dabei erreichte der Ölpreis seinen höchsten Monatsdurchschnittspreis mit 136 $/barrel im Juli 2008, um dann infolge der Weltwirtschaftskrise innerhalb von fünf Monaten fast 70 % an Wert zu verlieren. Ende 2009 schloss der Einfuhrpreis für Rohöl zunächst bei etwa 40 $/barrel ab, erholte sich dann aber im Laufe der nächsten Jahre. 2011 erreichte der Einfuhrpreis für Rohöl wieder einen Jahresdurchschnittswert von 113 $/barrel.

Rohöl wird ebenso wie Steinkohle in Dollar gehandelt. Die Preise für die Verbraucher im Inland (Euro-Raum) sind nicht allein Reflex der Angebots- und Nachfragebedingungen auf dem Weltenergiemarkt, sondern werden in erheblichem Umfang auch von der Entwicklung des Wechselkurses mitbestimmt. Ein starker Euro verringert den Importpreis, ein schwacher Euro erhöht ihn. Wechselkursschwankungen betreffen also ausschließlich Verbraucher im Euro-Raum. Diese Regel war lange Zeit für die Verbraucher in der Euro-Zone und in Deutschland von großem Vorteil; denn seit 2001 gewann der Euro gegenüber dem Dollar um mehr als 36 % an Wert. Der Anstieg des Rohölpreises seit 2001 in Dollar – von 25 auf 113 $/barrel im 2. Quartal des Jahres 2012 – fiel im Euro-Raum folglich geringer aus – von 28 auf 87 €/barrel.

Der Rohölpreis ist nach wie vor Leitpreis für viele andere Energieprodukte. Deshalb sind auch bei den Einfuhrpreisen für sämtliche Mineralölprodukte, darunter Benzin, Diesel und leichtes Heizöl, die gleichen Entwicklungen zu beobachten (vgl. Schaubild 3, Seite 11).

Schaubild 3: Preisentwicklung wichtiger Importenergien*
1. Quartal 1995 bis 2. Quartal 2012



* ohne Steuern und Abgaben

Quelle: Berechnungen von EEFA nach Statistisches Bundesamt, BAFA, Eurostat

Der Preisimpuls hat sogar jene Energieträger erfasst, die nicht unmittelbar aus Rohöl gewonnen werden. Dazu gehört vor allem Erdgas und in Grenzen auch die Importkohle. Bei Erdgas folgt die Preisentwicklung aus den vertraglichen Vereinbarungen mit den wichtigsten Lieferländern, in denen die Bindung an den Ölpreis bislang üblich war.[2] So hat der im Jahr 2009 einsetzende Preisrückgang, der im September des Jahres mit 1,68 c/kWh seinen Tiefpunkt erreichte, seine Ursache Ende 2008 in dem Preiseinbruch für Heizöl, dem wichtigsten Substitut für Erdgas.

Auch die Kohlepreise folgen der Entwicklung der Ölpreise, allerdings fielen die Preisausschläge in der Vergangenheit deutlich geringer aus als bei Erdgas oder Heizöl. Zwischen dem tiefsten Preisstand von 31 €/t Mitte 1999 und dem bislang höchsten Preis von 127 €/t im September 2011 lag eine Differenz von 96 €/t, der Preis war also um mehr als 300 % gestiegen. Der Jahresdurchschnittspreis, der im Jahr 2010 noch bei 91 €/t lag, stieg zum Jahr 2011 um 25 % auf 114 €/t. Der Blick auf den Einfuhrpreis für Steinkohlen insgesamt verdeckt jedoch die Unterschiede bei den einzelnen Verwendungsarten. So wurde der Preisanstieg bis Ende 2011 maßgeblich von der Preisentwicklung bei den Kokskohlen ausgelöst. Die Kokskohlenpreise, die schon von 2004 bis 2008 um 112 % zugelegt hatten, zogen bis 2011 nochmals um 48 % auf 185 €/t an. Der Preis für Kraftwerkskohle, der sich in der Zeit von 2004 bis 2008 um gut 100 % auf 112 €/t SKE erhöhte, sank hingegen zum Folgejahr 2009 im Jahresdurchschnitt auf nur noch 79 €/t SKE. Bis zum Jahr 2011 näherte sich der Preis für Kraftwerkskohle mit 107 €/t wieder dem hohen Niveau von 2008 an, gegenüber 1990 ist dies eine Erhöhung um 119 %. Das Maximum erreichte der Importpreis für Kraftwerkskohle im 3. Quartal 2008 mit 132 €/t SKE.

1.4. Bevölkerungsentwicklung

Von erheblicher Bedeutung für den Energieverbrauch ist die demografische Entwicklung. Je mehr Menschen in Deutschland leben, umso größer ist die zu beheizende

2 Dabei wird der Erdgaspreis zunächst zwischen Produzent und Importeur ausgehandelt und als Basispreis festgelegt. Anschließend wird dieser Basispreis in vertraglich definierten Zeitabständen nach einer vereinbarten Anpassungsklausel fortgeschrieben. Die Anpassungsklauseln sehen in der Regel eine Bindung an die Entwicklung der Preise substitutiver Energieträger (insbesondere Heizöl) vor.

Wohnfläche und die Anzahl der Pkw, die für Fahrten zum Arbeitsplatz oder für private Zwecke genutzt werden. Die Bevölkerungszahl ist seit 2005 aufgrund sinkender Geburtenraten rückläufig, gegenüber 1990 leben heute jedoch etwa 2,5 Mio. bzw. 3,1 % mehr Menschen in Deutschland. So belief sich die Bevölkerungszahl im Jahr 2011 auf 81,8 Mio. Menschen.

Die Zahl der Haushalte, die für die zu beheizende Wohnfläche noch wichtiger ist als die Bevölkerung, ist infolge des Trends zu kleineren Haushalten deutlich stärker gestiegen als die Bevölkerung. Im Jahr 2011 betrug die Anzahl der Haushalte geschätzte 40,4 Mio. Sie hat gegenüber 1990 um etwa 5,5 Mio. bzw. 16 % zugenommen (vgl. Schaubild 4, Seite 13).

Höhere Bevölkerungs- und Haushaltszahlen schlagen sich unmittelbar im Energieverbrauch nieder. Unterstellt man beispielsweise für die zusätzlichen 5,5 Mio. Haushalte einen Energieverbrauch von 66 GJ pro Haushalt und Jahr, wie er im Jahr 2010 dem Durchschnitt aller privaten Haushalte entsprach, so resultiert allein aus den seit 1990 veränderten demografischen Rahmenbedingungen ein um rund 363 PJ bzw. gut 2 % höherer Energieverbrauch.

1.5. Wirtschaftswachstum

Die Entwicklung des Energieverbrauchs ist auch abhängig von der Dynamik des sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Wachstums (vgl. Schaubild 5, Seite 13). Kurzfristig kann dieser Effekt die übrigen Einflussfaktoren sogar überdecken, da Auslastungsschwankungen insbesondere in den energieintensiven Produktionsprozessen des Verarbeitenden Gewerbes entsprechende Ausschläge beim spezifischen und absoluten Energieeinsatz erzeugen können.

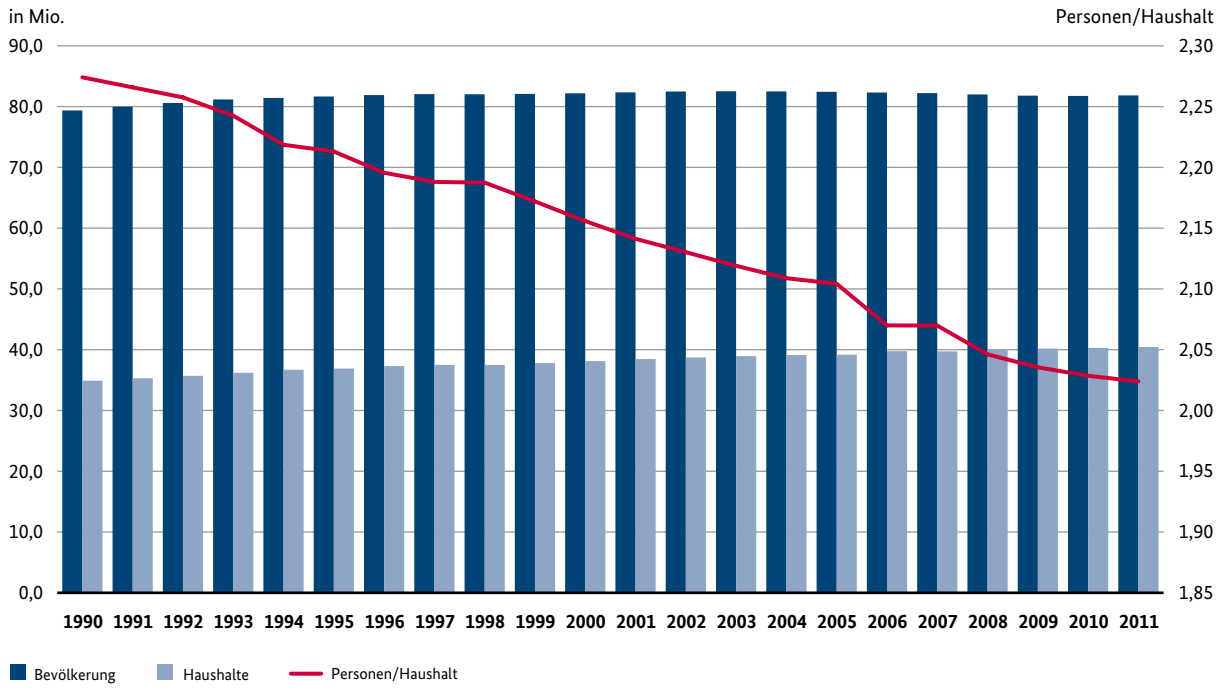
1.6. Witterung

Grundsätzlich ist zu berücksichtigen, dass die Temperatur für einen großen Teil des nichtindustriellen Energieverbrauchs eine erhebliche Rolle spielt, da der überwiegende Teil der Energie zum Beheizen von Wohnungen und gewerblichen Gebäuden genutzt wird. Üblicherweise wird der Temperatureinfluss mithilfe von Gradtagzahlen bzw. Heizgradtagen erfasst. Diese Maßzahl gibt die Anzahl der Tage an, an denen die Durchschnittstemperatur unterhalb eines bestimmten Niveaus, z. B. 15 °C, liegt.[3]

Das Jahr 2011 war im Vergleich zum langjährigen Durchschnitt außerordentlich warm, die Heizperiode infolge des milden Winters relativ kurz. Im Gegensatz dazu lagen die Temperaturen im Jahr 2010 deutlich unter dem langjährigen Mittel. Die Zahl der Heizgradtage erreichte 2010 ein Niveau, das um 4,3 % über dem langjährigen Mittel lag. Seit 1988 war das Jahr 2010, einmal abgesehen von 1996 (die Heizgradtage lagen um 9,8 % über dem langjährigen Mittel), das mit Abstand kälteste Jahr.

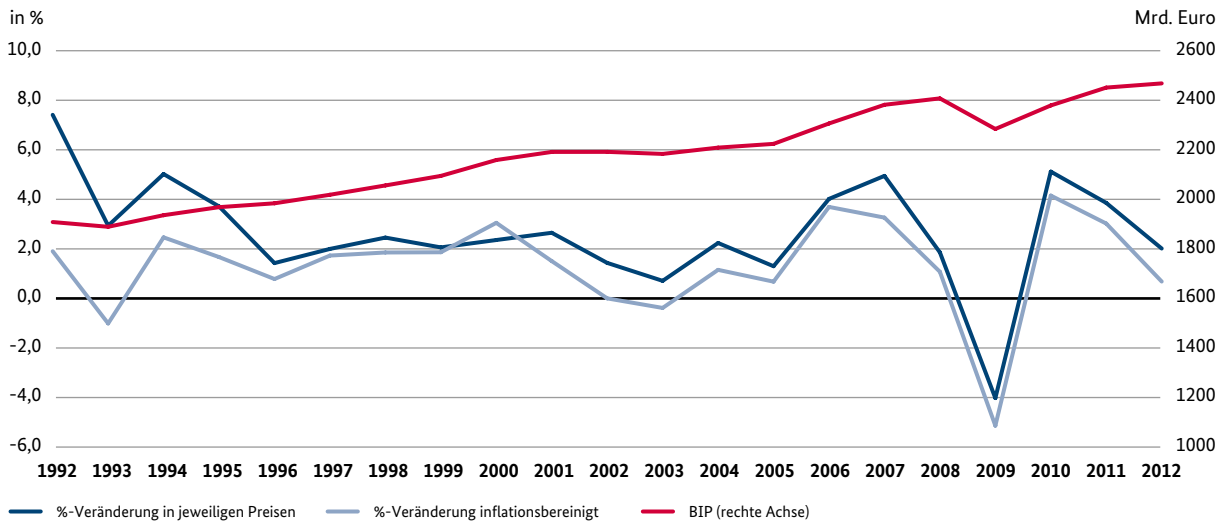
3 Konkret sind Heizgradtage definiert als Summe über die Differenzen zwischen der gewünschten Raumtemperatur (21 °C) und dem Tagesmittel der Außentemperatur an sog. Heiztagen. Heiztage sind die Tage, an denen die Lufttemperatur unter der sog. Heizgrenztemperatur (15 °C) liegt. Die Heizperiode, also der für die Beheizung von Gebäuden und Wohnungen zugrunde gelegte Zeitabschnitt, beginnt in Mitteleuropa im Herbst, wenn die Außentemperatur von 15 °C für einen über 5 Tage gemittelten Zeitraum unterschritten wird, frühestens jedoch am 1. September. Analog dazu endet sie im Frühjahr, wenn im Fünftagesmittel wieder eine Außentemperatur von 15 °C erreicht oder überschritten wird.

Schaubild 4: Bevölkerung, Haushalte und Haushaltsgröße in Deutschland
1990–2011, in Mio. und Personen je Haushalt



Quelle: DESTATIS und BMWi-Energiedaten, Tabelle 1

Schaubild 5: Bruttoinlandsprodukt
1992–2012, BIP inflationsbereinigt in Mrd. Euro; Veränderung gegenüber dem Vorjahr



Quelle: DESTATIS, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 1

2. Versorgungs- und Verbrauchsstrukturen

2.1. Aufkommen und Bezugsstrukturen von Primärenergie

Die Reserven und Ressourcen an Braunkohle in Deutschland werden von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe zusammen auf ca. 77 Mrd. t geschätzt, von denen bei den gegenwärtigen Energiepreisen mehr als 40 Mrd. t wirtschaftlich gewonnen werden können. Auch bei Steinkohle sind die Ressourcen mit mehr als 83 Mrd. t so reichlich, dass der gegenwärtige Verbrauch von knapp 60 Mio. t allein aus heimischer Produktion gedeckt werden könnte – wenn die Förderkosten nicht erheblich höher wären als der Weltmarktpreis.

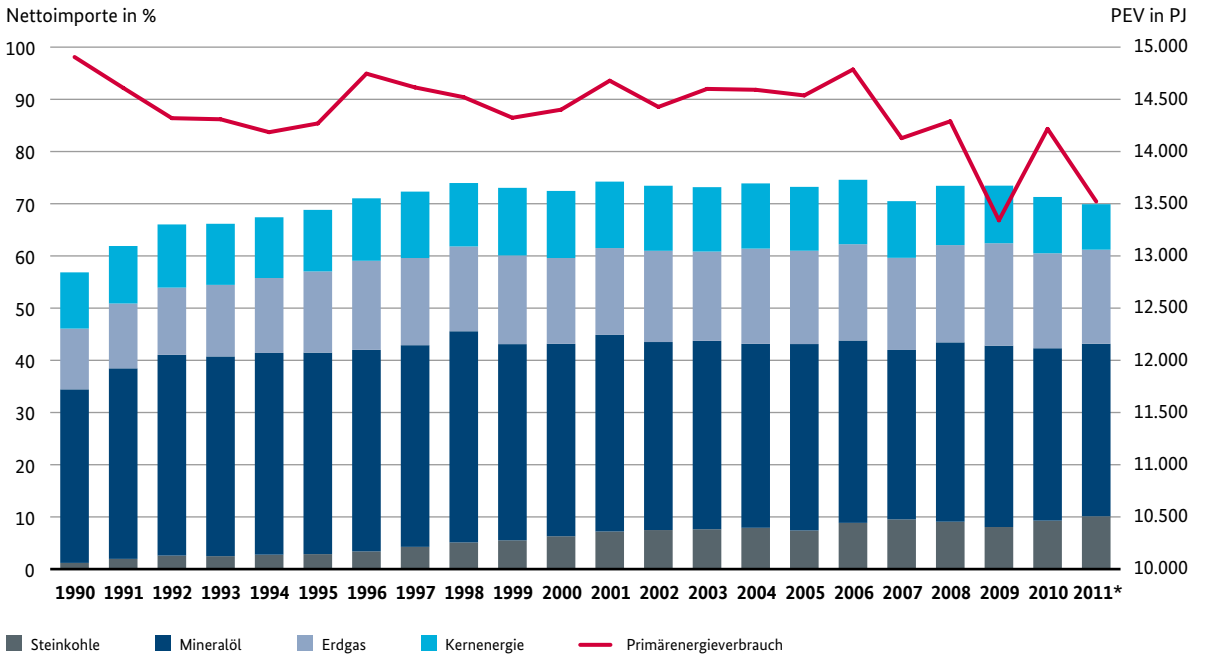
Demgegenüber sind die heimischen Vorkommen an Rohöl und Erdgas im Vergleich geringer. Die wirtschaftlich gewinnbaren Rohölvorräte lagen 2010 bei 41 Mio. t. Ohne nennenswerte Verbesserungen der Fördertechniken und Neufunde kann die gegenwärtige Förderung nur noch wenige Jahre aufrechterhalten werden.

Für Erdgas wurden die wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe im Jahr 2011 auf 146 Mrd. m^3 geschätzt.

Der Beitrag der heimischen Energien ist in den ersten 10 Jahren nach der Wiedervereinigung von 38 % (1991) auf knapp 26 % (2001) gesunken und hat sich seitdem nicht weiter verringert. Im Jahr 2010 lag der Anteil der Nettoimporte bei 70 %, sofern man die Kernenergie als importierte Energiequelle betrachtet.

Diese Zuordnung ist allerdings nicht zwingend; denn der Import von Uran hat an den gesamten Brennstoffkosten nur einen geringen Anteil, der überwiegende Teil (Anreicherung, Brennelementefertigung) stammt aus inländischer Produktion. Nach internationaler Konvention wird Kernenergie daher als heimische Energiequelle gewertet.

Schaubild 6: Entwicklung der Nettoimporte und des Primärenergieverbrauchs
1990–2011, in Prozent und in PJ



*vorläufig
Quelle: AGEB/AGEE-Stat, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 3

Der Anstieg der Importe ergibt sich nahezu zwangsläufig aus den begrenzten heimischen Reserven, sofern es nicht gelingt, den Energieverbrauch absolut zu verringern oder den Beitrag erneuerbarer Energien zu erhöhen. Zusätzliche Verbrauchsmengen müssen fast ausschließlich über steigende Importe gedeckt werden. Exemplarisch für diese Situation ist die Entwicklung bei Erdgas. So lag die inländische Förderung von Erdgas im Jahr 2011 um 42 % unter dem Niveau von 1990, während die Importe um gut 40 % zulegten, so dass knapp 87 % auf Importe entfielen.

Besonders auffällig sind die veränderten Versorgungsstrukturen bei der Steinkohle. Stammten 1990 noch über 90 % aus heimischer Förderung, wird die inländische Nachfrage inzwischen zu knapp 80 % aus Importen gedeckt.

Die Zunahme der Energieimporte erhöht die Abhängigkeit einer Volkswirtschaft von Preis- und Mengenbewegungen auf dem Weltmarkt. In gewissen Grenzen können diese Risiken durch eine Diversifikation der Bezugsquellen abgemildert werden. Die Einfuhren der wichtigen Primärenergien verteilen sich daher gegenwärtig auf mehrere Lieferländer.

So stammen die Erdgasimporte im Wesentlichen aus drei Ländern – Norwegen, den Niederlanden und Russland (bis 1991 Sowjetunion) – wobei sich die Struktur der Importe in den letzten 15 Jahren deutlich zugunsten der russischen und norwegischen Lieferungen verschoben hat; während Anfang der neunziger Jahre weniger als 95 TWh aus norwegischen Quellen stammten, erreichten die Lieferungen 2011 gut 342 TWh. Der quantitativ bedeutendste Lieferant ist allerdings Russland, das mit rund 395 TWh knapp 40 % der Importe stellt (vgl. Tabelle 3). Beide Länder stellen damit zusammen fast 74 % des Gasaufkommens in Deutschland.

Eine vergleichbare Bedeutung haben diese beiden Länder auch für die Rohölimporte: 46 % des nach Deutschland importierten Rohöls stammt aus russischen und

Tabelle 3: Bezugsstruktur der Energieimporte 1991–2011

Steinkohle*	**1991**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**	**2011**
Europa	41,1 %	42,4 %	43,0 %	27,7 %	20,4 %	15,1 %
Nordamerika	10,7 %	15,8 %	3,4 %	7,4 %	15,5 %	20,9 %
Südafrika	32,7 %	23,7 %	15,7 %	21,1 %	7,4 %	6,0 %
Australien	7,7 %	5,1 %	14,3 %	10,7 %	9,2 %	9,1 %
Russland	1,2 %	1,1 %	3,1 %	19,1 %	24,9 %	21,6 %
Kolumbien	2,4 %	5,6 %	9,2 %	7,9 %	17,7 %	23,3 %
Sonstige Länder	4,2 %	5,6 %	9,2 %	6,1 %	4,9 %	4,0 %
Summe in Mio. t	**16,8**	**17,7**	**29,3**	**39,3**	**44,6**	**45,0**
Rohöl	**1991**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**	**2011**
Naher Osten	20,5 %	12,8 %	13,0 %	7,1 %	5,8 %	5,2 %
Afrika	30,5 %	23,5 %	20,6 %	18,6 %	16,5 %	16,7 %
Venezuela	6,3 %	4,0 %	1,8 %	1,2 %	1,3 %	1,2 %
Russland	15,8 %	20,5 %	28,8 %	34,1 %	36,3 %	38,2 %
Norwegen	9,8 %	21,1 %	18,0 %	15,4 %	9,4 %	8,2 %
Großbritannien	15,8 %	17,8 %	12,5 %	13,0 %	14,0 %	14,0 %
Sonstige Länder	1,4 %	0,4 %	5,3 %	10,5 %	16,6 %	16,4 %
Summe in Mio. t	**88,8**	**100,6**	**103,6**	**112,2**	**93,3**	**90,5**
darunter OPEC	49,8 %	30,5 %	22,2 %	20,1 %	17,7 %	40,1 %
Erdgas	**1991**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**	**2011**
Niederlande	38,3 %	32,7 %	21,2 %	21,5 %	20,4 %	22,1 %
Norwegen	16,5 %	18,2 %	26,1 %	22,1 %	36,6 %	34,4 %
Russland	43,6 %	46,8 %	46,7 %	41,7 %	37,8 %	39,8 %
Übrige	1,6 %	2,3 %	7,0 %	4,7 %	5,1 %	3,7 %
Summe in TWh	**573,2**	**715,0**	**823,6**	**950,2**	**986,5**	**992,3**

* einschließlich Steinkohlenbriketts und -koks

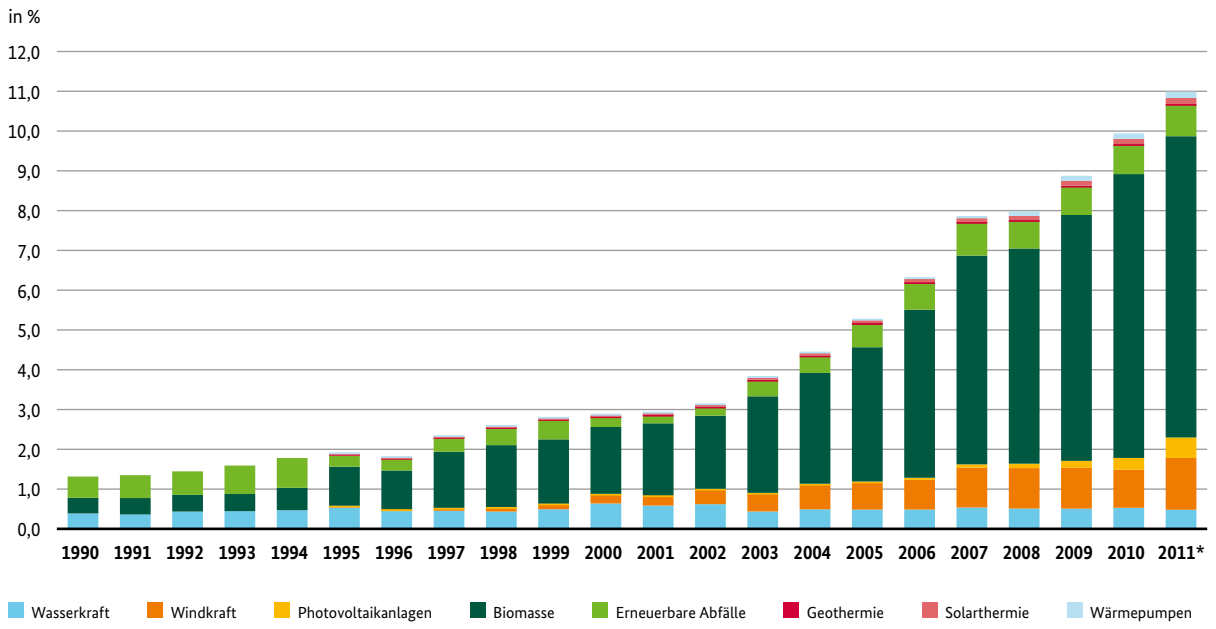
Quelle: Berechnungen von EEFA nach Statistik der Kohlenwirtschaft, BAFA, Destatis, vgl. auch BMWi-Energiedaten, Tabellen 13, 17 und 19

norwegischen Quellen. Die Bezüge aus OPEC-Staaten erreichen nicht einmal die Hälfte dieser Mengen.

An besonderer Bedeutung für die Steinkohleneinfuhren hat Kolumbien gewonnen, das 2011 mit 23,4 % den größten Anteil der Importe stellte. Größere Beiträge zur Marktversorgung stammen weiterhin aus Russland (21,6 %) und Nordamerika (20,9 %).

Schließlich tragen erneuerbare Energiequellen immer stärker zur Bereitstellung von Primärenergie bei. In der Zeit zwischen 1990 und 2011 erhöhte sich der Anteil erneuerbarer Energieträger wie Wind, Wasser, Biomasse oder Photovoltaik am Primärenergieverbrauch von 1,3 % auf rund 11 % (vgl. Schaubild 7). Erneuerbare Energieträger stammen in der Regel aus dem Inland, können aber auch in Form von Strom, Biomasse oder Biokraftstoffen importiert werden.

Schaubild 7: Beitrag erneuerbarer Energiequellen zum Primärenergieverbrauch
1990–2011, in Prozent



*vorläufig

Quelle: Berechnungen EEFA nach AGEB, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 20

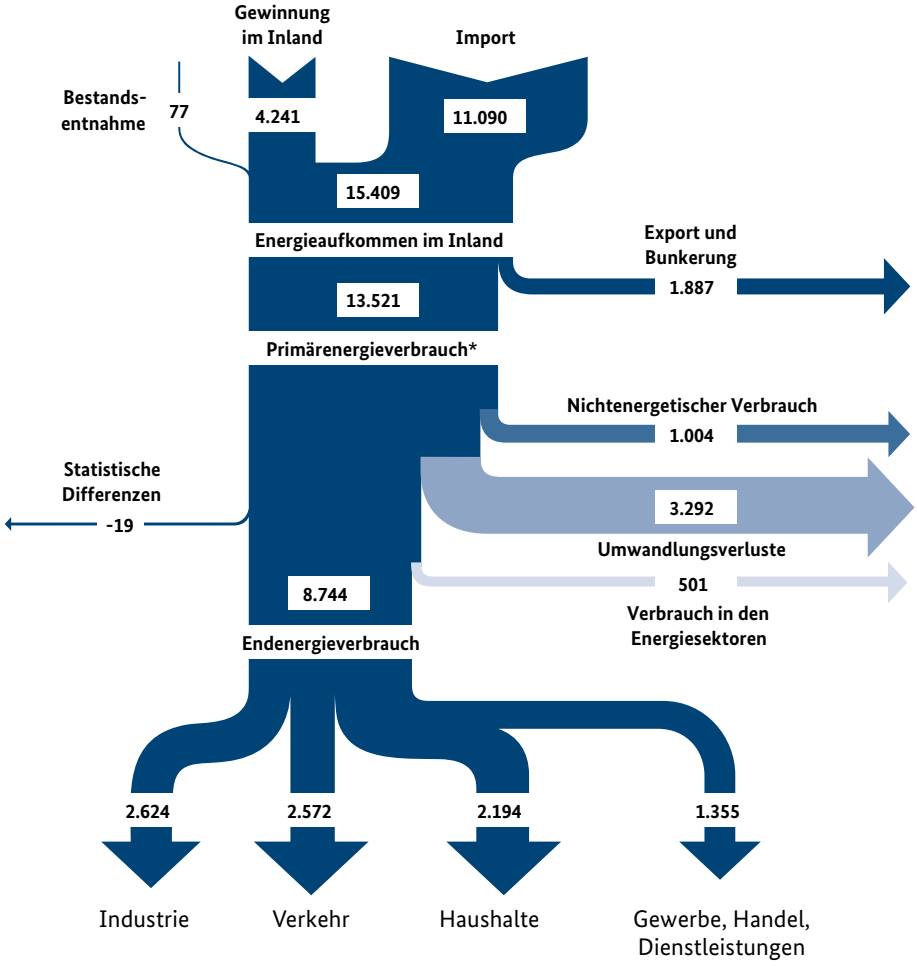
2.2. Verbrauch von Primärenergie in der Energieumwandlung

Die importierten oder im Inland gewonnenen Primärenergieträger können in der Regel nicht unmittelbar genutzt werden, sondern müssen verschiedene Umwandlungsprozesse durchlaufen, um schließlich in veredelter Form als Endenergie zum Antrieb von Maschinen, Fahrzeugen und Produktionsanlagen, als Prozessenergie oder zur Beheizung von Wohnungen und Gebäuden genutzt werden zu können (vgl. Schaubild 8).

Der quantitativ bedeutendste Teil dieser Umwandlungskette ist die Stromerzeugung. In der Elektrizitätserzeugung in Deutschland (vgl. Schaubild 9, Seite 18) dominierte im Jahr 2012 der Einsatz von Kernenergie (16 %), Stein- (19,1 %) und Braunkohle (25,6 %).

Diese Struktur ist das Ergebnis von langfristigen Investitionsentscheidungen und kurzfristigen Einsatzplanungen, aber auch von politischen Einflussmaßnahmen. Da die Lebensdauer der Anlagen je nach Brennstoff und Fahrweise 35 Jahre und mehr erreichen kann, ist die Zusammensetzung des Kraftwerksparks zu einem

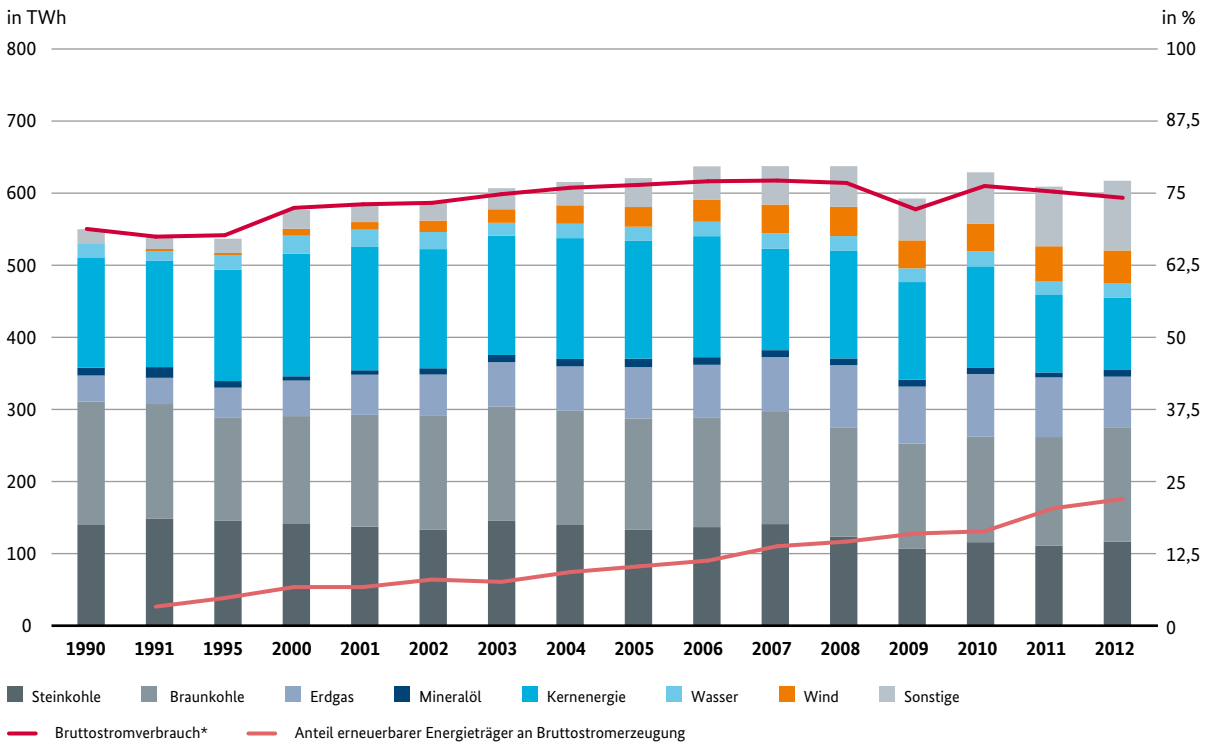
Schaubild 8: Energieflussbild 2011
für die Bundesrepublik Deutschland in PJ



Der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch liegt bei 11,0 %.
Abweichungen in den Summen sind rundungsbedingt.
* alle Zahlen vorläufig/geschätzt

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 10/2012

Schaubild 9: Bruttostromerzeugung aller Kraftwerke in Deutschland nach Energieträgern
1990–2012, in TWh und in Prozent



* Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch unterscheiden sich durch den Außenhandelssaldo
Quelle: BDEW, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 22

bestimmten Zeitpunkt das Ergebnis ökonomischer, ökologischer, regionaler und energiepolitischer Einflussfaktoren, die z.T. weit in die Vergangenheit zurückreichen. So ist die Entscheidung für den Bau von Steinkohlekraftwerken bei mehr als der Hälfte der gegenwärtigen Anlagen vor zwanzig Jahren und mehr gefallen; zu einer Zeit also, als für die Steinkohleverstromung noch grundlegend andere Rahmenbedingungen galten als heute. Die kurzfristige Einsatzplanung der Kraftwerke im Rahmen eines gegebenen Anlagenparks hängt allein von den variablen Kosten (die von den Brennstoffkosten dominiert werden) ab.

Braunkohle und Kernbrennstoffe verursachen im Vergleich zu anderen Brennstoffen relativ niedrige variable Kosten. Diese Stromerzeugungstechniken werden deshalb ausschließlich im Dauerbetrieb (zwischen 7.000 Stunden bei Braunkohle und 8.000 Stunden bei Kernenergie) genutzt. Somit entfällt mehr als die Hälfte der Erzeugung auf diese drei Energieträger bzw. Techniken.

Für die Abdeckung der Lastspitzen sind diese Grundlastkraftwerke allerdings weder technisch noch ökonomisch geeignet, da sie im Betrieb hoch ausgelastet sind oder ihr Einsatz aus dem Reservebetrieb in der Regel erst nach längeren Startzeiten, also nicht auf Abruf, erfolgen kann. Außerdem würden beim Einsatz von Grundlastkraftwerken in der Mittel- und Spitzenlast die Kapitalkosten exponentiell ansteigen. Für die Mittel- und Spitzenlast eignen sich daher vor allem Kraftwerke mit niedrigen Kapitalkosten, deren variable Kosten allerdings zum Teil deutlich über den entsprechenden Kosten der Grundlastkraftwerke liegen. Dazu gehören für den Bereich der Mittellast-Kraftwerke auf Basis von Steinkohle und für die Abdeckung der Lastspitzen Erdgas und in engen Grenzen auch Heizöl.

Aus regenerativen Energiequellen wurden 2012 135 TWh an Strom bereitgestellt. Besonders dynamisch hat sich die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen und Biomasse entwickelt (vgl. Schaubild 10). Insgesamt erreicht die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, gemessen am Bruttostromverbrauch, inzwischen eine Größenordnung von 20,5 % (2011). Gemessen an der Bruttostromerzeugung lag der Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 2012 bei 22 %.

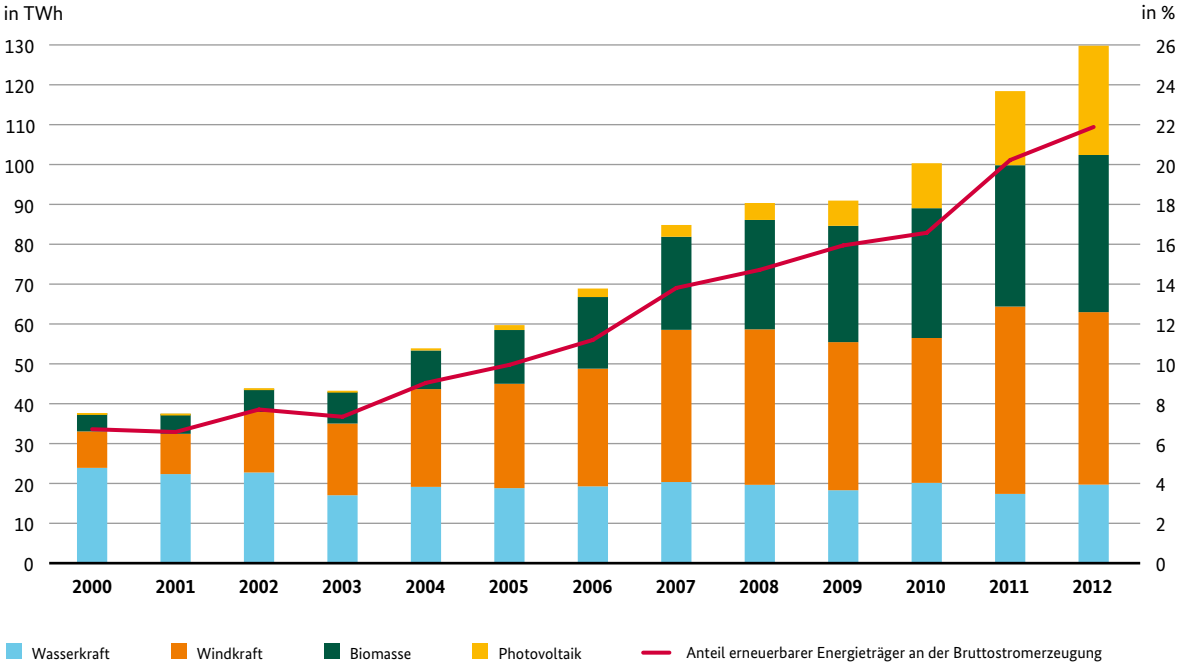
Zur Erzeugung von 612 Mrd. kWh elektrischer Energie wurden im Jahr 2011 in den Kraftwerken (der allgemeinen Versorgung und der Industrie) Brennstoffe mit einem Energieäquivalent von 5.200 PJ eingesetzt; dies entspricht 39 % des gesamten Primärenergieverbrauchs. Entsprechend der skizzierten Erzeugungsstruktur entfielen rund 27 % des Energieeinsatzes in der Stromerzeugung auf Braunkohle, 22 % auf Kernbrennstoffe, 19 % auf Steinkohle und nur etwa 12 % auf Gas sowie 19 % auf übrige Energieträger (vgl. Tabelle 4, Seite 20).

Erdgas und Steinkohle dominieren den Einsatz in der Fernwärmeerzeugung insbesondere auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplung. Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme ist in Deutschland sowohl in der Industrie als auch in der öffentlichen Versorgung von Bedeutung. Gegenwärtig (2011) stammen etwa 15 % der gesamten Bruttostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

2.3. Der Endenergieverbrauch

Umfang und Struktur der Endenergienachfrage hängen von einer Vielzahl von Faktoren ab, die von der Industriestruktur über Siedlungs- und Verkehrsstrukturen bis hin zu Witterungsbedingungen reichen. Die historisch gewachsene Industriestruktur in Deutschland mit ihrem Schwerpunkt auf der Produktion von industriellen Grundstoffen wie Stahl, Zement, Chlor, Aluminium oder Kupfer prägt auch gegenwärtig noch den industriellen Energieverbrauch, auch wenn die Bedeutung dieser Prozesse im Verlauf des sektoralen

Schaubild 10: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen
2000–2012, in TWh



Quelle: AGEB

Tabelle 4: Einsatz von Energieträgern* zur Stromerzeugung
1990–2011, in PJ und Anteile in %

in PJ	1990	1995	2000	2005	2010	2011**
Steinkohle	1270	1332	1268	1161	1012	987
Braunkohle	1731	1455	1420	1458	1364	1414
Übrige feste Brennstoffe	64	60	96	146	215	216
Heizöl	108	84	71	92	63	59
Gase	435	431	481	590	681	636
Wasserkraft/Windkraft/PV	58	104	149	277	611	710
Kernenergie	1663	1681	1851	1779	1533	1178
Summe	**5329**	**5147**	**5336**	**5503**	**5479**	**5200**
Anteile in %						
Steinkohle	23,8	25,9	23,8	21,1	18,5	19,0
Braunkohle	32,5	28,3	26,6	26,5	24,9	27,2
Übrige feste Brennstoffe	1,2	1,2	1,8	2,7	3,9	4,2
Heizöl	2,0	1,6	1,3	1,7	1,1	1,1
Gase	8,2	8,4	9,0	10,7	12,4	12,2
Wasserkraft/Windkraft/PV	1,1	2,0	2,8	5,0	11,2	13,7
Kernenergie	31,2	32,7	34,7	32,3	28,0	22,7
Summe	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**

* Primäräquivalente, ** vorläufig

Quelle: AGEB, vgl. auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 23

Strukturwandels abgenommen hat. Dabei spielt neben Strom und Gas auch Kohle noch eine erhebliche Rolle, da wichtige Grundstoffe wie Rohstahl oder Zement unter Einsatz kohlenstoffhaltiger Energieträger gewonnen werden. Für den Endenergieverbrauch von zunehmender Bedeutung ist auch der Einsatz erneuerbarer Energieträger, deren Marktanteil sich von 2,9 % im Jahr 1997 auf 12,5 % im Jahr 2011 erhöht hat. Endverbraucher nutzen erneuerbare Energien im Wesentlichen in Form von Strom aus regenerativen Quellen, als Biomasse zur Wärmeerzeugung sowie in Form von Biokraftstoffen im Straßenverkehr.

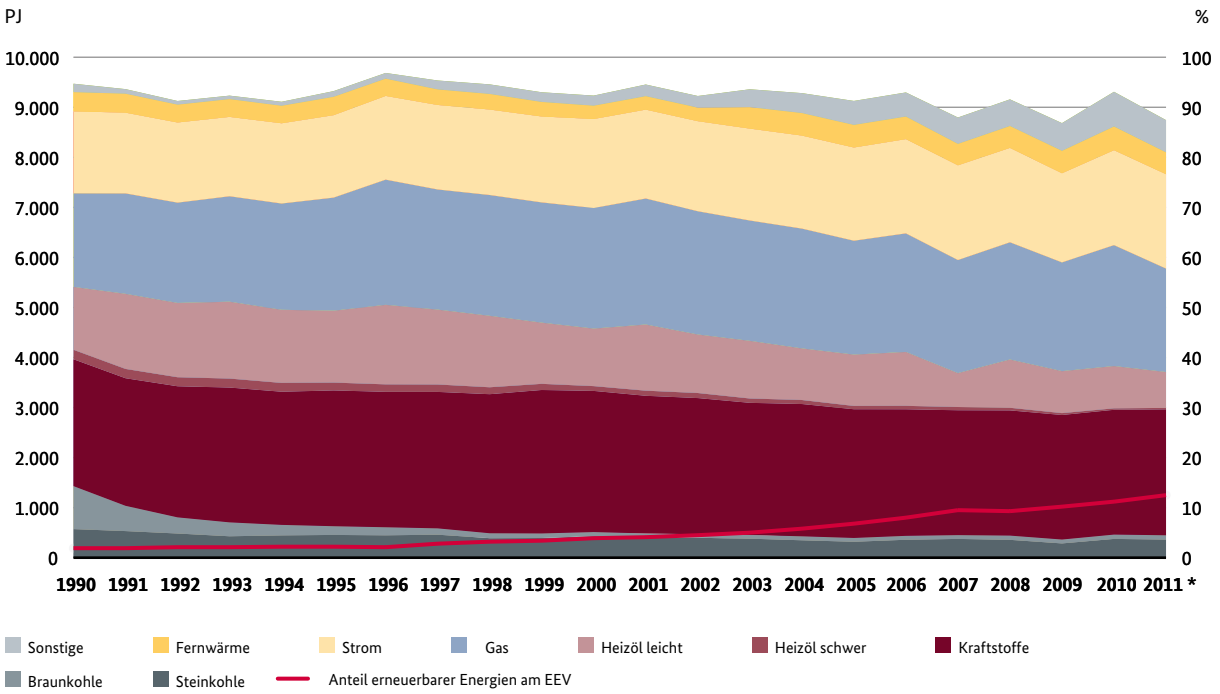
Dominiert wird der Endenergieverbrauch auch heute noch von Kraftstoffen, Strom und Gas (vgl. Schaubild 11, Seite 21). Das quantitativ nach wie vor größte Marktsegment im Endenergieverbrauch ist Mineralöl, darunter vor allem dessen Verbrauch im Kraftstoffmarkt. Er ist abhängig von der Verkehrsnachfrage, von technischen Entwicklungen, aber auch von den Kraftstoffpreisen. Die Preiselastizität der Kraftstoffnachfrage, die angibt, wie stark die Mengenreaktion der Verbraucher auf eine Preiserhöhung ausfällt, ist kurzfristig relativ niedrig. Sie kann jedoch langfristig über die Wahl der Fahrzeuggröße, den spezifischen Verbrauch und die Antriebstechnik – Benzin, Diesel, Erdgas, Strom – erheblich gesteigert werden. Dieser Umstand erklärt, dass der Kraftstoffverbrauch in den neunziger Jahren zunächst kräftig gewachsen ist, seit Ende der neunziger Jahre jedoch kontinuierlich zurückgeht.

Im Kraftstoffmarkt fällt dem Einsatz von Biokraftstoffen und hier vor allem von Biodiesel eine gewisse Bedeutung zu. Der biogene Anteil am gesamten Kraftstoffmarkt hat einen Marktanteil von knapp 7 %, der Anteil von Biodiesel im Dieselmarkt erreicht knapp 7,4 %.

Im Strommarkt zeigen die Wachstumsraten des Verbrauchs in den letzten Jahren keinen einheitlichen Trend. Seit 2008 ist ein tendenziell rückläufiger Trend festzustellen, der von konjunkturellen oder Witterungseinflüssen in einzelnen Jahren über- oder unterzeichnet wird.

Vergleichbare Entwicklungen gelten für den Gasverbrauch. Zwischen 1990 und 2011 lag die durchschnittliche Wachstumsrate bei etwas unter 0,7 % pro Jahr. Die Entwicklung in den einzelnen Marktsegmenten verlief im Zeitraum allerdings nicht einheitlich. Die quantitativ bedeutendsten Wachstumsimpulse gingen von den Haushalten und vom GHD-Sektor aus. Der Absatz an den GHD-Sektor erhöhte sich seit 1990 um 26 TWh (95 PJ), an die Haushalte zur Beheizung von Wohnraum, zum Kochen und zur Aufbereitung von Warmwasser

Schaubild 11: Endenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern
1990–2011, in PJ



* vorläufig, z. T. geschätzt
Quelle: AGEB/AGEE-Stat, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 6

um 29 TWh (104 PJ) (vgl. Tabelle 5, Seite 22). Insbesondere in diesen Verbrauchsbereichen wurden flüssige und feste Brennstoffe (leichtes und schweres Heizöl und Kohle) durch Erdgas ersetzt. Infolge der Substitutionsprozesse zugunsten des Erdgases, aber auch aufgrund autonomer Einsparungen im Wärme- und Kraftstoffverbrauch hat die Bedeutung des Mineralöls für den Endenergieverbrauch in den letzten Jahren deutlich abgenommen. Der Absatz an Mineralölprodukten an die Industrie verminderte sich gegenüber 1990 um mehr als 60 % auf 119 PJ im Jahr 2011.

Während die Verwendungsstruktur von Mineralölprodukten, Erdgas oder Strom relativ heterogen ist, können die Lieferungen von Kohle schwerpunktmäßig dem Einsatz in der Stahlindustrie zugeordnet werden. Dieser Industriezweig gehört mit zu den energieintensivsten Wirtschaftsbereichen und ist wegen der besonderen Produktionsverhältnisse in hohem Maße auf den Einsatz von Steinkohle und -koks angewiesen. Kohlenstoffhaltige Energieträger dienen bei der Erzeugung von Roheisen überwiegend als Rohstoff bzw. Reduktionsmittel und nur zum Teil als Brennstoff für verschiedene Hochtemperaturprozesse. Die Stahlindustrie ist mithin der wichtigste Absatzbereich für Steinkohle und -koks im Endverbrauch. Für den Verbrauch von Kohlen spielt neben verbrauchsdämpfenden Faktoren wie den enormen technischen Verbesserungen, die die Stahlindustrie seit 1990 erzielt hat, die Produktionsentwicklung eine entscheidende Rolle. Die Rohstahlproduktion, die in der Zeit von 1990 bis 2005 im konjunkturellen Verlauf zwischen 37,6 und 46,4 Mio. t schwankte, erreichte mit rund 48,6 Mio. t im Jahr 2007 ein neues Rekordergebnis. Im Jahr 2009 brach die Produktion krisenbedingt um gut 30 % auf 32,7 Mio. t ein. 2011 wurden wieder 11,6 Mio. t Stahl mehr produziert als zwei Jahre zuvor, dementsprechend stieg auch der Steinkohlen- und Koksverbrauch um 4,2 Mio. t SKE.

Tabelle 5: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen
1990–2011, in PJ

Mineralölprodukte	1990	1995	2000	2005	2010	2011**
Industrie	308	299	199	162	120	119
Verkehr	2.329	2.554	2.681	2.448	2.369	2.385
Handel, Gewerbe	603	550	406	364	314	282
Haushalte	740	902	779	689	563	476
Endenergieverbrauch (gesamt)	3.980	4.305	4.065	3.663	3.367	3.262
Gase						
Industrie	936	929	972	865	915	924
Verkehr	0	0	0	3	9	9
Handel, Gewerbe	302	406	454	397	450	396
Haushalte	633	925	984	1.011	1.043	737
Endenergieverbrauch (gesamt)	1.871	2.260	2.410	2.276	2.417	2.067
Kohle						
Industrie	868	480	445	355	398	381
Verkehr	1	0	0	0	0	0
Handel, Gewerbe	199	46	19	7	10	15
Haushalte	363	104	48	32	54	53
Endenergieverbrauch (gesamt)	1.431	629	513	395	462	448
Strom						
Industrie	748	686	748	823	799	792
Verkehr	49	58	57	58	60	60
Handel, Gewerbe	419	447	504	474	529	533
Haushalte	422	458	470	509	510	503
Endenergieverbrauch (gesamt)	1.638	1.648	1.780	1.864	1.899	1.887
Erneuerbare Energien						
Industrie	15	10	14	88	140	153
Verkehr	0	2	12	77	121	117
Handel, Gewerbe	0	2	3	10	40	42
Haushalte	39	96	171	196	317	277
Endenergieverbrauch (gesamt)	53	110	201	370	617	588
Übrige*						
Industrie	102	70	43	221	220	256
Verkehr	0	0	0	0	0	0
Handel, Gewerbe	172	128	92	185	139	88
Haushalte	186	170	131	154	189	148
Endenergieverbrauch (gesamt)	460	369	266	559	548	491

* Fernwärme und sonstige Energieträger

** vorläufig

Quelle: AGEB

Im übrigen Wärmemarkt spielt der Einsatz von Kohle kaum noch eine Rolle. Die Haushalte setzen vor allem Braunkohlenbriketts, Steinkohle sowie in geringem Umfang auch Steinkohlenkoks und -briketts ein. Im Wärmemarkt an Bedeutung gewonnen haben die erneuerbaren Energien, deren Verbrauch sich in den letzten 10 Jahren etwa verdreifachte. Vom gesamten Verbrauch an erneuerbaren Energien in den Sektoren Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen in Höhe von 319 PJ entfallen mehr als 87 % auf den Einsatz von Biomasse und hier insbesondere von Holz. Allein der Holzverbrauch der privaten Haushalte wird nach einer Erhebung der GfK, die auch den Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen zugrunde liegt, auf 18,5 Mio. t geschätzt.[4]

4 Vgl. AGEB, Satellitenbilanz Erneuerbare Energieträger: www.ag-energiebilanzen.de

2.4. Kraftwerke und Stromnetze

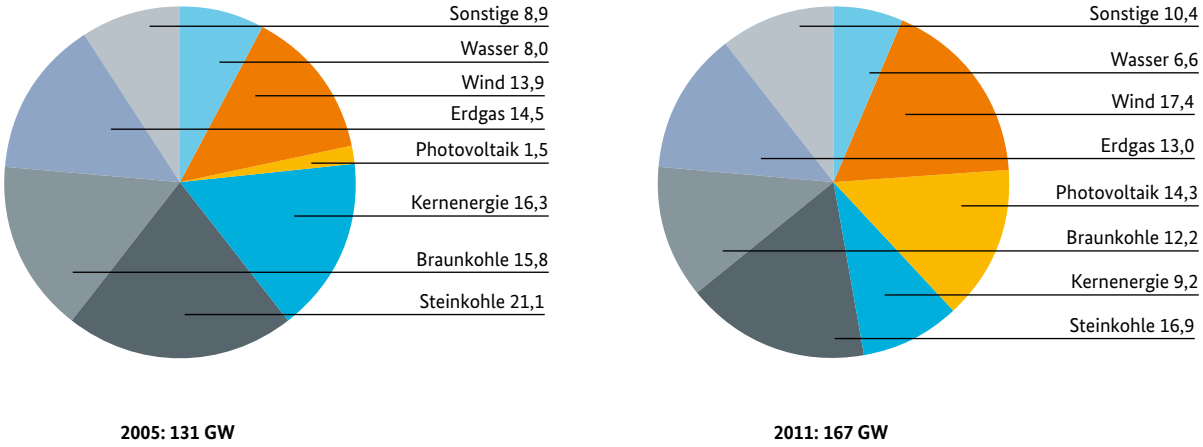
Im Jahr 2011 waren in Deutschland Kraftwerke (Allgemeine Versorgung, Industriekraftwerke und Einspeiser) mit einer elektrischen Bruttoleistung in Höhe von 167 GW installiert. Unterteilt nach Energieträgern zeigt sich, dass die Windkraft mit einem Anteil von 17,4 % die Kapazität der Kraftwerke dominiert, es folgen die Steinkohle mit 16,9 %, die Photovoltaik mit 14,3 %, Erdgas mit 13 %, Braunkohle mit 12,2 %, die übrigen Energieträger wie z. B. Biomasse usw. mit 9,2 % und Wasser mit 6,6 %.

Verglichen mit dem Jahr 2005 hat die gesamte Kraftwerksleistung um 27,5 % bzw. 36 GW zugenommen (vgl. Schaubild 12). Seit dem Inkraftreten des EEG (2000) ist insbesondere die installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen dynamisch gewachsen. Allein in der Zeit von 2005 bis 2011 erhöhte sich die installierte Leistung der Windkraftanlagen um 10.670 MW (58 %). Die Kapazität der Photovoltaik konnte sich im gleichen Zeitraum verzwanzigfachen.

Zusammengenommen erreichen Windkraft- und Photovoltaikanlagen gemessen an der gesamten Kraftwerksleistung einen Anteil von 24 % (vgl. Schaubild 12).

Bei der Interpretation ist zu berücksichtigten, dass die einzelnen Erzeugungstechnologien durch sehr unterschiedliche Verfügbarkeiten (Benutzungsstunden) charakterisiert sind. Konventionelle Wärmekraftwerke auf Basis fossiler Energieträger oder Kernbrennstoff sind i. d. R. durch eine hohe Anzahl an Benutzungsstunden gekennzeichnet. Hingegen ist das Angebot an für die Stromerzeugung geeigneten Energieträgern zum Teil begrenzt (Wasser, Wind, Sonne) und die Stromerzeung ist naturgemäß stark schwankend. Zur Aufrechterhaltung einer stabilen und sicheren Stromversorgung sind bei einem stetig wachsenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien ausreichend thermische Kraftwerke und effiziente Speichertechnologien eine unabdingbare Voraussetzung.

Schaubild 12: Installierte Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland nach Energieträgern
2005 und 2011, in GW, Allgemeine Versorgung, Industrie und Einspeiser



Quelle: Berechnungen EEFA nach Statistisches Bundesamt

Die Kraftwerksstruktur in Deutschland ist über viele Jahrzehnte historisch gewachsen. Grundsätzlich konzentriert sich die Stromerzeugung aus Gründen der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit auf die Regionen, die auch die Verbrauchsschwerpunkte darstellen. Des Weiteren ist davon auszugehen, dass die Standortwahl auch von der Verfügbarkeit des Energieträgers (Brennstoff) beeinflusst wird. In Deutschland geförderte Braunkohle wird zu 92 % in grubennahen Kraftwerken (Nordrhein-Westfalen, Rheinland, Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt) zur Strom- und Wärmeerzeugung verfeuert. Küstennahe Steinkohlekraftwerke setzen vor allem Importkohle als Brennstoff ein. Windenergie lässt sich am effizientesten in den norddeutschen Küstenregionen oder auf See („offshore") zur Stromerzeugung nutzen.[5]

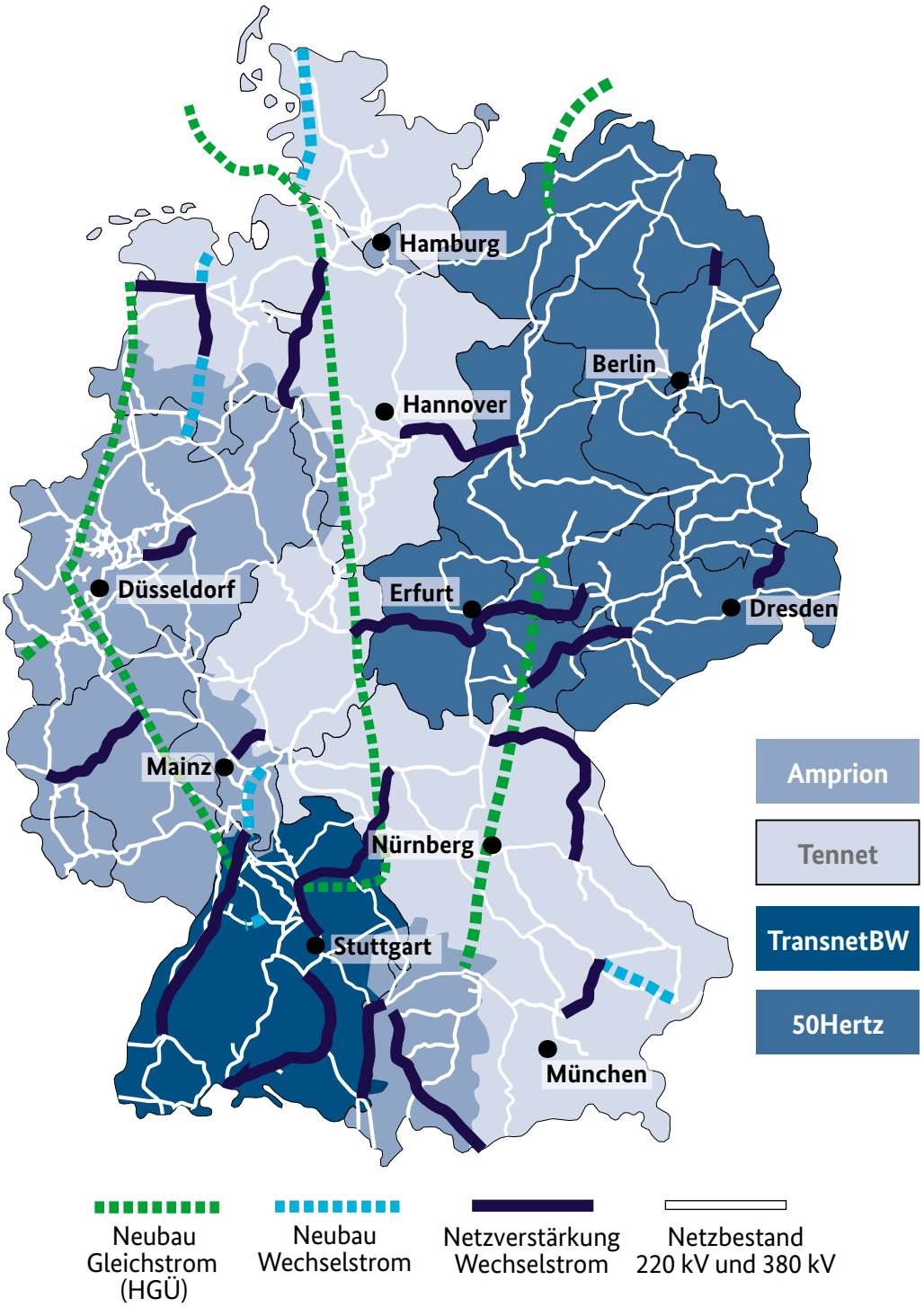
Mit der Energiewende soll neben dem beschleunigten Kernenergieausstieg und der Steigerung der Energieeffizienz vor allem der Ausbau erneuerbarer Energiequellen vorangetrieben werden. Bis 2050 soll der Anteil erneuerbarer Energiequellen am Stromverbrauch auf mindestens 80 % erhöht werden (2012 lag dieser Anteil bei 22 %). Dabei wird ein Großteil der erneuerbaren Erzeugungsleistung in ländlichen, lastfernen Regionen installiert werden. Es liegt auf der Hand, dass dies die regionalen Disparitäten zwischen Stromerzeugung und -verbrauch verschärft und den Aus- und Umbau unserer Übertragungs- und Verteilernetze notwendig macht, um den dezentral erzeugten Ökostrom in die Verbrauchszentren abzutransportieren. Dies ist auch im Kontext zu sehen, dass für das Funktionieren börslicher Handelsströme in einem integrierten EU-Binnenmarkt entsprechend ausreichend physische Stromübertragungskapazitäten zur Verfügung stehen müssen, um das Marktgeschäft real zu erfüllen.

Der Bedarf an neuen und auszubauenden Stromnetzen wurde erstmals in dem 2009 beschlossenen Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) festgehalten. Hier sind 24 konkrete Projekte benannt, die zeitnah realisiert werden sollen, um die Sicherheit und Stabilität der Stromversorgung angesichts der sich rasch ändernden Erzeugungsstruktur zu gewährleisten. Der aktuelle Stand dieser Netzausbauprojekte ist Schaubild 13 zu entnehmen.

Aufgrund von Verzögerungen beim Netzausbau sowie sich erweiterndem Bedarf an Aus- und Neubau von Stromnetzen wurden im Jahr 2011 im Rahmen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sowie des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) die rechtlichen Rahmenbedingungen geschaffen, die einen bundesweit koordinierten Ausbau der Netzinfrastruktur ermöglichen sollen. Insbesondere sieht §12 EnWG vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber einen Netzentwicklungsplan erstellen, der zukünftige Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen berücksichtigt und konkrete Empfehlungen formuliert, welcher Bedarf an Aus- bzw. Neubau der Stromübertragungsnetze tatsächlich anfällt. Die Erstellung des Netzentwicklungsplans soll regelmäßig und in enger Zusammenarbeit mit der Öffentlichkeit stattfinden, um die Akzeptanz für Netzinfrastrukturprojekte in der Bevölkerung sicherzustellen. Der Bundesnetzagentur (BNetzA) wurde vom Gesetzgeber die Aufgabe übertragen, den Netzentwicklungsplan (NEP) zu überprüfen und zu bestätigen. Am 26. November 2012 genehmigte sie den NEP 2012 und verabschiedete vier Tage später den Szenariorahmen, der für den NEP 2013 die Grundlage bilden soll. Mit dem Entwurf des Bundesbedarfsplangesetzes, welches am 19. Dezember 2012 das Bundeskabinett passierte, wurden die vorgeschlagenen Netzausbauvorhaben des NEP 2012, für welche die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt wurden, in einen Gesetzentwurf überführt, welcher von Bundestag und Bundesrat noch beschlossen werden muss.

5 Die gesamte installierte Leistung der Windenergie (2011: 29 GW) konzentrierte sich nach Angaben des Deutschen Windenergieinstituts (DEWI) zu mehr als einem Drittel auf die Bundesländer Niedersachsen und Schleswig-Holstein. Hinzu kommt, dass in Offshore-Windkraftanlagen in Zukunft ein erhebliches Potenzial gesehen wird, die im Rahmen der Energiewende anvisierten Ziele zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien in der Stromversorgung voranzubringen. Im Bau befindliche bzw. genehmigte Windparks auf See verfügen über eine installierte Leistung von mindestens 14 GW, mit der in Zukunft geplant werden muss. An das Stromnetz angeschlossen sind gegenwärtig Offshore-Windparks mit einer Leistung von rund 200 MW.

Schaubild 13: Stand der vordringlichen Stromtrassen gemäß Energieausbaugesetz (EnLAG)



Zentraler Baustein des neuen Netzentwicklungsplans sind Leitungen, die mittels Höchstspannungsgleichstromübertragung, häufig als Stromautobahnen bezeichnet, künftig den im Norden erzeugten Windstrom in die Verbrauchszentren im Westen und Süden des Landes transportieren sollen.

Quelle: Bundesnetzagentur

2.5. Der Endverbrauch nach Anwendungszwecken

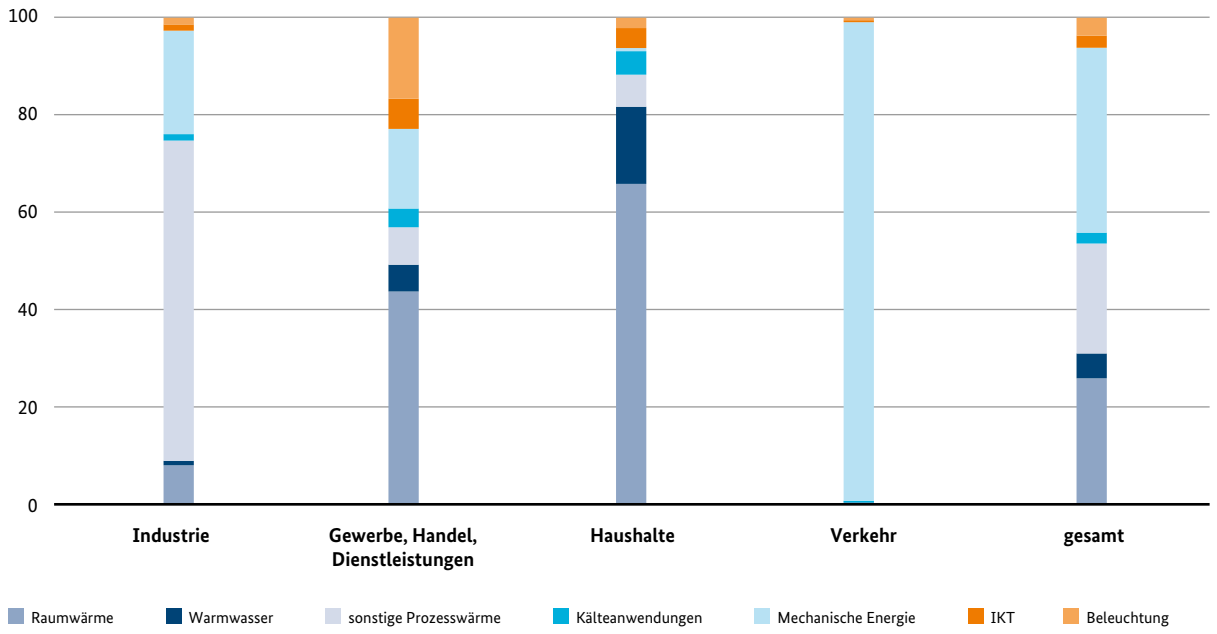
Der Endenergieverbraucher ist nicht unmittelbar am Erwerb bestimmter Energieträger, sondern am Nutzen, den diese Energieträger im Haushalt oder industriellen Produktionsprozess stiften, interessiert. Die Kraftstoffnachfrage der privaten Haushalte beispielsweise dient letztlich der Befriedigung der Mobilitätsbedürfnisse. Der Einsatz elektrischer Energie in der Industrie kann hingegen zur Deckung der Nachfrage an Prozess- oder Wärmeenergie zum Betrieb von Elektrolysen (Aluminium oder Chlor usw.) oder Elektrostahlöfen dienen oder den Bedarf an Antriebsleistung (Elektromotoren, Pumpen, Kompressoren oder Mahlanlagen) befriedigen.

Der Prozess der Umwandlung endet somit nicht mit der Lieferung von Energie an die Letztverbraucher. Vielmehr wandeln diese unter Einsatz unterschiedlicher Kapitalgüter (Industrieanlagen, Pkw oder Heizungsanlagen) die End- in Nutzenergie um, also z. B. Strom in Antriebsenergie oder Licht. Der Endenergieverbrauch kann nach den Anwendungsbereichen

- Raumwärme,
- Warmwasser,
- sonstige Prozesswärme (ohne Warmwasser),
- mechanische Energie,
- Beleuchtung,
- Kälteanwendungen,
- Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT)

differenziert werden. Dabei zeigt sich ein relativ heterogenes Bild der Nutzenergieverwendung (vgl. Schaubild 14). In der Industrie wird der mit Abstand größte Teil des Energieverbrauchs als Prozesswärme (66 %) und zu Antriebszwecken (22 %) genutzt. Hingegen dominiert bei den privaten Haushalten der Einsatz zur Beheizung von Wohnraum mit einem Anteil von 73 % am gesamten Energieverbrauch. Im Verkehrssektor werden 99 % als mechanische (Antriebs-)Energie genutzt.

Schaubild 14: Endenergie nach Anwendungsbereichen
2011, in Prozent



Quelle: AGEB, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 7

3. Energieeffizienz

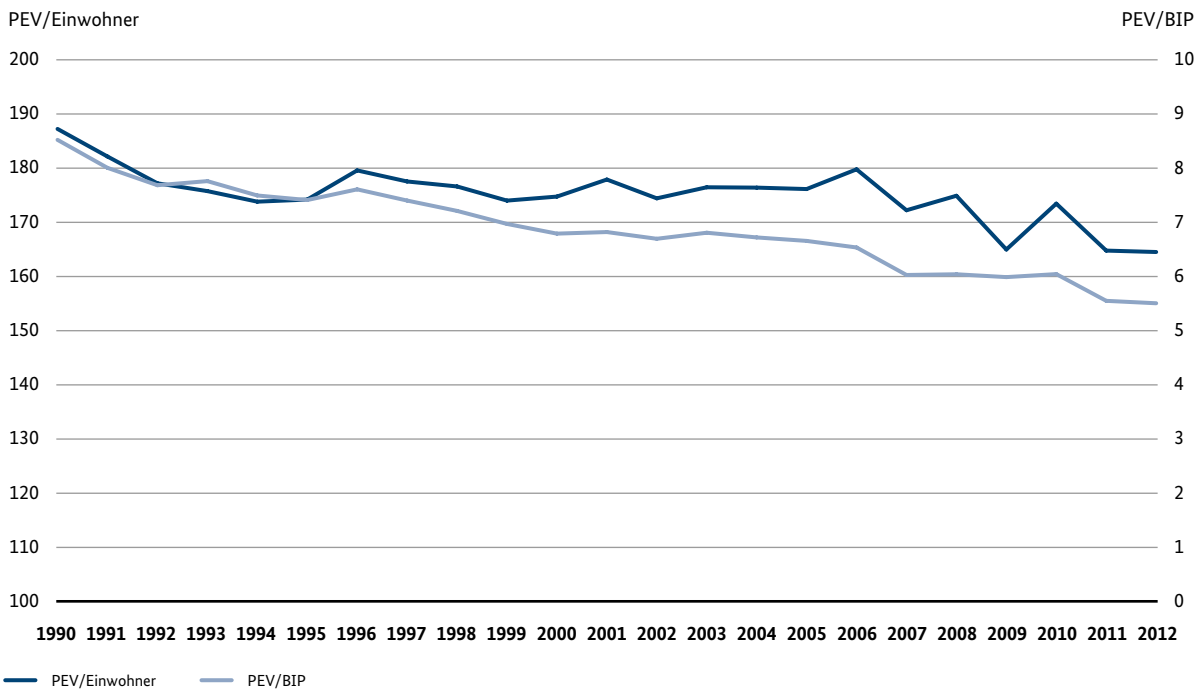
Die Steigerung der Energieeffizienz steht gegenwärtig ganz oben auf der energie- und umweltpolitischen Agenda. Dabei ist die empirische Bestimmung der Energieffizienz keineswegs eindeutig und einfach. Effizienzverbesserungen benötigen nicht nur Zeit, sondern erfordern in der Regel auch den Einsatz innovativer Technologien und damit den vermehrten Einsatz von Sachkapital. Noch stärker ist die Kennziffer für den Primärenergieverbrauch pro Kopf zurückgegangen.

3.1. Gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz

Die alleinige Betrachtung des Primärenergieverbrauchs als absolute Größe stellt weder im Rahmen internationaler Vergleiche noch zur Beurteilung der energiewirtschaftlichen Entwicklung eines Landes im Zeitverlauf eine geeignete Basis dar. Aussagekräftiger erscheinen der Primärenergieverbrauch pro Kopf sowie das Verhältnis zwischen Energieverbrauch einerseits und Wirtschaftsleistung andererseits, hier gemessen als das Verhältnis von Primärenergieverbrauch zum Bruttoinlandsprodukt (Energieintensität).

Seit 1990 konnte die gesamtwirtschaftliche Energieintensität im Jahresdurchschnitt um 1,9 % vermindert werden. Um 1.000 Euro Bruttoinlandsprodukt zu erwirtschaften, müssen deshalb heute nur noch 5,5 GJ an Primärenergie eingesetzt werden; 1990 waren es noch 8,3 GJ (vgl. Schaubild 15). Die Gründe für diese Entwicklung sind vielfältig; sie reichen von den einmaligen Effizienzgewinnen im Rahmen des Modernisierungs- und Restrukturierungsprozesses der ostdeutschen Wirtschaft nach der Wiedervereinigung über kontinuierliche Verbesserungen der Produktions- und Verbrauchsprozesse bis hin zu Substitutionsprozessen, in deren Folge auch die Effizienz der Energienutzung erhöht werden konnte. Hinzu kommen Verschiebungen in der Produktionsstruktur sowohl zwischen den Wirtschaftszweigen (intersektoral) als auch innerhalb derselben (intrasektoral).

Schaubild 15: Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland je Einwohner und je Einheit Bruttoinlandsprodukt (BIP)
1990–2012, inflationsbereinigt in Mrd. Euro und in GJ



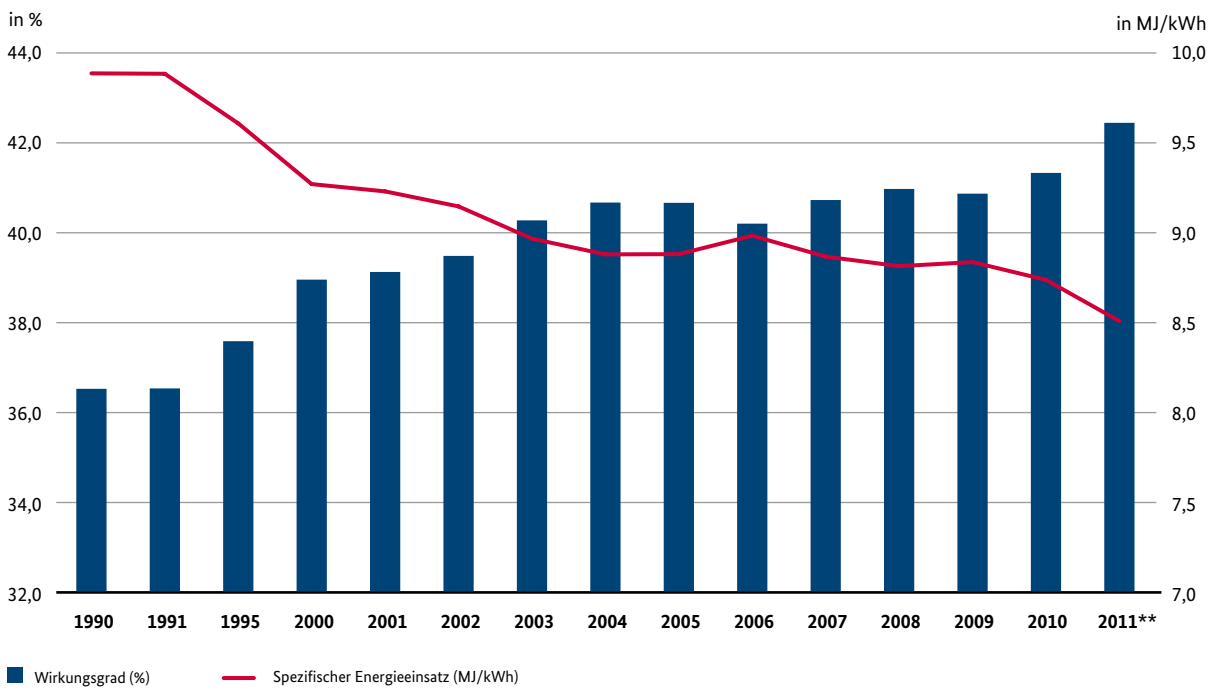
Quelle: AGEB und DESTATIS, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 8

3.2. Effizienz der Stromerzeugung

Von 1990 bis 2011 konnte der spezifische Energieeinsatz der Stromerzeugung deutlich verringert werden; betrug der Energieeinsatz pro netto erzeugter Kilowattstunde 1990 noch 9,9 MJ, so wurden 2011 nur noch 8,5 MJ benötigt. Der Wirkungsgrad der Stromerzeugung – hier definiert als das Verhältnis der Bruttostromerzeugung zum gesamten Energieeinsatz – hat sich infolgedessen bis 2011 auf 42,4 % erhöht. Zum Vergleich: 1990 lag diese Effizienz der Energieausnutzung in der Stromerzeugung noch bei 36,5 % (vgl. Schaubild 16). Eine Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs ist im Rahmen des bestehenden Kraftwerksparks nur mit erheblichen Zusatzkosten zu erreichen. Daher tritt eine signifikante Steigerung des Wirkungsgrades erst mit dem Ersatz technisch und wirtschaftlich veralteter Anlagen durch moderne neue Kraftwerksneubauten ein. Dieser kapitalgebundene technische Fortschritt war in dem hier analysierten Zeitraum vor allem in der Zeit von 1991 bis 1997 in Ostdeutschland relevant, da dort ein erheblicher Teil der Altanlagen stillgelegt und durch hocheffiziente Neuanlagen ersetzt wurde.

Um die Effizienz der Stromerzeugung zu messen, wurde – wie gesagt – die gesamte Stromerzeugung betrachtet. Bei der Interpretation ist zu beachten, dass die Effizienz der gesamten Stromerzeugung nicht allein von Wirkungsgradsteigerungen im fossilen, konventionellen Kraftwerkspark abhängt. Vielmehr errechnet sich der Energieeinsatz der Stromerzeugung aus Kernenergie und erneuerbaren Energiequellen wie Wind, Wasser und Photovoltaik nach der sog. Wirkungsgradmethode. Diese Methode rechnet der Kernenergie – bezogen auf die Erzeugung einer Megawattstunde elektrische Energie – den dreifachen Einsatz an Primärenergie zu (Wirkungsgrad 33 %). Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen geht dagegen in Höhe ihrer tatsächlichen Erzeugung in die Primärenergiebilanz ein (Wirkungsgrad 100 %). Aus der skizzierten statistischen Konvention (Wirkungsgradmethode) folgt, dass der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie sowie

Schaubild 16: Wirkungsgrad und spezifischer Energieeinsatz der Stromerzeugung* in Deutschland
1990–2011, in Prozent und MJ/kWh



* gesamte Stromerzeugung (Kraftwerke der allgemeinen Versorgung und Industriekraftwerke) ** vorläufig, z. T. geschätzt
Quelle: Berechnungen von EEFA nach AGEB und DESTATIS, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 8

der Ausbau erneuerbarer Energiequellen grundsätzlich die Effizienz der Stromerzeugung erhöhen. Betrachtet man vor diesem Hintergrund nur die fossile Stromerzeugung (ohne Kernenergie, Wind, Wasser und Photovoltaik, jedoch inkl. Biomasse) zeigt sich, dass der Wirkungsgrad auch hier durch Retrofit-Maßnahmen und den Neubau von Kraftwerken erhöht werden konnte. Der Wirkungsgrad der fossil befeuerten Kraftwerke hat sich in der Zeit zwischen 1990 und 2011 von 37,7 % auf 40,5 % verbessert.

3.3. Energieeffizienz im Endenergieverbrauch

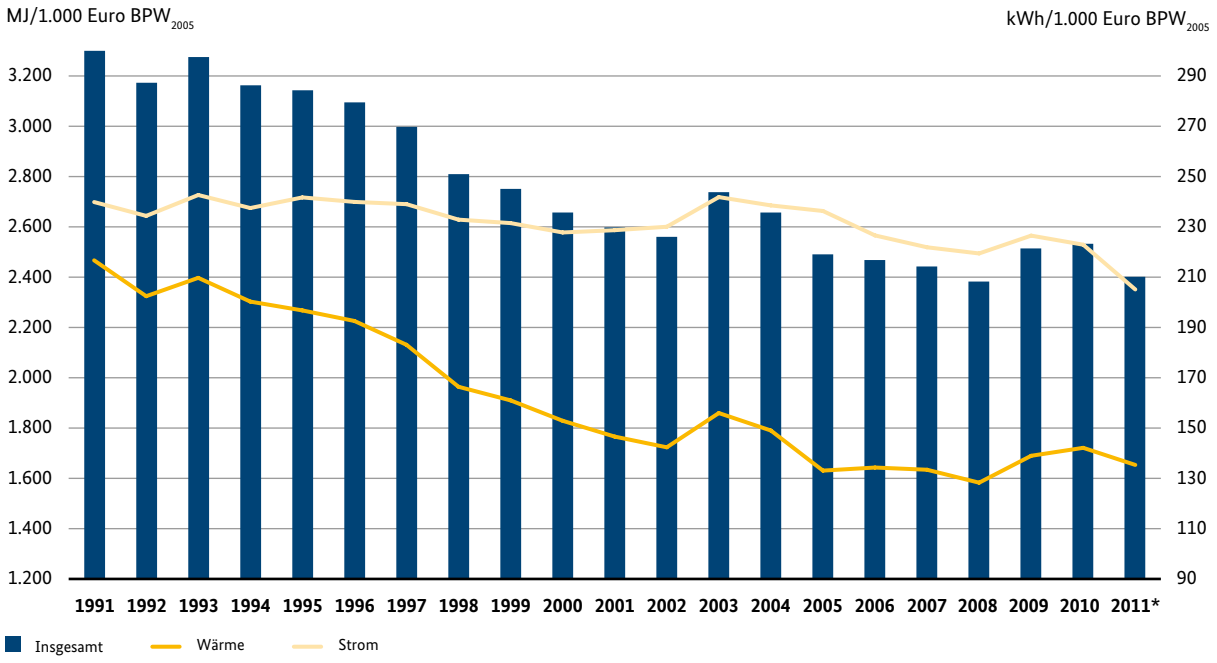
Zur Bildung geeigneter Effizienzindikatoren werden im Endverbrauch unterschiedliche Bezugsgrößen herangezogen, die die speziellen Einsatzbedingungen von Energie in den jeweiligen Sektoren widerspiegeln. Auf der Ebene der Industrie oder des Gewerbes wird in der Regel eine wertmäßige Leistungsgröße wie etwa der Bruttoproduktionswert oder die Bruttowertschöpfung als Bezugsgröße zur Ableitung der Energieeffizienz gewählt. Im Verkehrssektor wird der Energieverbrauch typischerweise auf die Verkehrsleistung (in Tonnen- oder Personenkilometern) bezogen, da diese Größe einerseits die transportierten Gütermengen bzw. die Anzahl der beförderten Personen sowie andererseits die zurückgelegten Entfernungen berücksichtigt. Im Motorisierten Individualverkehr (MIV), der nach wie vor den Energieverbrauch zu Verkehrszwecken dominiert, stellt der spezifische Kraftstoffverbrauch (in l/100 km) der Fahrzeugflotte bzw. der Neuzulassungen eine eher technisch determinierte, wenngleich allgemein anerkannte Effizienzkennziffer dar. Bei den privaten Haushalten erscheint es zweckmäßig, als Effizienzindikator den spezifischen Energieverbrauch je m^2 Wohnfläche heranzuziehen, da der größte Teil des Verbrauchs der Raumheizung dient.

3.3.1. Industrie

Die Verbesserung der Energieeffizienz trägt schon seit Langem dazu bei, dass der Energieverbrauch und die Industrieproduktion sich deutlich entkoppelt haben. Insbesondere jene Industriebereiche, die im internationalen Wettbewerb stehen, unternehmen seit Jahrzehnten erhebliche Anstrengungen, die Effizienz ihrer Produktionsprozesse zu verbessern, da der Einsatz des Produktionsfaktors Energie immer kostenintensiver geworden ist. Insgesamt konnte die Industrie ihre Energieintensität von 1991 bis 2011 um knapp 28 % auf etwa 2.401 MJ je 1.000 Euro Bruttoinlandsprodukt (real) verringern. Dahinter stehen allerdings überdurchschnittlich hohe Einsparungen beim Brennstoffeinsatz und teilweise nur sehr moderate Verbrauchsrückgänge beim spezifischen Stromverbrauch. Ursächlich dafür ist, dass eine Verbesserung der Energieeffizienz in vielen Wirtschaftszweigen oftmals nur durch Einsatz neuer Energiespartechniken zu erreichen ist und viele der eingesetzten Verfahren, die der Einsparung von Brennstoffen dienen, den spezifischen Stromverbrauch erhöhen. Aber auch gestiegene Anforderungen an den Umweltschutz sowie der anhaltende Trend zur Automatisierung und elektronischen Steuerung von Produktionsprozessen haben dazu beigetragen, dass die Stromsparpotenziale zu einem Teil durch die vermehrte Nutzung dieses Energieträgers in neuen Anwendungsgebieten kompensiert wurden. So sank der spezifische Stromverbrauch der Industrie im Zeitraum 1991 bis 2011 mit einer jahresdurchschnittlichen Rate von 0,4 %. Zum Vergleich: Die Intensität des Brennstoffeinsatzes konnte im gleichen Zeitraum um fast 1,5 % gesenkt werden (vgl. Schaubild 17, Seite 30).

Die Verringerung der industriellen Energieintensität lässt sich nicht allein als Steigerung der Energieeffizienz interpretieren. Zum einen kann die Beziehung zwischen dem Energieverbrauch und der Produktionsentwicklung von Verschiebungen der Nachfrage zwischen einzelnen Wirtschaftszweigen und zum anderen von Umschichtungen innerhalb der Produktpalette geprägt werden: Der beobachtete Anstieg der Energieeffizienz kann daher neben technischen Verbesserungen auch Ausdruck des inter- bzw. intrasektoralen Strukturwandels sein.

Schaubild 17: Entwicklung der Energieeffizienz der Industrie in Deutschland je Einheit Bruttoproduktionswert (BPW) in Preisen von 2005 im Zeitraum 1991–2011, MJ bzw. kWh/1.000 Euro BPW_{2005}



* vorläufig, z. T. geschätzt

Quelle: Berechnungen von EEFA nach AGEB und DESTATIS, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 8

Die Betrachtung einzelner Wirtschaftszweige stellt eine mögliche Lösung dar, die technisch bedingte Verbesserung der Energieeffizienz genauer sichtbar zu machen. In der Zementindustrie beispielsweise haben Investitionen in moderne Drehrohröfen, der Trend zu größeren Ofeneinheiten sowie die sukzessive Verdrängung energieintensiver Herstellungsverfahren zu deutlichen Effizienzverbesserungen geführt. Seit 1991 ist der spezifische thermische Brennstoffbedarf der Zementproduktion um mehr als 11 % auf rund 2.759 kJ/kg Zement im Jahr 2011 zurückgegangen. Auch in der Stahlindustrie konnten beachtliche Steigerungen der Energieeffizienz auf allen Stufen des Produktionsprozesses erzielt werden. Zur Produktion einer Tonne Rohstahl waren 1990 noch fossile Brennstoffe und elektrische Energie mit einem Energieäquivalent von 18,3 GJ nötig, gegenwärtig liegt der spezifische Einsatz bei etwa 15,4 GJ, was einem Rückgang von 16 % entspricht.

3.3.2. Verkehr

Dem Verkehrssektor fällt in allen hochentwickelten Volkswirtschaften, die durch zunehmende Arbeitsteilung charakterisiert sind, eine Bedeutung zu. Der Energieverbrauch im gesamten Sektor Verkehr hat seit 1990 um etwa 193 PJ zugenommen, damit erhöhte sich sein Anteil am gesamten Endenergieverbrauch von 25 % (1990) auf etwa 30 % (2011).

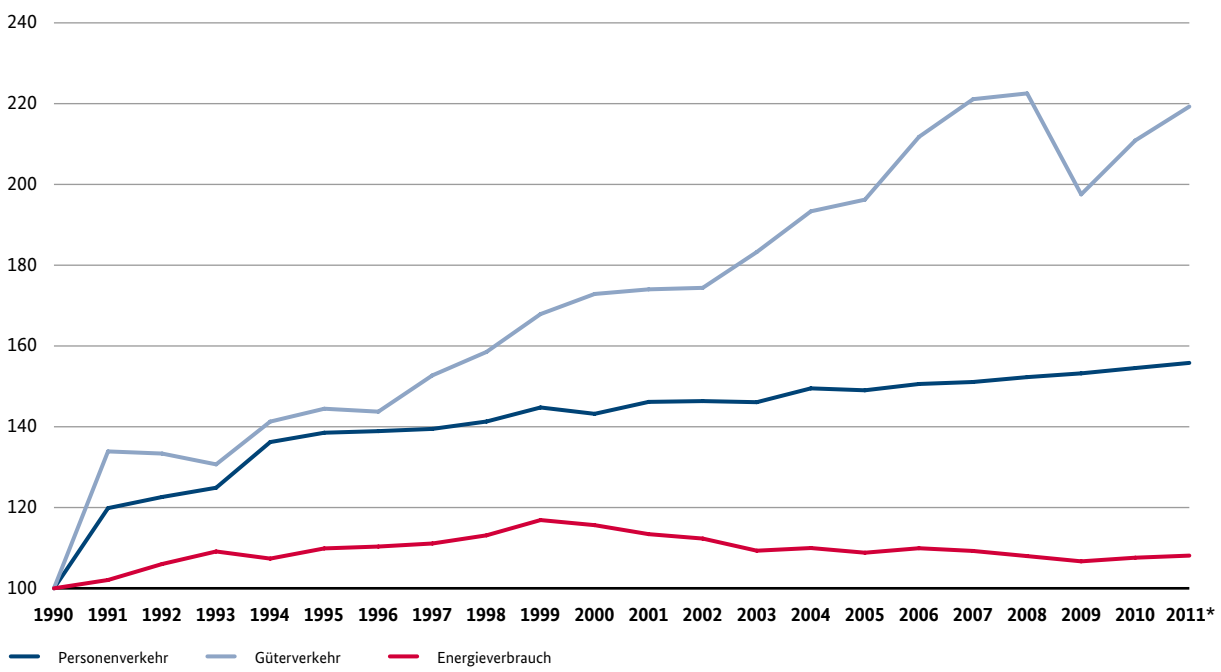
Das Verkehrsaufkommen ist in der Vergangenheit sowohl beim Gütertransport als auch beim Personenverkehr kräftiger gestiegen als der Energieverbrauch (vgl. Schaubild 18, Seite 31). Die Gründe für die Entkoppelung von Energieverbrauch und Verkehrsleistung sind vielfältig und werden vom Strukturwandel im Verkehrsbereich überlagert, der in der Vergangenheit im Personenverkehr durch den Trend zum motorisierten Individualverkehr und im Güterverkehr durch die Verlagerung von der Schiene auf die Straße gekennzeichnet war.

Im motorisierten Individualverkehr beispielsweise werden Effizienzsteigerungen innerhalb von rund 15 Jahren wirksam, da der gesamte Bestand an älteren Fahrzeugen in diesem Zeitraum durch effizientere Neufahrzeuge ersetzt werden kann. Je nach Alter des stillgelegten Fahrzeugs konnte mit diesem Ersatz eine erhebliche Verbrauchsreduktion verbunden sein; so betrug nach Angaben des Kraftfahrtbundesamtes (KBA) der Durchschnittsverbrauch neu zugelassener Fahrzeuge mit Ottomotor im Jahr 2011 nur noch rund 6,2 Liter/100 km, während fünfzehn Jahre zuvor neu zugelassene Fahrzeuge noch fast 1,5 Liter/100 km mehr benötigten (vgl. Schaubild 19, Seite 32).

Für den Personenverkehr kommt hinzu, dass mit dem Dieselmotor eine Technik zur Verfügung steht, die im Vergleich zum Ottomotor deutlich effizienter ist und in den letzten Jahren massive Marktanteile gewinnen konnte. Lag der Anteil der Neuzulassungen von Dieselfahrzeugen Mitte der neunziger Jahre noch bei 15 %, wurde im Jahr 2012 laut Kraftfahrtbundesamt fast jeder zweite Pkw mit einem Dieselmotor neu zugelassen. Diese Bestandsumschichtung ist mit deutlichen Effizienzgewinnen und Verbrauchseinsparungen verbunden.

Verstärkt wird dieser Effizienzeffekt noch dadurch, dass die Nachfrage nach Kompaktfahrzeugen der unteren Mittelklasse in den letzten Jahren überproportional zugenommen hat, wohingegen die Zulassungen in hubraumstärkeren Fahrzeugklassen rückläufig waren.[6] In diesem Käuferverhalten dürften sich die schon seit Längerem zu beobachtenden kontinuierlichen Preissteigerungen bei Kraftstoffen niederschlagen. Forciert wurde dieser Effekt im Jahr 2009 durch die sog. Abwrackprämie, indem Ersatzinvestitionen in verbrauchsärmere Fahrzeuge zeitlich vorgezogen wurden. So legte das Segment der Kleinwagen im Jahr 2009 laut Kraftfahrt-

Schaubild 18: Verkehrsleistung Personen-/Güterverkehr und Energieverbrauch in Deutschland
1990–2011, Index 1990 = 100



*vorläufig

Quelle: Berechnungen EEFA nach Verkehr in Zahlen 2011/12, AGEB, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabellen 1 und 5

6 Laut Kraftfahrtbundesamt legten im Zeitraum von 2003 bis 2011 kleinere Hubraumklassen bis 1.119 ccm bei den Neuzulassungen um 20 % zu, Pkw mit Hubräumen von mehr als 2.499 ccm verzeichneten hingegen einen Rückgang um knapp 14 %.

bundesamt bei den Neuzulassungen um 65,7 % zu, während etwa der Anteil der Sportwagen um 26 % rückläufig war.

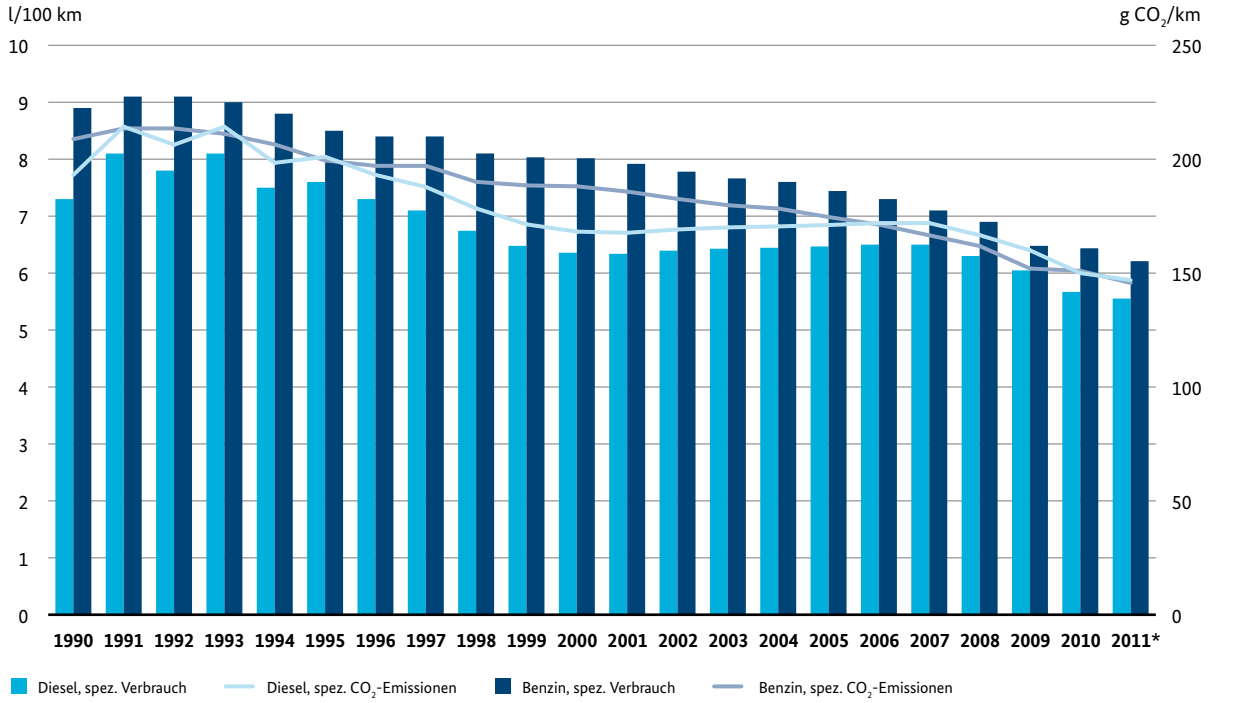
3.3.3. Haushalte

Der Energieeinsatz der privaten Haushalte umfasst die Verbräuche für die Raumheizung, Warmwasseraufbereitung und sonstige Prozesswärme (z. B. Kochen), den Betrieb von Haushaltsgeräten und Beleuchtungszwecke. Dominierender Anwendungszweck ist mit einem Anteil von etwa 73 % am Endenergieverbrauch des Sektors die Beheizung von Wohnraum, auf den sich die folgenden Ausführungen konzentrieren. Der Energieverbrauch für Raumwärmezwecke ergibt sich formal aus der Zahl der beheizten Wohnungen, der durchschnittlichen Fläche pro Wohnung sowie dem spezifischen Wärmeverbrauch pro m² Wohnfläche.

Der spezifische Wärmeverbrauch pro m² Wohnfläche ist die zentrale Effizienzkennziffer in diesem Verbrauchssegment, da dieser eine Vielzahl von Einflussgrößen widerspiegelt, die sich relativ grob in einerseits überwiegend technisch/rechtlich vorgegebene Faktoren und andererseits ökonomische Faktoren unterteilen lassen. Zur ersten Kategorie zählt der in W/m² gemessene Wärmebedarf sowie der Wirkungsgrad der Heizungsanlage, zur zweiten Kategorie gehören die Jahresbenutzungsstunden sowie die Kosten des jeweiligen Heizsystems.

Der Einfluss der Witterungsverhältnisse, speziell der Außentemperaturen, spiegelt sich im Verlauf des spezifischen Energieverbrauchs für die Raumheizung deutlich wider. In Jahren mit langer Heizperiode infolge eines harten Winters ist der spezifische Energieverbrauch durch deutliche Ausreißer nach oben gekennzeichnet, innerhalb der letzten 10 Jahre war dies vor

Schaubild 19: Kraftstoffverbrauch und CO_2-Emissionen bei Pkw-Neuzulassungen in Deutschland
1990–2011, in Liter/100 km und g CO_2/km



*vorläufig

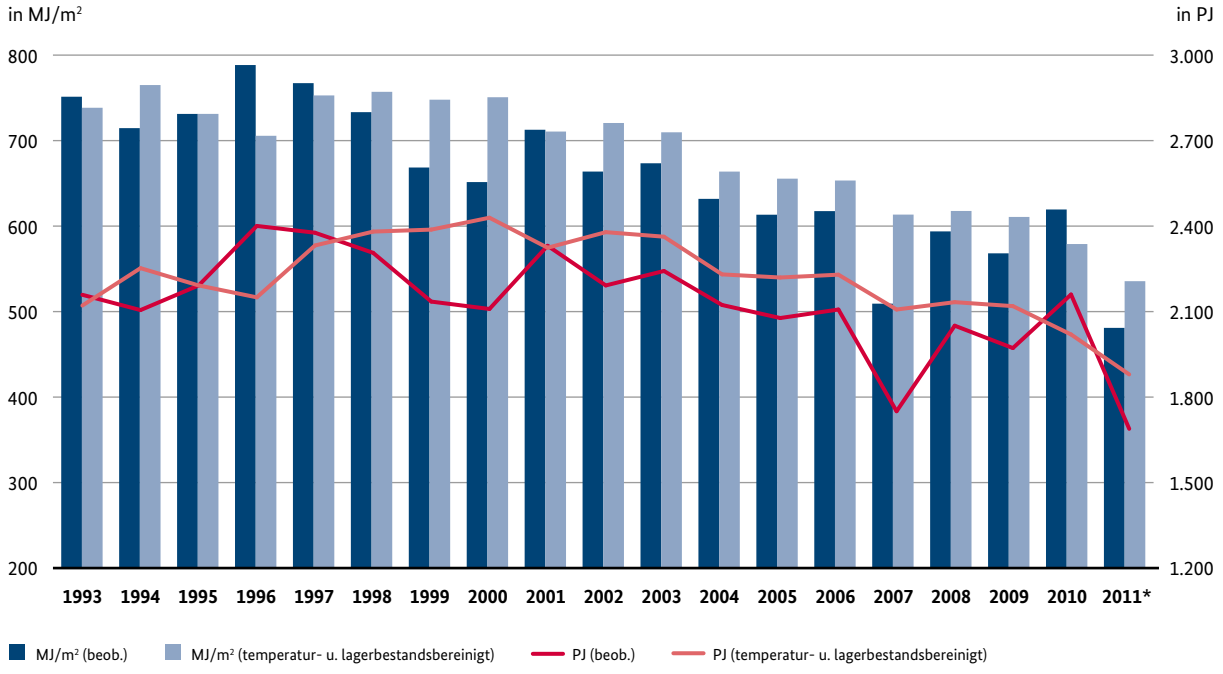
Quelle: Berechnungen von EEFA nach Kraftfahrtbundesamt, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 8

allem nur im Jahr 2010 der Fall. Hingegen ist in wärmeren Jahren wie 2000 und 2007 der beobachtete spezifische Raumwärmebedarf nach unten verzerrt, so auch 2011. Schaubild 20 zeigt, dass sich der beobachtete spezifische Energieverbrauch der privaten Haushalte für die Raumheizung (ohne Strom) seit 1993 um 270 MJ/m² auf etwa 481 MJ/m² vermindert hat. Zur Bewertung des tatsächlichen Energieverbrauchs der privaten Haushalte müssen zusätzlich die Bestandsveränderungen der lagerfähigen Energieträger (Heizöl, Kohle oder Holz) mit in den Blick genommen werden. Bezieht man die Schätzungen über die statistisch nicht erfassten Vorratsveränderungen mit in die Betrachtung ein, so ergab sich 2011 gegenüber den beobachteten Werten ein um 55 MJ höherer temperatur- und lagerbestandsbereinigter Verbrauch pro m² Wohnfläche.

3.3.4. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Der Energieverbrauch im GHD-Sektor ist vergleichsweise heterogen. Diese Gruppe von Energieanwendern unterscheidet sich nicht nur hinsichtlich des Verbrauchsniveaus und seiner -struktur, sondern vor allem im Hinblick auf die Determinanten. Der größte Teil der Energie wird für Raumwärme (z. B. Banken,

Schaubild 20: Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs privater Haushalte in Deutschland
1993–2011, in MJ/m² Wohnfläche und in PJ (ohne Strom)



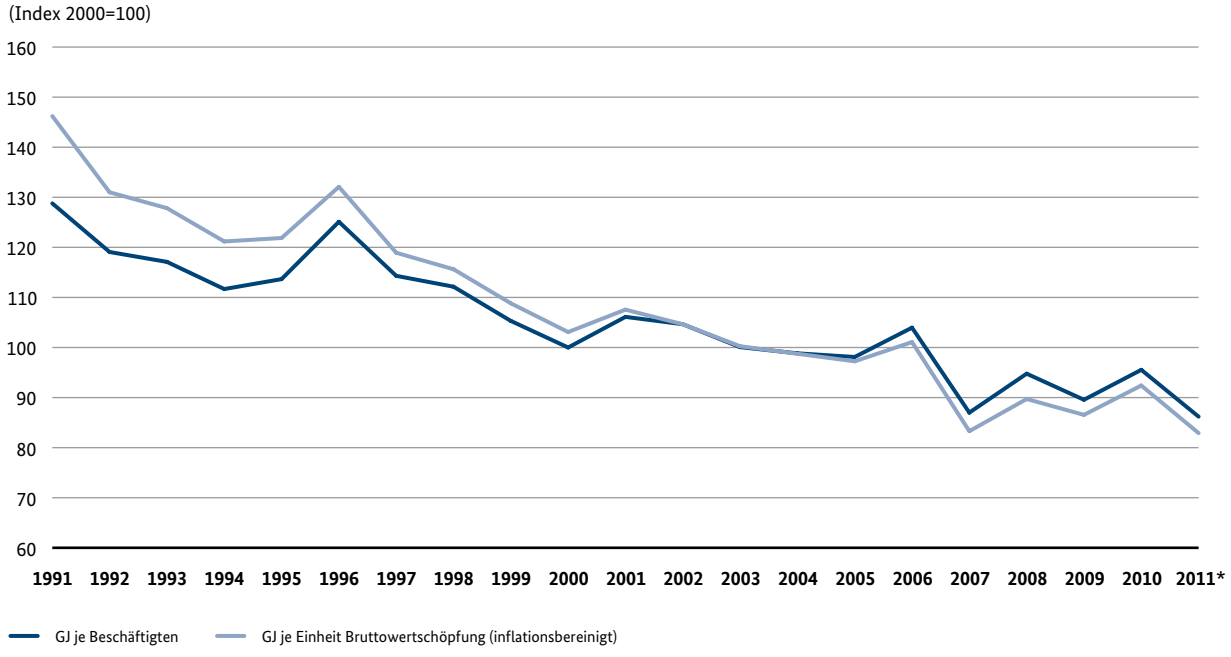
*vorläufig, z.T. geschätzt
Quelle: Berechnungen EEFA nach AGEB

Versicherungen) eingesetzt und ist von seiner Ausprägung und seinen Determinanten der Effizienzentwicklung deshalb eng verwandt mit dem Energieverbrauch bei den privaten Haushalten.

In den übrigen Bereichen des GHD-Sektors besteht zwischen Energieverbrauch und Wirtschaftsleistung ein stärkerer Zusammenhang. Energie wird zum Antrieb von Maschinen (z. B. Landwirtschaft, Handel) oder auch als Produktionsfaktor zur Bereitstellung von Dienstleistungen verwendet. Entsprechend unterschiedlich sind die Einflussfaktoren der Energieintensität in diesem Sektor.

Von 1990 bis 2011 ging die Energieintensität, bezogen auf die Zahl der Beschäftigten im GHD-Sektor, um etwa 33 % zurück. Bezogen auf die Bruttowertschöpfung des Sektors (inflationsbereinigt) fiel der Rückgang des spezifischen Energieverbrauchs mit 43 % noch deutlicher aus (vgl. Schaubild 21).

Schaubild 21: Entwicklung der Energieeffizienz im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
1991–2011, je Beschäftigten und je Einheit Bruttowertschöpfung



* vorläufig, z.T. geschätzt
Quelle: AGEB und DESTATIS

4. Energiepreise und -kosten

4.1. Energiepreise für Endverbraucher in Deutschland

In der öffentlichen Diskussion findet die Entwicklung der Energiepreise gegenwärtig viel Beachtung. Tatsächlich ist die Entwicklung sehr komplex und wird nicht nur von den Kosten der Energiebeschaffung und -bereitstellung, sondern auch von zahlreichen Sonderbelastungen wie der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und aus Kraft-Wärme-Kopplung oder der Stromsteuer im Rahmen der ökologischen Steuerreform bestimmt. Im Folgenden sollen diese einzelnen Determinanten genauer untersucht werden.

4.1.1. Erzeugungskosten

Die Erzeugungskosten für die Bereitstellung von Sekundärenergieträgern, beispielsweise aus der Umwandlung von Rohöl, umfassen die Beschaffungskosten des Rohöls, Produktionskosten der Raffinerie und einen Gewinnaufschlag. In Abhängigkeit von der Verarbeitungsintensität (Destillation) des Rohöls steigen die Kosten von schwerem Heizöl über leichtes Heizöl bis hin zu den Kraftstoffen.

Ausgangspunkt der Strompreisbildung ist der Großhandels-Börsenmarkt. Der aktuelle Börsenpreis entspricht jedoch nicht den aktuellen Beschaffungskosten der Stromlieferanten, denn diese decken typischerweise ihren Bedarf durch eine Kombination verschiedener Bezugsquellen (längerfristige bilaterale Verträge, kurzfristige Verträge an der Börse) und verschiedener Stromprodukte (Strom, Optionen, Futures etc.).

Strom wird an der Strombörse zu (Mindest-)Preisen angeboten, deren Höhe von der jeweiligen Erzeugungsanlage abhängt. Typischerweise orientieren sich die Gebote an den variablen Kosten der Kraftwerke (Brennstoff- und Entsorgungskosten, Emissionshandelszertifikate und Kernbrennstoffsteuer), so genannte Grenzkosten. Nach diesem Prinzip werden, beginnend mit den niedrigsten Grenzkosten, im Gebotsverfahren so lange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten berücksichtigt, bis die Nachfrage an der Börse gedeckt ist. Das teuerste Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Börsen-Strompreis.

Als Merit-Order-Effekt wird die Verdrängung teurer produzierender Kraftwerke durch den Markteintritt eines Kraftwerks (bzw. einer Erneuerbare-Energien-Anlage) mit geringeren variablen Kosten bezeichnet.

Konkret sichtbar wird das Prinzip der Grenzkostenpreisbildung daher am Großhandelspreis der europäischen Strombörsen. Stromangebot und -nachfrage werden dort im Stundenrhythmus gehandelt und unter Markträumungsbedingungen zum Ausgleich gebracht. Der auf diese Weise ermittelte Gleichgewichtspreis reflektiert sowohl die Anforderungen der Verbrauchsseite an das Erzeugungssystem als auch dessen Grenzkosten.

Eine Auswertung der Marktergebnisse an der Leipziger Strombörse EEX zeigt für die Jahre 2005 bis 2012 eine nicht unerhebliche Schwankungsbreite der gemittelten Jahres-Börsenstrompreise, ohne dass es eine durchgängige Tendenz in Richtung steigender oder fallender Preise gab. Für den sog. Spotmarkt (Preis für vortägige und tagesaktuelle Beschaffung) lagen in diesem Zeitraum die gemittelten Jahres-Börsenpreise zwischen rund 3,8 Cent/kWh im Jahr 2007 und rund 6,58 Cent/kWh im Jahr 2008. Auf dem Terminmarkt „Phelix Base“ („Grundlaststrom“) ergaben sich durchschnittliche Jahres-Börsenpreise zwischen 4,12 Cent/kWh im Jahr 2005 und 7 Cent/kWh im Jahr 2009, auf dem Terminmarkt „Phelix Peak“ („Spitzenlaststrom“) zwischen 5,62 Cent/kWh im Jahr 2005 und 9,89 Cent/kWh im Jahr 2008. Die Werte des Jahres 2012 liegen über die letzten Jahre betrachtet am unteren Rand, stellen aber nicht die absoluten Tiefstwerte dar. Generell ist darauf hinzuweisen, dass die stündlich erfassten Einzelwerte für die Börsenstrompreise innerhalb eines Jahres stark schwanken, so dass die gemittelten Durchschnittswerte nur eingeschränkt aussagekräftig sind.

4.1.2. Transport und Verteilung

Zum Transport leitungsgebundener Energieträger wie Strom oder Erdgas zu den Verbrauchern sind leistungsfähige Verteilernetze erforderlich. Beim Bau, aber auch bei der Instandhaltung bzw. Modernisierung dieser Netzinfrastruktur fallen Kosten an, die den Endkunden über die Netznutzungsentgelte angelastet werden.

Die Netznutzungsentgelte für Strom, die der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur unterliegen, enthalten auch die Kosten der Regelenergie, die zur Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität (konstante Frequenz des Wechselstroms) sowie zur Anpassung der Strombereitstellung an veränderte Nachfragesituationen erforderlich ist. Die Netzkosten lagen 2011 nach Angaben der Bundesnetzagentur für Haushaltskunden (Niederspannung) im bundesweiten Durchschnitt bei 5,75 c/kWh, für Industriekunden (Hochspannung) hingegen bei 1,46 c/kWh. Je nach Netzbetreiber und Abnahmefall (Ausnutzungsdauer und Abnahmemenge) können die Netzentgelte im Einzelfall stark von den genannten Mittelwerten abweichen.

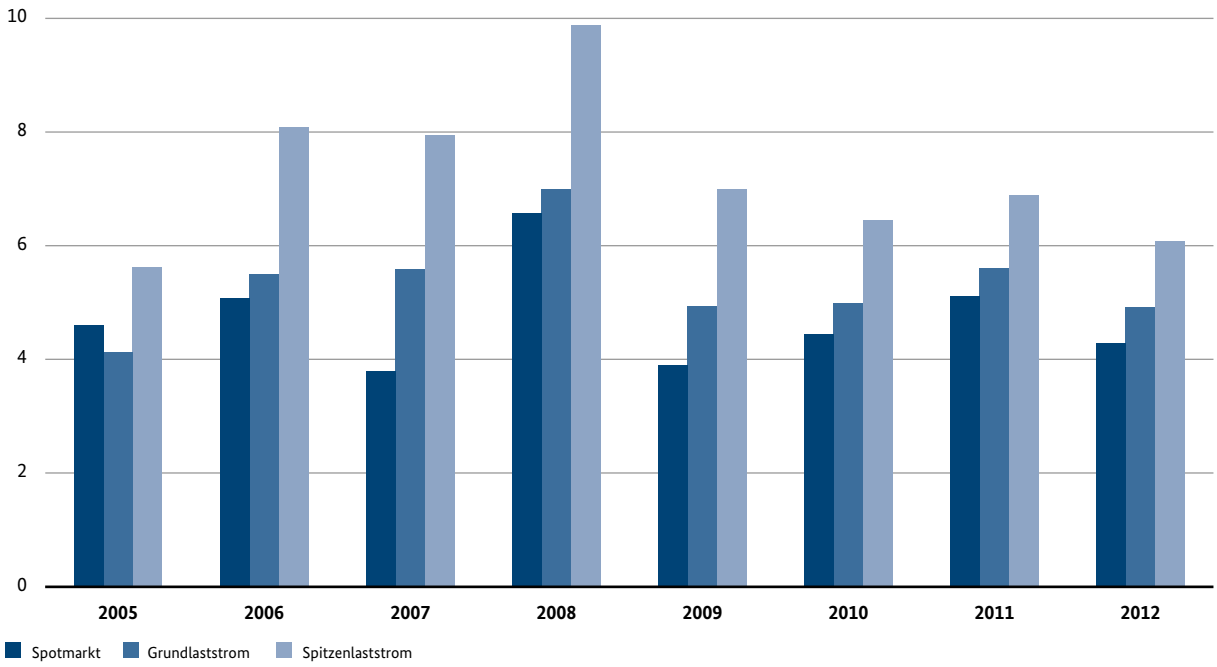
Entsprechend sind auch die Transportentgelte für Erdgas nach Verbrauchergruppen gestaffelt. Haushaltskunden mit Anbindung an das Niederdrucknetz haben spezifisch höhere Preise in Kauf zu nehmen als Industriekunden mit Zugang zum Hochdrucknetz, weil die in ihrer absoluten Höhe oft vergleichbaren Versorgungs- und Anschlusskosten der Haushaltskunden auf einen deutlich geringeren Gasverbrauch umgelegt werden.

4.1.3. Steuern und Abgaben

Eine stetig zunehmende Bedeutung für die Entwicklung der Endverbraucherpreise haben die staatlich induzierten Steuer- und Abgabenbelastungen. Mit Inkrafttreten der ökologischen Energiesteuerreform am 1. April 1999 wurden die Endverbraucherpreise nachhaltig beeinflusst. Gleichzeitig wurde der Stromverbrauch auf der Grundlage des neu erlassenen Stromsteuergesetzes (StromStG) einer zusätzlichen Steuer unterworfen.

Wenige Monate später wurde das Gesetz zur Fortführung der ökologischen Steuerreform verabschiedet und damit eine über den Zeitraum von vier Jahren angelegte Erhöhung der Mineralölsteuersätze auf Kraftstoffe und Strom eingeleitet. Den Schlusspunkt der ökologischen Steuerreform bildete das Gesetz zur Fortentwicklung der ökologischen Steuerreform, das seit Beginn des Jahres 2003 in Kraft ist und u.a. den Abbau von Steuervergünstigungen sowie eine Anpassung der Mineralölsteuersätze (u.a. Erd-, Flüssiggas und schweres Heizöl) vorsah.

Schaubild 22: Preisentwicklung für Strom an der Leipziger EEX
Jahresmittel 2005–2012, in €/MWh



Quelle: EEX

Am 1. August 2006 ist das neue Energiesteuergesetz in Kraft getreten. Es löst das Mineralölsteuergesetz in vollem Umfang ab. Für die bislang vom Mineralölsteuergesetz erfassten Energieträger hat die Neuregelung keine Änderung der Steuersätze zur Folge. Allerdings sieht das neue Gesetz neben zahlreichen Harmonisierungen auch die Besteuerung der Kohle vor. Außerdem wurde die Steuerbefreiung der Biokraftstoffe aufgehoben bzw. durch eine Steuerbegünstigung ersetzt.

Neben den Bundessteuern wie Mineralöl-, Öko- oder Stromsteuer haben die Energieversorger neben Abgaben auf Länderebene[7] vor allem kommunale Abgaben zu tragen. Insbesondere für leitungsgebundene Energieträger wie Strom oder Gas folgt eine weitere Belastung aus der so genannten Konzessionsabgabe, die Energieversorgungsunternehmen an die Kommunen zahlen, um die öffentlichen Wege für ihre Leitungsnetze nutzen zu dürfen. Diese Kosten werden über die Energielieferanten an ihre Endverbraucher weitergegeben.[8]

Für Erdgas variieren die Konzessionsabgaben je nach Gemeindegröße bei Tariflieferungen zwischen 0,22 und 0,4 c/kWh und für Gas, das zu Kochzwecken oder zur Bereitstellung von Warmwasser geliefert wird, zwischen 0,51 und 0,93 c/kWh. Für Sondervertragskunden (industrielle Großabnehmer) im Erdgasbereich ist die Konzessionsabgabe auf 0,03 c/kWh begrenzt oder entfällt unter bestimmten Bedingungen vollständig.

Im Strombereich beträgt die maximale Belastung der Tarifkunden je nach Einwohnerzahl der Gemeinden zwischen 1,32 c/kWh (25.000 Einwohner) und 2,39 c/kWh (Gemeinden über 500.000 Einwohner). Auch hier gilt für energieintensive Sondervertragskunden grundsätzlich ein reduzierter Höchstsatz von 0,11 c/kWh, der unter Umständen weiter absinken kann.

4.1.4. EEG und KWK

Die Förderung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung sowie die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sind für den Strompreis von erheblicher Bedeutung.

Durch das im März 2000 eingeführte Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG)[9] besteht eine Abnahme- und Vergütungspflicht für Strom auf Basis regenerativer Energieträger seitens des Netzbetreibers, wobei die Vergütungssätze durch den Gesetzgeber fixiert werden und je nach Energieträger unterschiedlich hoch ausfallen.

Mit dem EEG konnte der Ausbau der erneuerbaren Energien stark beschleunigt werden: So hat sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien seit 1990 beinahe versiebenfacht und erreichte im Jahr 2011 ein Niveau von 123 TWh (dies entspricht gemessen an der Bruttostromerzeugung Deutschlands einem Anteil von 20,1 %). Allerdings unterliegt die Einspeisung der erneuerbaren Energien einer hohen Volatilität und liegt dadurch nicht konstant auf einen bestimmten Niveau.

Der beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien verursachte aber auch beachtliche Zusatzkosten: Insgesamt wurden seit Inkrafttreten des EEG für Strom aus regenerativen Energieträgern Fördergelder in Höhe von rund 79 Mrd. Euro gezahlt, davon allein 41,1 Mrd. Euro in den Jahren 2008–2011 (vgl. Schaubild 23, Seite 38). Der größte Anteil entfällt dabei auf die Vergütung von Windenergie, die mit 43,9 Mrd. Euro etwa 44 % der bislang gezahlten Einspeisevergütungen erhalten hat. Von zunehmender Bedeutung ist seit einigen Jahren auch die Stromerzeugung aus Biomasse und Solarener-

7 Dazu zählen die Förderabgaben für die heimische Gewinnung von Erdgas und Rohöl. Der Förderzins wird von den Bundesländern erhoben und in der Regel innerhalb eines Jahres der Entwicklung der Rohöl- und Erdgaspreise angepasst, verringert sich also in Zeiten fallender Einfuhrpreise und wird bei einem Anstieg der Einfuhrpreise entsprechend erhöht.

8 Grundlage der Konzessionsabgaben sind die Wegenutzungsverträge zwischen den Energieversorgungsunternehmen und den jeweiligen Gemeinden nach § 46 EnWG. Höchstsätze für die Konzessionsabgeben enthält die Konzessionsabgabenverordnung, die auf Grundlage des § 48 Abs. 2 EnWG erlassen wurde.

9 Schon 1991 wurde ein Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (Stromeinspeisungsgesetz) eingeführt, welches durch das EEG ersetzt wurde.

gie, für die im Jahr 2011 25 % bzw. 47 % des Fördervolumens gezahlt wurden. Im Fall der Solarenergie resultiert dies zum einen aus der insgesamt erzeugten Menge an Strom, die mittlerweile rund 15,7 % der gesamten nach EEG vergüteten Strommenge ausmacht, sowie aus der Höhe der durchschnittlichen Vergütungssätze. Denn diese lagen in der Vergangenheit mit rund 40,2 c/kWh deutlich über den Durchschnittsvergütungen, die beispielsweise für Wasser (7,4 c/kWh), Windenergie (9,3 c/kWh) oder Biomasse (19,1 c/kWh) im Jahr 2011 gezahlt wurden. Die Vergütungssätze für Neuanlagen im Bereich der Solarenergie sind jedoch in den letzten Jahren deutlich gesunken: Im April 2013 lagen sie je nach Anlage zwischen 11 c/kWh und 16 c/kWh.

Das Vergütungsvolumen des EEG-Stroms (die sog. Differenzkosten) findet schließlich über einen Umlage- und Ausgleichsmechanismus, der in § 35f. sowie § 40ff. EEG 2012 geregelt ist, seinen Weg in den Endkundenpreis. Als Ergänzung zum EEG hat der Gesetzgeber am 2. Juli 2009 die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) beschlossen, die gewährleisten soll, dass die Belastungen des EEG bundeseinheitlich verteilt werden und keine regionalen Unterschiede entstehen.

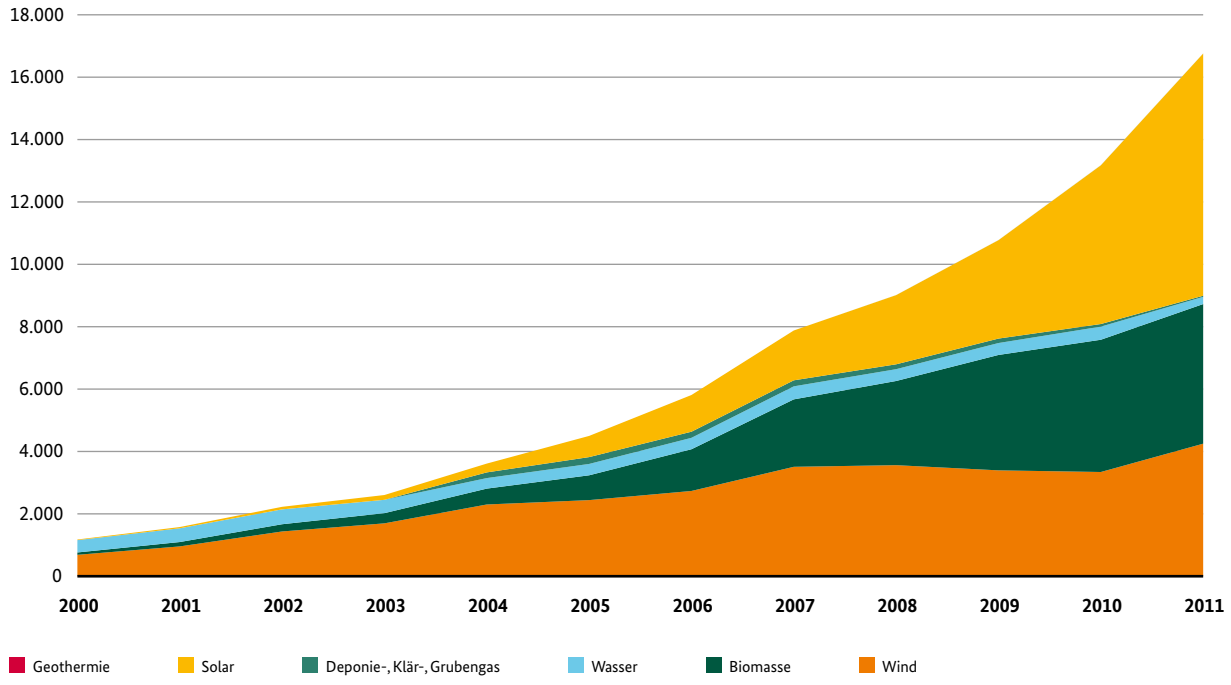
Der Ausgleichsmechanismus setzt sich vereinfachend aus folgenden Schritten zusammen:

1. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig in ihr Netz aufzunehmen, und zahlen für jede Kilowattstunde Strom, die aus erneuerbaren Stromerzeugungsquellen eingespeist wird, die im EEG festgelegten Vergütungssätze.

2. Der vergütungspflichtige Netzbetreiber überwälzt die anfallenden EEG-Vergütungen je nach Regelzone auf den zuständigen vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber.

3. Die Übertragungsnetzbetreiber gleichen die aufgenommenen EEG-Strommengen und die dafür gezahlten gesetzlich festgelegten Vergütungen untereinander aus.

Schaubild 23: Entwicklung des Fördervolumens nach Erneuerbare-Energien-Gesetz
in Mrd. Euro



Strommengen der Kategorie Wasser beinhalten bis einschließlich 2003 auch Strommengen aus Anlagen der Kategorie Deponie-, Klär- und Grubengas.
Quelle: BDEW

4. Nach der Ausgleichsmechanismusverordnung wird der EEG-Strom von den vier Übertragungsnetzbetreibern am Spotmarkt der Leipziger Strombörse verkauft.

5. Die Erlöse aus dem Stromverkauf werden mit den gezahlten Einspeisevergütungen verrechnet. Die Erzeugungskosten des EEG-Stroms liegen deutlich über den Kosten, die bei Stromerzeugung aus konventionellen Energiequellen anfallen. Aus diesem Grunde reichen die Erlöse aus dem Verkauf der EEG-Strommengen an der Börse nicht aus, um die gezahlten Einspeisevergütungen zu decken. Die verbleibenden Differenzkosten werden in Form einer festen Umlage (Cent pro kWh) mit der Stromrechnung an die Endverbraucher weitergegeben (EEG-Umlage).

Das am 1. April 2002 in Kraft getretene Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz fördert die Modernisierung sowie den Ausbau der KWK-Stromerzeugung durch eine Abnahmeverpflichtung sowie durch Zuschläge zu dem als üblich anerkannten Preis. Diese Zuschläge werden

- nach Alter und Modernität der Anlagen differenziert,
- zeitlich befristet, degressiv ausgestaltet und
- ausschließlich auf die zertifizierte KWK-Strommenge

gewährt. Ähnlich wie beim EEG werden hier die Zuschläge über eine Umlage auf alle Stromverbraucher finanziert. Insgesamt erreichten die zusätzlichen Stromvergütungen für Betreiber von KWK-Anlagen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz im Jahr 2005 einen Höchststand von 860,5 Mio. Euro. Damit hat sich der finanzielle Aufwand zur Förderung der KWK allein im Zeitraum von 2002 (Verabschiedung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes) bis 2005 um 27 % erhöht. Aufgrund der zeitlichen Befristung und Degression der Fördersätze bzw. mit dem Auslaufen der Förderung für alte Bestandsanlagen ist das Fördervolumen seither wieder gesunken; es erreichte im Jahr 2011 ein Niveau von 220 Mio. Euro.

Sowohl das EEG als auch das KWK-Gesetz sehen eine Sonderregelung vor, welche die Belastungen für besonders stromintensive Unternehmen begrenzen sollen.

4.1.5. Endenergiepreise nach Kostenkomponenten und Verbrauchergruppen

Die Endenergiepreise der einzelnen Verbrauchergruppen sind in unterschiedlichem Maße durch die Komponenten Erzeugungs- bzw. Beschaffungskosten, Transportkosten, Steuern und Abgaben geprägt. Hinzu kommen die bereits erwähnten Sonderbelastungen (Förderung der erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung), die durch einen Aufschlag auf den Strompreis finanziert werden und die Verbraucherpreise für Strom erheblich beeinflussen.

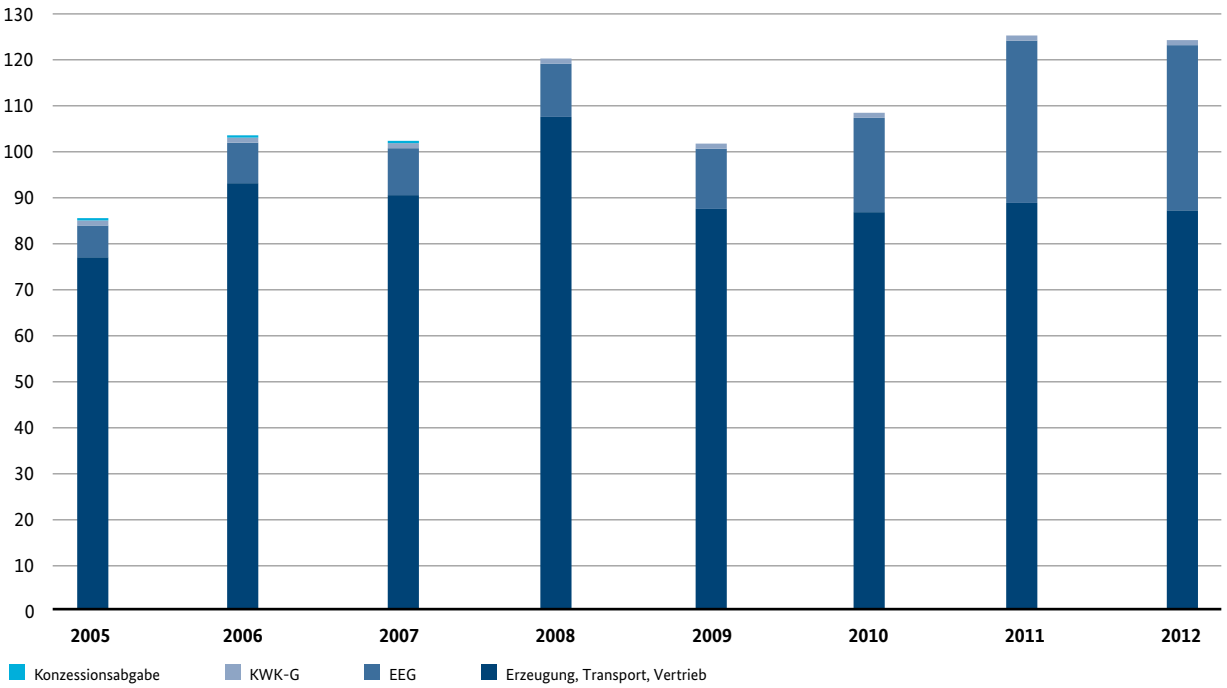
Zusammengefasst hängen das Niveau und die Entwicklung der Verbraucherpreise für Strom ab von

- den Kosten der Stromerzeugung/-beschaffung,
- den Netznutzungsentgelten,
- der Konzessionsabgabe,
- der Stromsteuer,
- der EEG-Einspeisevergütung und der KWK-Umlage sowie
- der Mehrwertsteuer (betrifft nur private Haushalte).

Diese Preisbestandteile gehen mit unterschiedlichen Gewichten in die Strompreise der einzelnen Verbrauchergruppen ein. So trugen im Jahr 2012 bei den Haushaltskunden die Kosten von Erzeugung und Vertrieb mit einem Anteil von 32 %, die Netze mit 23 %, die Mehrwertsteuer mit 16 %, die Stromsteuer mit 8 % und die Konzessionsabgabe mit 6 % zum Strompreis bei. Darüber hinaus erhöhen die Sonderlasten infolge der Förderung des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen die Strompreise für Haushaltskunden um weitere 14 %, die §19-Umlage um nochmals 1 %.

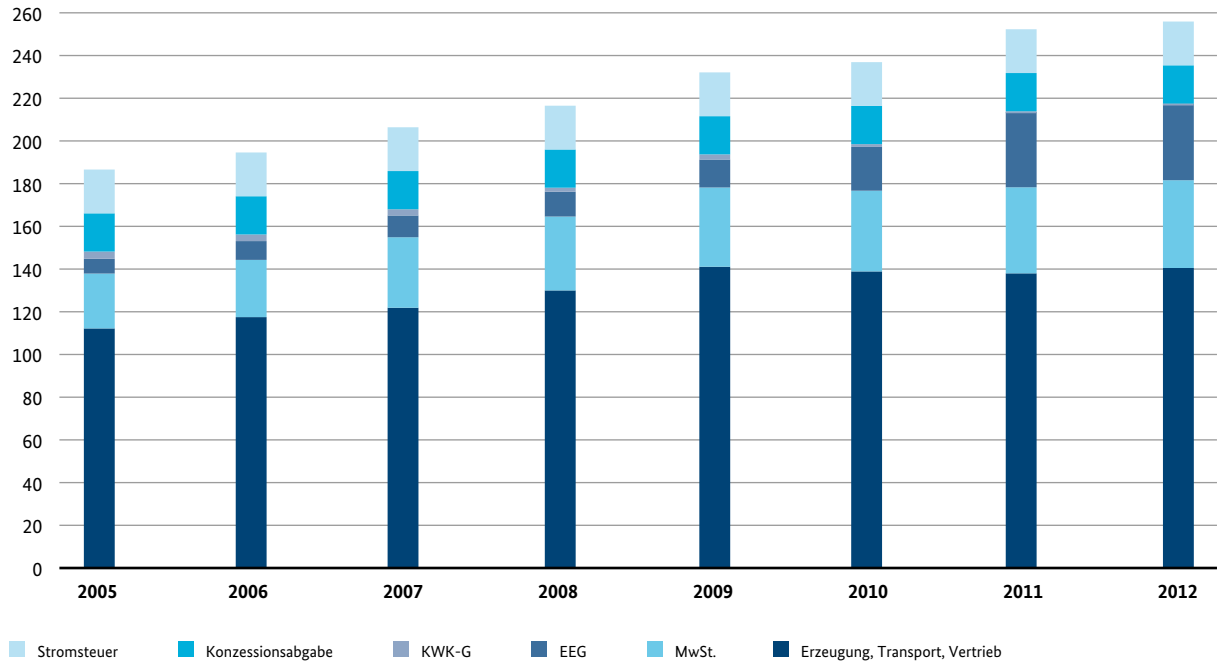
Diese Analyse der Strompreise für unterschiedliche Verbrauchergruppen zeigt, dass sowohl Industrieabnehmer als auch Haushalte mit deutlichen Strompreissteigerungen seit dem Jahr 2005 konfrontiert sind – insbesondere bedingt durch die staatlich veranlassten Preisbestandteile (vgl. Schaubilder 24 und 25, Seite 40).

Schaubild 24: Strompreise der Industriekunden in Deutschland
2005 bis 2012, ohne Stromsteuer, in €/MWh



Quelle: BDEW, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 2

Schaubild 25: Strompreise der privaten Haushalte in Deutschland
2005 bis 2012, in €/MWh



Quelle: BDEW, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 26

Der Erdgaspreis setzt sich im Wesentlichen aus folgenden Kostenkomponenten zusammen:

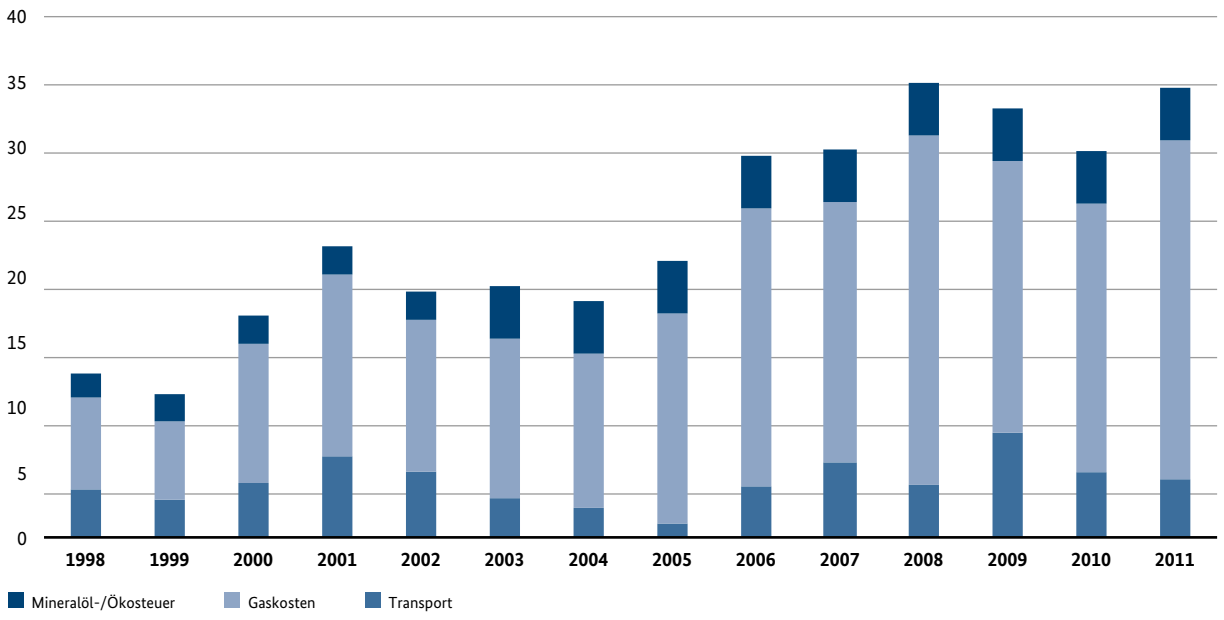
- Kosten der Gasbeschaffung/-gewinnung
- Transport- und Verteilungskosten und
- Mineralöl-/Ökosteuern

Die Gaspreise für die unterschiedlichen Abnehmergruppen reflektieren einerseits die Wettbewerbssituation und Substitutionskonkurrenz auf den jeweiligen Absatzmärkten, andererseits die Kosten der Gasversorgung. Abnehmer mit direkter Anbindung an das Transportnetz – wie beispielsweise industrielle Verbraucher – profitieren einerseits von entsprechend niedrigen Netzkosten, sind andererseits aber wesentlich stärker von den Preissteigerungen auf der Beschaffungsseite und der Erhöhung der staatlichen Steuern und Abgaben betroffen, da diese den größten Teil des Endverbrauchspreises ausmachen (vgl. Schaubild 26). Der Erdgaspreis für Industriekunden hat sich vor diesem Hintergrund fast parallel zum Erdgasimportpreis seit 1998 nahezu verdreifacht.

Hingegen wird der Erdgaspreis für die Haushaltskunden zu einem erheblich größeren Anteil von den Nicht-Gaskosten (Netzkosten, Personal) geprägt, hängt also nicht nur von der Energiepreisentwicklung auf den Weltmärkten, sondern auch von binnenländischen Faktoren wie den Zinsen oder den Lohnsätzen ab (vgl. Schaubild 27, Seite 42). Allein die spezifischen Regelungen im Bereich der Steuern und Abgaben induzieren Preisunterschiede zwischen industriellen und privaten Verbrauchern, die 2011 etwa 12 €/MWh ausmachten. Konzessionsabgabe, Öko-, Mineralöl- und Mehrwertsteuer summieren sich bei den privaten Haushalten zu einem Kostenblock von rund 16,9 €/MWh. Insgesamt fiel der Anstieg der Erdgaspreise bei den Haushaltskunden deutlich moderater aus als bei industriellen Sonderabnehmern.

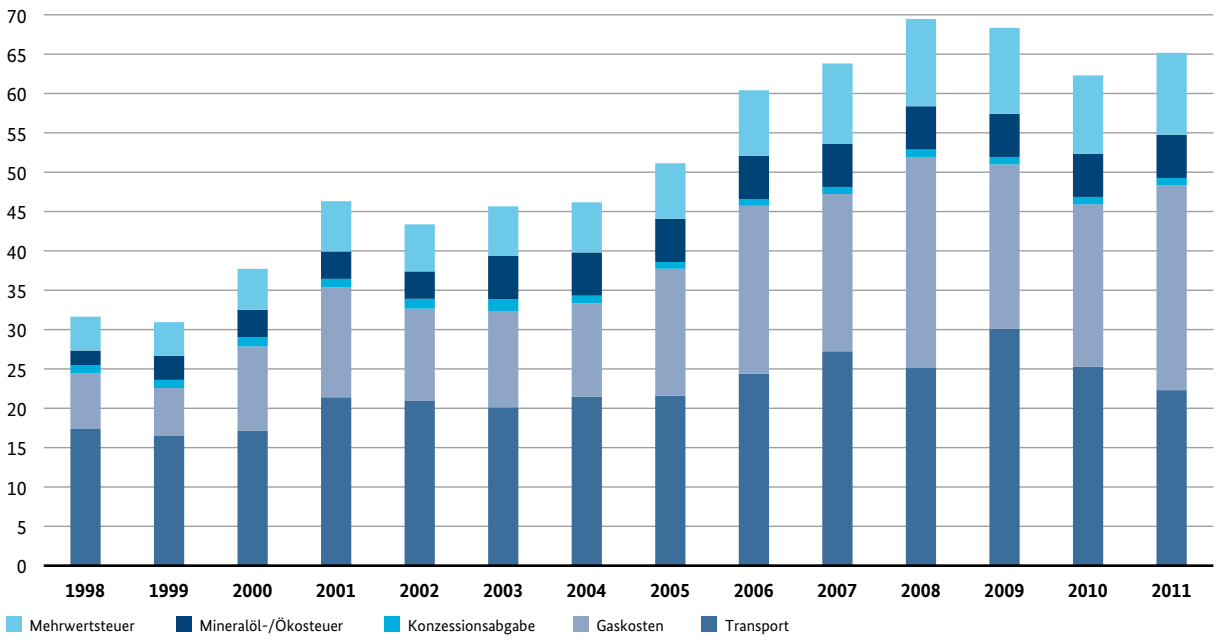
Die Erdgaspreise für Haushaltskunden sind im Beobachtungszeitraum von 1998 bis 2011 um 106 % auf 65,2 €/MWh gestiegen, einschließlich der Preisimpulse, die den ökologisch motivierten Zusatzbelastungen zuzurechnen sind. Für industrielle Sonderabnehmer haben sie sich hingegen um 174 % auf 34,5 €/MWh erhöht.

Schaubild 26: Gaspreise der Industriekunden in Deutschland
1998 bis 2011, in €/MWh



Quelle: DESTATIS und Berechnungen von EEFA, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 26

Schaubild 27: Gaspreise der privaten Haushalte in Deutschland
1998 bis 2011, in €/MWh



Quelle: DESTATIS und Berechnungen von EEFA, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 26

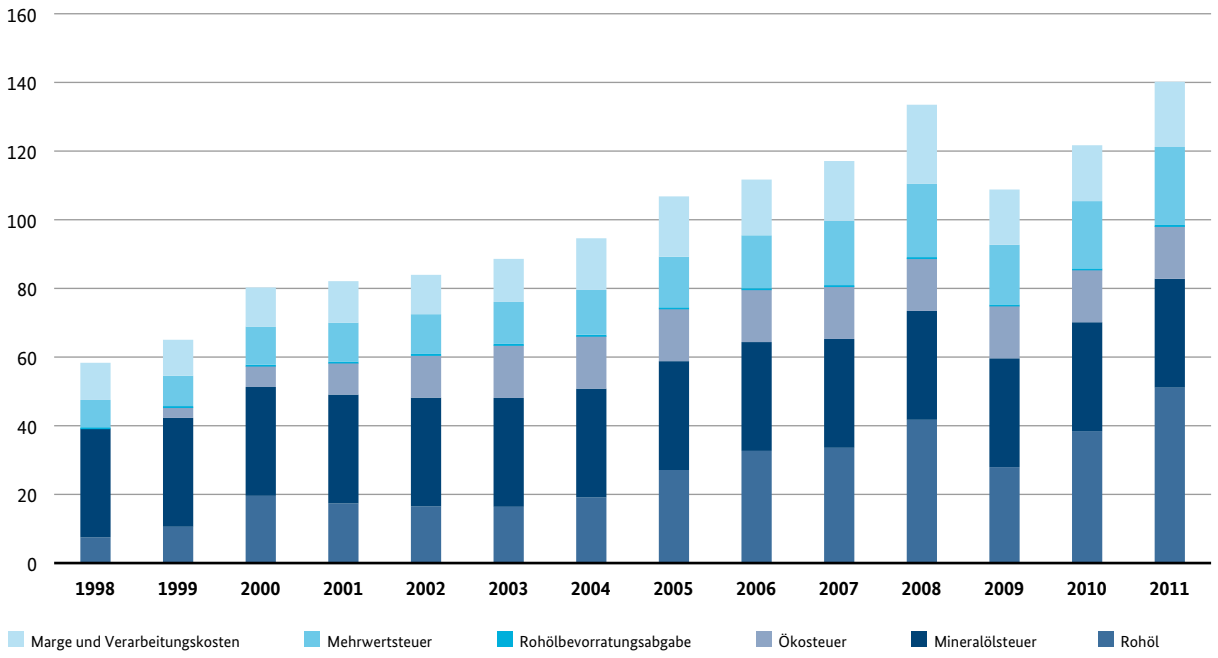
Die Tankstellenpreise für Kraftstoffe setzen sich im Wesentlichen aus drei Komponenten zusammen:

- dem Produkt- oder Warenpreis
- den Verbrauchssteuern (Mineralöl- und Mehrwertsteuer sowie Rohölbevorratungsabgabe)
- der Marge inkl. Verarbeitungskosten.

Auch die Kraftstoffpreise sind in hohem Maße durch Verbrauchssteuern determiniert (vgl. Schaubilder 28 und 29, Seite 43). Der staatlich fixierte Steueranteil erreichte im Jahr 2011 bei Diesel 50 % (69,7 c/l), bei Ottokraftstoff (Eurosuper) sogar 58 % (90,1 c/l) des Produktpreises. Die Preise für Kraftstoffe an der Zapfsäule haben sich deutlich erhöht. Bei Dieselkraftstoff war im Vergleich zu 1998 ein Preisanstieg um 81,9 c/l auf 145,9 c/l und bei Ottokraftstoff um 75,6 c/l auf 165,3 c/l im Jahr 2011 zu verzeichnen. Neben den Kosten der Rohölbeschaffung, die, auf Eurobasis gerechnet, von 1998 bis 2011 um 43,6 c/l zugenommen haben, nahmen auch die Verbrauchssteuern bei Diesel um 30,1 c/l und bei Superbenzin um 29,3 c/l zu.

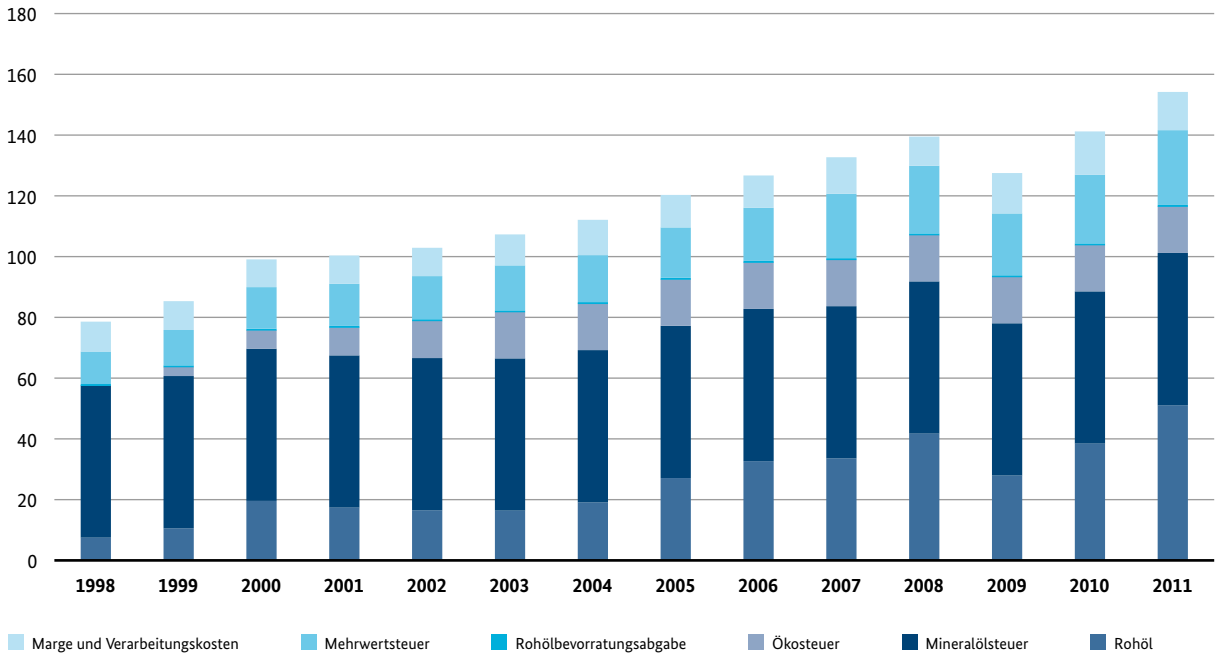
Tabelle 6 (Seite 44) fasst die Entwicklung der Endverbraucherpreise für Kraftstoffe, Erdgas, Heizöl, Strom und Fernwärme nach Verbrauchergruppen für den Zeitraum 1990 bis 2011 zusammen. Die mit Abstand größten Preissteigerungen mit 410 % waren bei schwerem Heizöl zu verzeichnen. Aber auch die Preise für leichtes Heizöl stiegen insbesondere bei den privaten Haushalten (+350 %), den Industriekunden und dem Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (+342 %). Bei den Preisen für Strom war differenziert nach Abnehmergruppen die folgende Entwicklung zu beobachten: Für industrielle Sonderabnehmer, den Einsatz elektrischer Energie zu Verkehrszwecken sowie im Handel und Gewerbe haben sich die Strompreise, verglichen mit 1990, zunächst verringert, erreichen heute aber wieder damaliges Niveau. Die Strompreise der privaten Haushalte haben sich im gleichen Zeitraum drastisch erhöht. So haben sich die Strompreise für Tarifabnehmer von 1990 bis 2011 um 56 % auf 23,8 c/kWh erhöht.

Schaubild 28: Komponenten der Tankstellenpreise für Dieselkraftstoff
1998 bis 2011, in c/Liter



Quelle: DESTATIS und Berechnungen von EEFA, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 26

Schaubild 29: Komponenten der Tankstellenpreise für Ottokraftstoff
1998 bis 2011, in c/Liter



Quelle: DESTATIS und Berechnungen von EEFA, siehe auch BMWI-Energiedaten, Tabelle 26

Tabelle 6: Energiepreise nach Verbrauchergruppen 1990–2011

Industrie[1]	Einheit	1990	2000	2005	2010	2011	%-Veränderung 1990-2011
Heizöl, leicht	€/l	0,19	0,31	0,42	0,63	0,84	342,1
Heizöl, schwer	€/l	0,11	0,16	0,22	0,43	0,56	409,1
Erdgas, Sonderabnehmer[3]	c/kWh	1,1	1,7	2,1	3,0	3,5	218,2
Erdgas, Tarifabnehmer	c/kWh	1,4	1,9	2,5	3,3	3,9	184,7
Strom, Sonderabnehmer[4]	c/kWh	4,8	3,2	3,4	4,5	5,1	6,3
Strom, Tarifabnehmer	c/kWh	10,6	7,4	9,2	11,6	12,9	21,7
Fernwärme	€/GJ	9,11	10,07	12,01	10,72	10,80	18,6
Verkehr[1]							
Dieselkraftstoff	€/l	0,40	0,65	0,86	1,04	1,2	200,0
Motorenbenzin	€/l	0,46	0,84	1,00	1,19	1,30	182,6
Strom	c/kWh	9,2	6,8	7,5	9,5	10,4	13,0
GHD[1]							
Heizöl, leicht	€/l	0,19	0,31	0,42	0,63	0,84	342,1
Erdgas	c/kWh	2,1	2,8	3,9	4,0	4,2	97,2
Strom	c/kWh	13,1	9,2	10,4	13,2	14,4	9,9
Haushalte[2]							
Motorenbenzin	€/l	0,61	1,02	1,21	1,41	1,54	152,5
Dieselkraftstoff	€/l	0,53	0,80	1,07	1,23	1,43	169,8
Heizöl, leicht	€/l	0,22	0,37	0,49	0,75	0,99	350,0
Erdgas	c/kWh	2,8	3,8	5,1	6,2	6,5	131,3
Strom, Sonderabnehmer[5]	c/kWh	5,8	5,9	7,3	7,8	8,44	45,5
Strom, Tarifabnehmer	c/kWh	15,3	15,6	19,4	22,08	23,79	55,5
Fernwärme	€/GJ	10,88	12,45	15,52	23,20	24,58	125,9

1 Einschließlich Verbrauchssteuern, Handels- und Transportleistung, jedoch ohne Mehrwertsteuer.

2 Einschließlich Verbrauchssteuern, Handels- und Transportleistung sowie Mehrwertsteuer.

3 Sonderabnehmer für Erdgas in der Industrie sind Kunden mit einem Erdgasbedarf von 500.000 MWh/a oder mehr. Dazu zählen beispielsweise erdgasintensive Prozesse im Bereich der chemischen Grundstoffproduktion oder bei der Herstellung von Eisen und Stahl.

4 Übersteigt der Strombezug eines Industrieunternehmens (bei entsprechendem Leistungsbedarf) die Schwelle von 100.000 MWh/a ist typischerweise die Einstufung in einem individuellen Sondervertrag sinnvoll. Vor diesem Hintergrund sind unter industriellen Sonderabnehmern stromintensive Branchen wie z. B. die Aluminiumindustrie, die chemische Industrie (bzw. Bereiche daraus wie Chlor-Alkali-Elektrolyse usw.), die Papier- und Glasindustrie oder auch die Stahlindustrie (Elektrostahlerzeugung) u. a. zusammengefasst.

5 Im Bereich der privaten Haushalte werden unter Sonderabnehmern u. a. die Nachtstromtarife (u. a. zum Betrieb von Elektro-Speicherheizungen) oder Sondertarife für den Bereich der Elektro-Wärmepumpen erfasst. Hingegen spiegelt die Gruppe der Tarifabnehmer die durchschnittliche Strompreisentwicklung für die übrigen Anwendungsbereiche (Licht, Kühlen, Antrieb, Kommunikation usw.) im Bereich der privaten Haushalte wider.

Quelle: Berechnungen von EEFA nach Destatis

4.2. Energiekosten/-ausgaben ausgewählter Verbrauchsbereiche

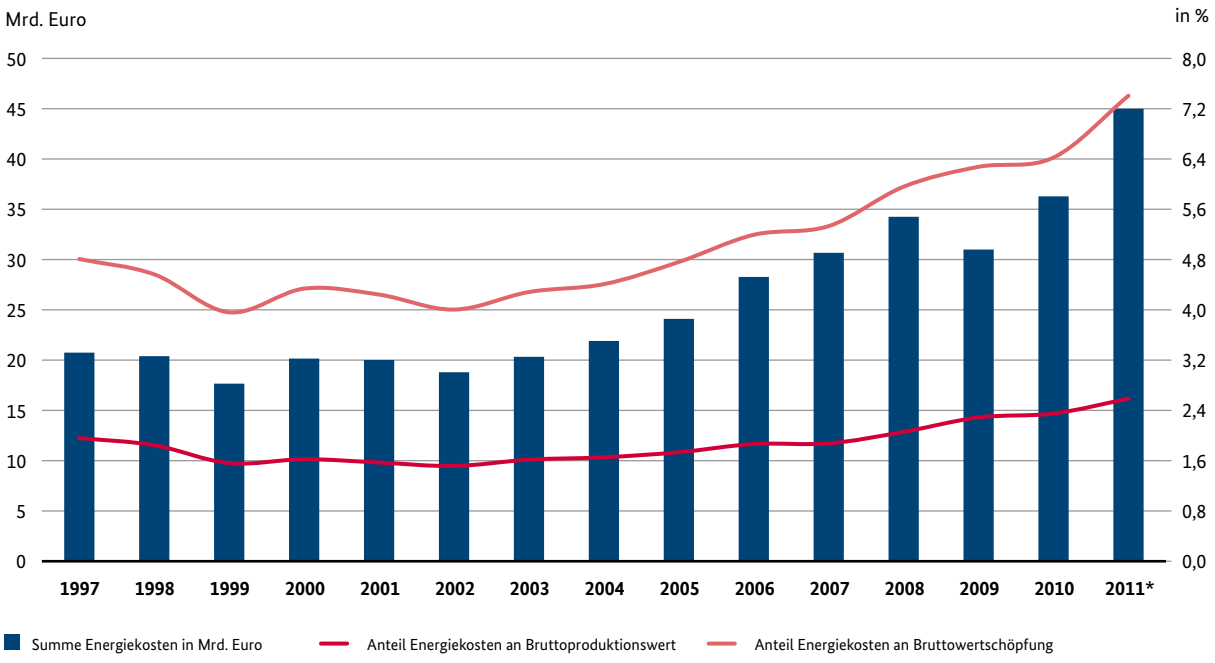
Die Höhe der Energiekosten beeinflusst die Chancen des Wirtschaftsstandorts Deutschland. Für die im Wettbewerb stehende Industrie ist der Zugriff auf preiswerte Energie ein wichtiger Standortfaktor. Im internationalen Vergleich können überhöhte Energiekosten zu unerwünschten Standortverlagerungen und damit verbunden zu Produktions- und Beschäftigungseinbußen im Inland führen.

Trotz der kontinuierlichen Verbesserung des spezifischen Energieeinsatzes in der Industrie sind die Energiekosten deutlich gestiegen, von 20 Mrd. Euro 1998 auf 45 Mrd. Euro 2011 (vgl. Schaubild 30). Offenbar reichten die Einsparungen bei spezifischem Verbrauch und Substitutionen nicht aus, um den Anstieg der Energiepreise vollständig aufzufangen.

Bezogen auf den Bruttoproduktionswert (als Indikator für die Gesamtkosten) halten die Energiekosten über alle Wirtschaftszweige gemittelt einen Anteil von 2,6 %. Auf der Ebene einzelner Wirtschaftszweige zeigt sich, dass energieintensive Sektoren überproportionale Kostenbelastungen zu tragen haben. So sind die Energiekosten, bezogen auf den Bruttoproduktionswert, in der Kalkindustrie mit 22,7 %, der Zementindustrie mit 17,5 % und in der Ziegelindustrie mit 14,2 % überdurchschnittlich hoch. Im Vergleich dazu sind die Energiekosten in den vielen anderen Bereichen deutlich geringer: Im Sektor Tabakverarbeitung beispielsweise müssen nur 0,3 % des Bruttoproduktionswertes für Energiekosten aufgebracht werden.

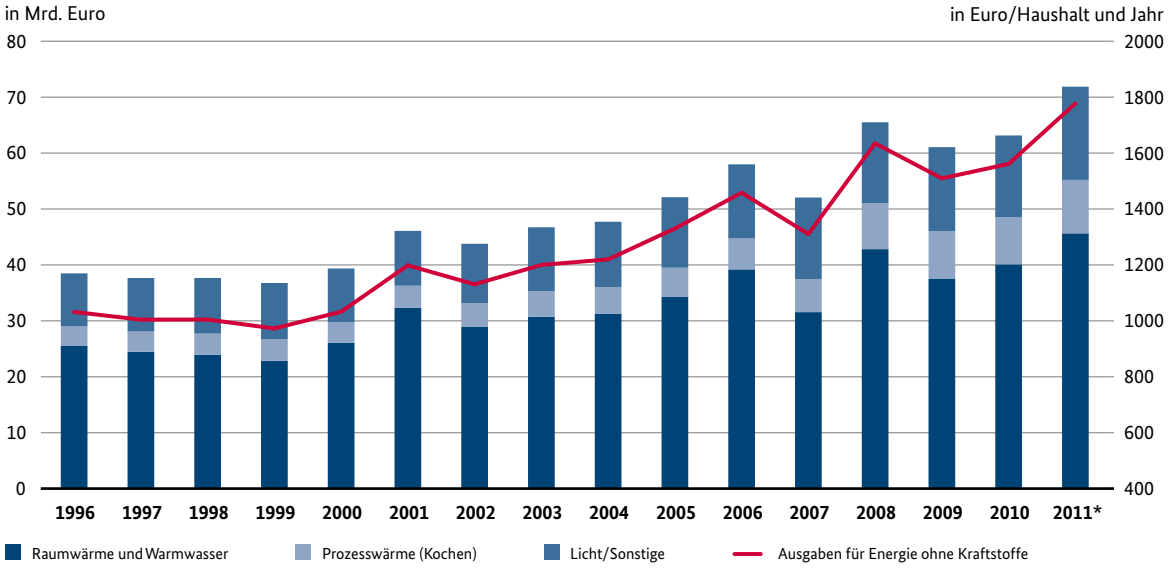
Die Energieausgaben der privaten Haushalte (ohne Kraftstoffe) sind im Zeitraum 1996–2011 ebenfalls deutlich angestiegen (vgl. Schaubild 31, Seite 46). Verantwortlich dafür waren vor allem die Kostensteigerungen bei den Energieträgern, die als Brennstoffe zur Wohnraumbeheizung oder zur Warmwasserbereitung (+ 79 %) sowie zu Kochzwecken (+ 167 %) verwendet werden. Die Ausgaben für Strom zu Antriebs- oder Beleuchtungszwecken sind im selben

Schaubild 30: Energiekosten in der Industrie
1997–2011, in Mrd. Euro und Prozent



* vorläufig, teilweise geschätzt
Quelle: Berechnungen von EEFA nach AGEB, DESTATIS, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 27

Schaubild 31: Energieausgaben der privaten Haushalte nach Anwendungszwecken
1996–2011, in Mrd. Euro und in Euro/Haushalt und Jahr (ohne Kraftstoffe)



* vorläufig
Quelle: BMWi-Energiedaten, Tabelle 28

Zeitraum um 77 % gestiegen. Insgesamt sind die Energieausgaben seit 1996 um 87 % auf mehr als 72 Mrd. Euro gewachsen.

Pro Kopf der Bevölkerung haben sich die Energieausgaben von 1996 bis 2011 um rund 408 Euro auf 878 Euro erhöht. Bei durchschnittlich zwei Personen, die gegenwärtig in einem Haushalt leben, folgen daraus jährliche Ausgaben für Energie in Höhe von 1.777 Euro je Haushalt.

Bezieht man die Kraftstoffe, die die privaten Haushalte zur Befriedigung ihrer Mobilitätsbedürfnisse verbrauchen, mit in die Betrachtung ein, erhöhen sich die Energieausgaben der privaten Haushalte auf mehr als 120 Mrd. Euro bzw. 2.977 Euro je Haushalt.

4.3. Energieaufkommen und Verwendung in wertmäßiger Betrachtung

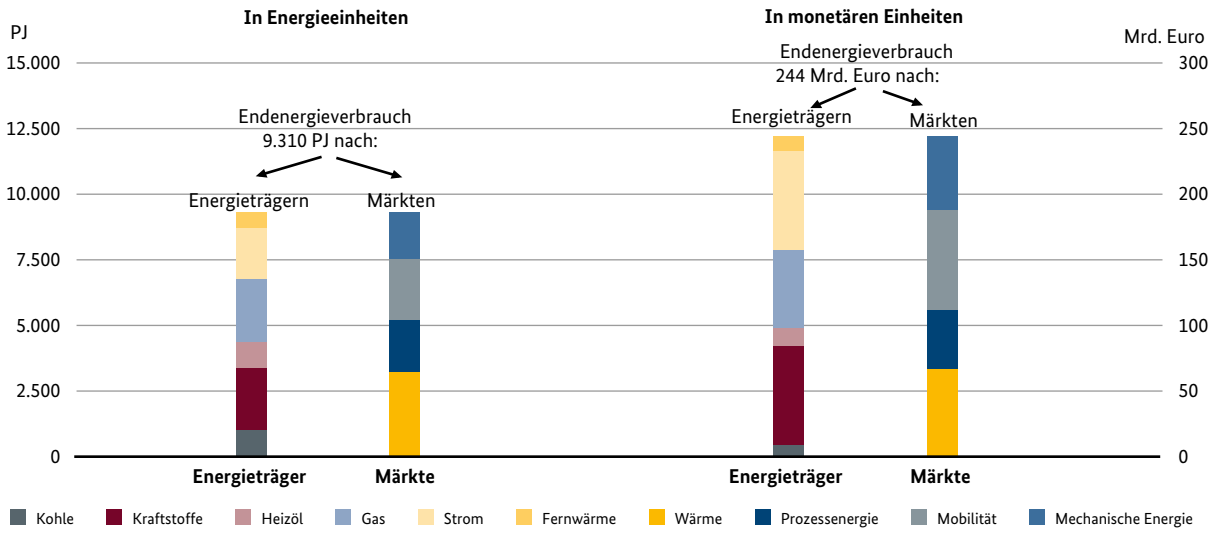
Eine kostenmäßige Betrachtung lässt sich nicht nur für den Endverbrauch, sondern auch für das gesamte Aufkommen und die Verwendung von Primärenergie durchführen. Dazu wird der gesamte Primärenergieverbrauch (differenziert nach Energieträgern) mit entsprechenden Preisen bewertet.

Dabei zeigt sich, dass im Jahr 2010 für die deutschen Einfuhren von Energie mehr als 67 Mrd. Euro ausgegeben wurden. Steigende Energiepreise am Weltmarkt, aber auch – in längerfristiger Betrachtung – die zunehmende Importabhängigkeit haben diese außenwirtschaftliche Energierechnung beeinflusst.

Der Wert der inländischen Gewinnung von Braunkohle, Steinkohle sowie in geringeren Mengen auch von Rohöl und Erdgas, der in hohem Maße dem inländischen Wirtschaftskreislauf zugutekommt und dort Produktions- und Beschäftigungseffekte entfaltet, erreicht eine Größenordung von knapp 59 Mrd. Euro.

Insgesamt erreicht das Marktvolumen bei der Bereitstellung von Primärenergie mit rund 126 Mrd. Euro nur gut die Hälfte des Wertes, der dem Endverbraucher als Endenergie zur Verfügung gestellt wird (244 Mrd. Euro, vgl. Schaubild 32). Ursächlich dafür ist einerseits die Wertschöpfung, die in den Umwandlungsbereichen bei der Erzeugung von Strom, Fernwärme und Mineralölprodukten geschaffen wird. Andererseits werden darin z. B. auch die steuerlichen Belastungen beim Endverbrauch, z. B. durch die Mineralölsteuer oder die Mehrwertsteuer, sichtbar.

Schaubild 32: Energieaufkommen und Verwendung
2010, in PJ und Mrd. Euro



Quelle: AGEB und Berechnungen von EEFA

5. Energie und Umwelt

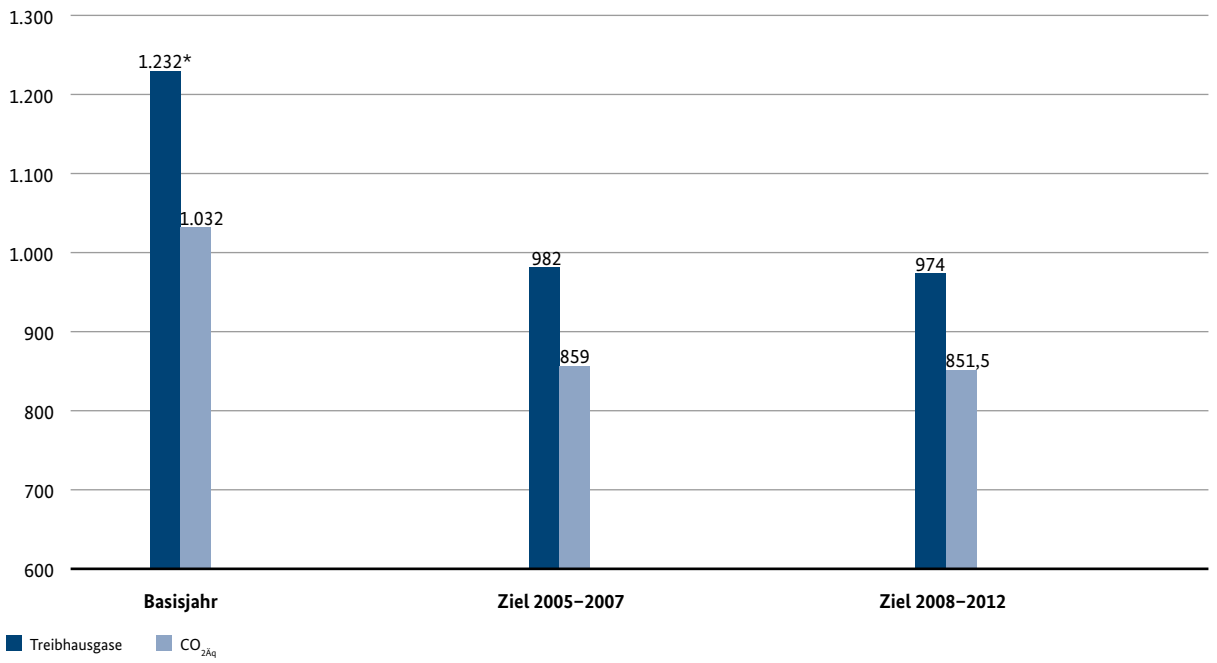
5.1. Ziele der Energie- und Klimaschutzpolitik

Gleichwertig neben der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit ist die Umweltverträglichkeit eine wichtige energiepolitsche Zielsetzung. Das Augenmerk liegt hier auf der Minderung von Treibhausgasemissionen, z. B. durch sparsamen Umgang mit Energie und den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energiequellen.

Im Dezember 1997 fand in Kyoto die dritte Vertragsstaatenkonferenz zur Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) statt. Auf dieser Konferenz wurden weitreichende Beschlüsse zur Verringerung bzw. Begrenzung klimawirksamer Spurengase gefasst. Danach beabsichtigen die Vertragsstaaten, die Emissionen von insgesamt sechs Spurengasen bis zum Jahr 2008 bzw. 2012 (Budgetperiode) um mindestens 5 % zu verringern. Im Anschluss an die Beschlüsse von Kyoto, die für die Europäische Union mit ihren damals 15 Mitgliedstaaten als Ganzes eine Minderungspflicht von 8 % gegenüber 1990 vorsahen, hat sich Deutschland im Rahmen des EU-burden-sharing verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen gegenüber dem Basisjahr um 21 % zu reduzieren (vgl. Schaubild 33). Auch in ihrem Energiekonzept von 2010/2011 hat die deutsche Bundesregierung das Ziel der Verminderung von Treibhausgasen aufgegriffen und für das Jahr 2050 eine Emissionsreduktion von mindestens 80 % gegenüber 1990 als Zielmarke vorgegeben.

Im Dezember 2012 wurde in Doha auf der internationalen Klimaschutzkonferenz eine 2. Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls beschlossen. Die EU als Ganzes hat sich verpflichtet, die Treibhausgasemissionen um 20 Prozent gegenüber 1990 zu mindern. Für 2014 ist eine Überprüfung der Minderungsziele vorgesehen.

Schaubild 33: Treibhausgasemissionen und Minderungsziele für Deutschland (EU-Ziele)
in Mio. t CO_2-Äquivalenten ($CO_{2Äq}$)



* Die endgültigen Basiswerte zur Berechnung der Minderungsziele wurden nach der Entscheidung der EU-Lastenverteilung (Entscheidung 2002/358/EG des Rates vom 25. April 2002 über die Genehmigung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen im Namen der Europäischen Gemeinschaft sowie die gemeinsame Erfüllung der daraus erwachsenden Verpflichtungen) im Jahr 2006 – unabhängig von weiteren möglichen Verbesserungen der Datengrundlagen – festgelegt.

Quelle: BMWi-Energiedaten, Tabelle 10, Nationale Allokationspläne

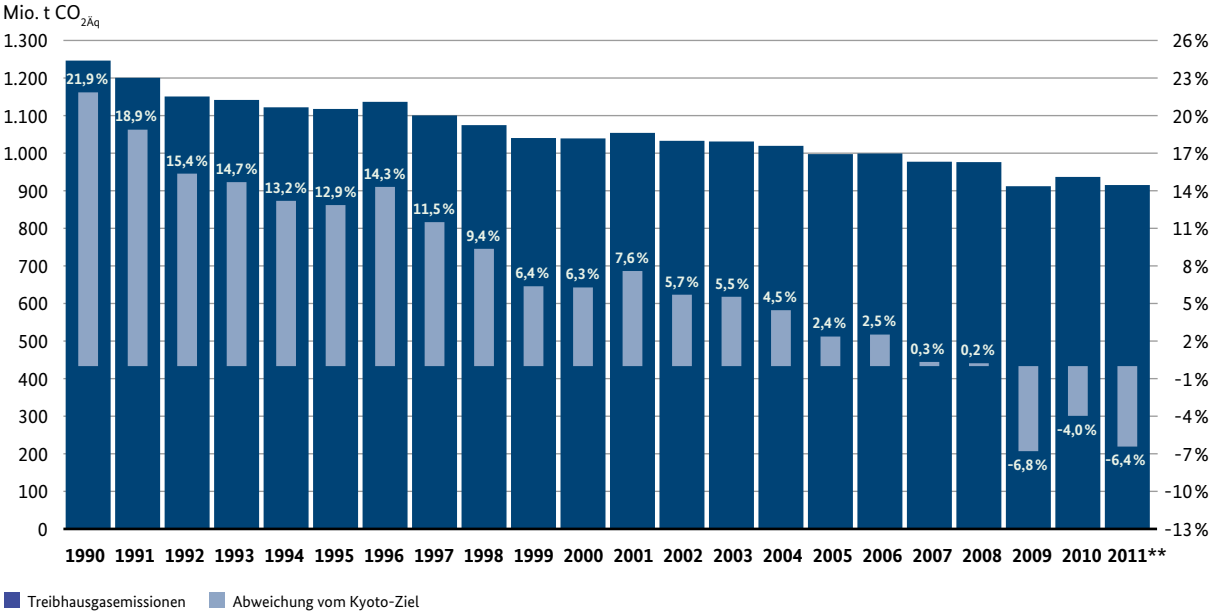
Eine solche Zielsetzung hat insbesondere Folgen für die Energiepolitik, denn fast 85 % der Treibhausgasemissionen in Deutschland stammen aus der Erzeugung und Nutzung von Energie.

Neben dem gemeinsamen Ziel von Energie- und Klimaschutzpolitik, die Treibhausgasemissionen zu senken, hat sich Deutschland zusätzlich zur Reduktion von Luftschadstoffen verpflichtet. Grundlage für diese Minderungsverpflichtung ist die europäische Richtlinie zur Festlegung von Emissionshöchstgrenzen, die durch die 39. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (39. BImSchV) in deutsches Recht umgesetzt wurde.[10] Demnach mussten die jährlichen Emissionen von Stickstoffoxiden (NO_X), Schwefeldioxid (SO_2), flüchtigen organischen Verbindungen ohne Methan (NMVOC) sowie Ammoniak (NH_3) in Deutschland bis zum Jahr 2010 um bis zu 90 % gegenüber 1990 reduziert werden.

5.2. Emissionen von Treibhausgasen und Schadstoffen

Tatsächlich liegen die Treibhausgasemissionen im Jahr 2011 mit 915 Mio. t CO_2-Äquivalenten[11] um 25,6 % bzw. 331 Mio. t CO_2-Äquivalente unter dem Wert von 1990, womit das Kyoto-Ziel (-21 %) im Jahre 2011 um 6,4 Prozentpunkte übertroffen wurde. Neben zahlreichen energie- und umweltpolitischen Maßnahmen ist der Rückgang der CO_2-Emissionen in hohem Maße auf die Wiedervereinigung und die damit verbundene Modernisierung des gesamten Kapitalstocks zurückzuführen: Allein in den ersten zehn Jahren seit 1990 konnten die CO_2-Emissionen um gut 207 Mio. t reduziert werden, in den darauffolgenden zehn Jahren nur noch um 102 Mio. t; ein Hinweis darauf, dass die relativ kostengünstigen Minderungspotenziale weitgehend ausgeschöpft sind, weitere Minderungen also nur unter Inkaufnahme zusätzlicher Kosten erreicht werden können.

Schaubild 34: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland und deren Abweichung vom Kyoto-Minderungsziel* 1990–2011, in Mio. t CO_2-Äquivalenten ($CO_{2Äq}$) und Prozent



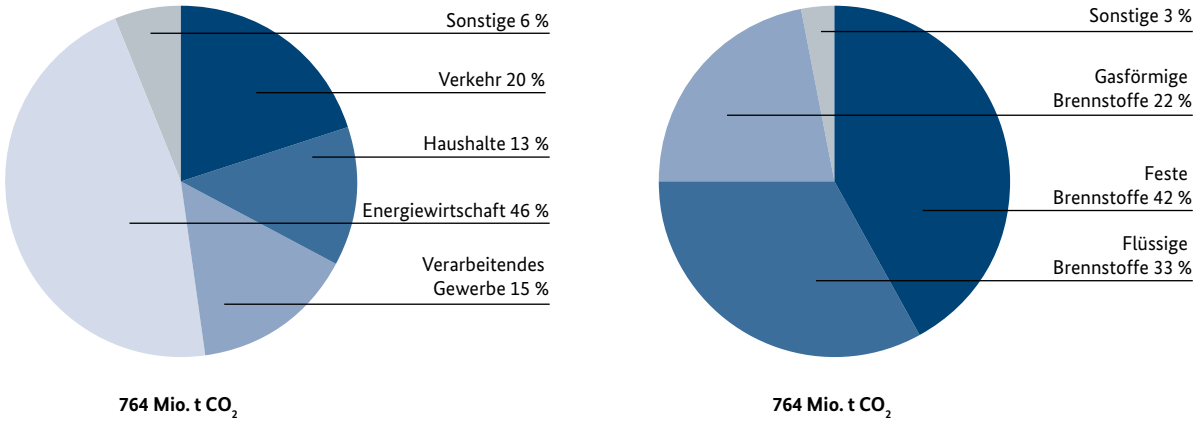
* ohne die Berücksichtigung von CO_2-Senken (Wälder, welche der Atmosphäre Kohlenstoff entziehen und negativ zu den Treibhausgasen eines Landes bilanziert werden können)
** vorläufig, geschätzt

Quelle: UBA, AGEB, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 10

10 Richtlinie 2001/88/EG über nationale Emissionshöchstmengen für bestimmte Luftschadstoffe, sog. NEC-Richtlinie (National Emission Ceilings, NEC).

11 Ein CO_2-Äquivalent ist eine Normgröße für Treibhausgase. Ein CO_2-Äquivalent entspricht dem Treibhausgaspotenzial einer Tonne CO_2.

Schaubild 35: Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Sektoren und Energieträgern 2010 in Prozent



Quelle: UBA, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 9

Deutschlands Minderungsziele sind jedoch kaum in Gefahr; in den vergangenen drei Jahren lagen die Treibhausgasemissionen weit unterhalb des für den Zeitraum 2008–2012 geltenden Kyoto-Zielwerts, 2011 um -6,4 %.

Der Großteil der in Deutschland emittierten Treibhausgase besteht aus energiebedingtem CO_2. Beinahe die Hälfte hiervon entfällt auf den Sektor Energiewirtschaft, welcher damit den mit Abstand größten Anteil – gefolgt vom Verkehrssektor mit ca. 20 % – ausmacht (vgl. Schaubild 35). Die Energiewirtschaft umfasst dabei die Umwandlung von Stein- und Braunkohle in Kokereien, die Destillation von Rohöl in Raffinerien, die Stromerzeugung in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung und in Industriekraftwerken sowie die Fernwärmeerzeugung in Heizkraftwerken und Fernheizwerken. Allein auf die Kraftwerke entfallen rund 46 % der Emissionen. Dabei ist zu bedenken, dass die Emissionen, die auf die Erzeugung von Strom (oder anderen Sekundärenergieträgern wie z. B. Fernwärme) zurückzuführen sind, den Sektoren zugeordnet werden müssen, die diese Sekundärenergieträger letztlich verbrauchen (Verursacherprinzip).

Betrachtet man die einzelnen Energieträger als Emittenten, so sind die festen Brennstoffe mit 324 Mio. t bzw. 42 % im Jahr 2010 die Hauptverursacher, obwohl diese mit nur 23 % zum Primärenergieverbrauch beitragen.

Die Minderungsziele für SO2-Emissionen konnten sogar übertroffen werden; bei den NO_X-, NH_4- und NMVOC-Emissionen wurden die Zielwerte dagegen noch nicht ganz erreicht (vgl. Tabelle 7).

Tabelle 7: Schadstoffemissionen in Deutschland 1990–2011, in 1.000 t

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	Ziel 2010*
NO_X	2.877	2.175	1.925	1.574	1.329	1.288	1.051
SO_2	5.292	1.718	653	447	444	445	520
NMVOC	3.131	1.808	1.394	1.146	1.055	1.006	995
NH_3	700	599	602	573	578	–	550

* BMU (2007), Nationales Programm zur Verminderung der Ozonkonzentration und zur Einhaltung der Emissionshöchstmengen, BMU-Themenbereich: Luftreinhaltung, Internet: www.bmu.de, Download-Service

Quelle: UBA, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 9

6. Internationale Aspekte

Sowohl mit der schrittweisen Schaffung eines einheitlichen europäischen Binnenmarktes für die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas wie auch mit der Europäisierung der Klimaschutzpolitik durch den Handel mit Emissionszertifikaten hat die internationale Perspektive für die nationale Energie- und Umweltpolitik sichtbar an Bedeutung gewonnen. Verstärkt wird die wachsende Bedeutung internationaler Aspekte durch den fortschreitenden Trend zur Globalisierung und den sich verschärfenden internationalen Standortwettbewerb, dem insbesondere exportorientierte Volkswirtschaften wie Deutschland ausgesetzt sind.

Der folgende Abschnitt erweitert deshalb die eher nationale Sicht um eine internationale Betrachtung des Energiemarktes und der Emissionssituation. Es liegt auf der Hand, dass angesichts der Komplexität internationaler Energiemärkte und der Vielzahl der empirischen Fakten an dieser Stelle nur eine Auswahl besonders wichtiger Strukturindikatoren und Kennziffern (wie Versorgungsstrukturen, internationale Energiepreise oder Effizienzkriterien) dargestellt werden können.

6.1. Energiepreise im europäischen Vergleich

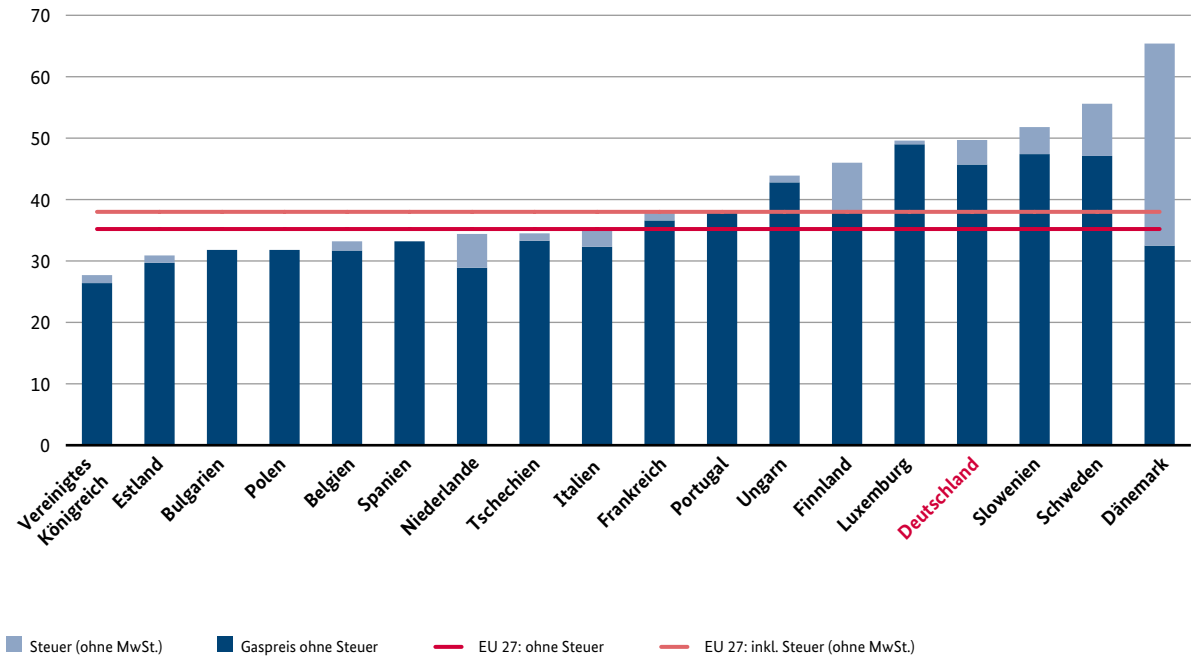
Die Energiepreise stellen einen wichtigen Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit eines Landes dar. Wichtig ist also der relative Abstand der Energiepreise zu denen anderer wichtiger Industriestandorte. Dazu soll ein Blick auf die Strom- und Gaspreise für Industriekunden europäischer Staaten geworfen werden. Auf die Darstellung der Ölpreise wird an dieser Stelle verzichtet. Zwar sind sie ein wichtiger Bestandteil der Energiekosten insgesamt, im internationalen Standortwettbewerb spielen sie jedoch eine eher untergeordnete Rolle.

Die weiter oben skizzierten Entwicklungstrends bei den Erdgaspreisen, aber auch unterschiedliche Bezugsquellen, Konditionen in den langfristigen Lieferverträgen, die spezifischen Kostenstrukturen der Gasversorgung sowie regionale Besonderheiten der Energiebesteuerung sind mitverantwortlich dafür, dass die Gaspreise der Industriekunden hierzulande um ca. 30 % über dem Durchschnitt und damit im Spitzenbereich der Europäischen Union liegen (EU 27 – 2. Halbjahr 2011: 3,8 c/kWh). Die höchsten Erdgaspreise zahlen jedoch mit 6,5 c/kWh die Industriekunden in Dänemark. Ohne Steuerbelastung liegen die Erdgaspreise für deutsche Industriekunden auf einem europäischen Spitzenplatz (vgl. Schaubild 36, Seite 52).

Auch die Industriestrompreise (ohne Mehrwertsteuer) weisen nach Angaben des Europäischen Amtes für Statistik (Eurostat) innerhalb der EU eine recht große Spannweite auf: So lagen die Strompreise im 2. Halbjahr 2011 von Spitzenreiter Italien (13,9 c/kwh) um fast 100 % über denen von Frankreich (7 c/kWh). Im europäischen Durchschnitt (EU 27) zahlten Industriekunden im zweiten Halbjahr 2011 9,8 c/kWh.

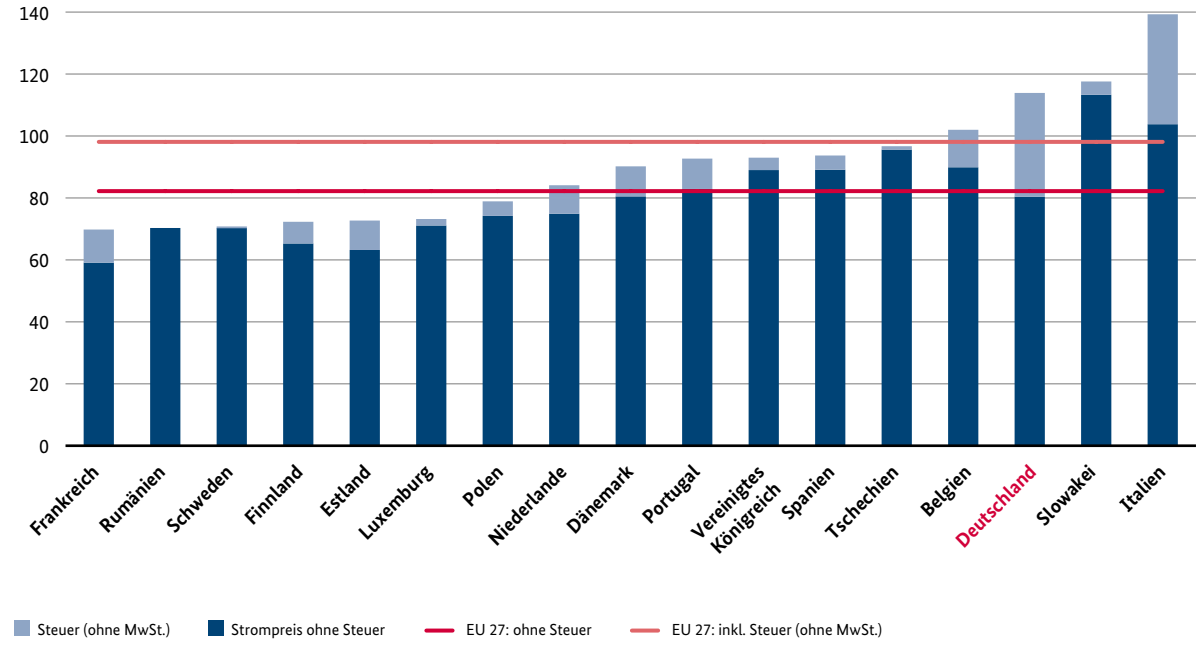
In Deutschland liegen die Strompreise mit 11,4 c/kWh um 14 % über dem europäischen Durchschnitt, damit zahlen die Industriekunden hierzulande auch für Strom Spitzenpreise. Besonders niedrige Strompreise hingegen sind – neben Frankreich – auch in Rumänien, Schweden und Finnland zu finden (vgl. Schaubild 37, Seite 52).

Schaubild 36: Erdgaspreise 2011 der Industrie im europäischen Vergleich
in Euro/MWh, Preise 2. Halbjahr 2011 (Standardverbraucher: 10.000–100.000 GJ/a)



Quelle: Eurostat, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 30

Schaubild 37: Strompreise 2011 der Industrie im europäischen Vergleich
in Euro/MWh, Preise 1. Halbjahr 2011 (Standardverbraucher: 2.000–20.000 MWh/a)



Quelle: Eurostat, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 30

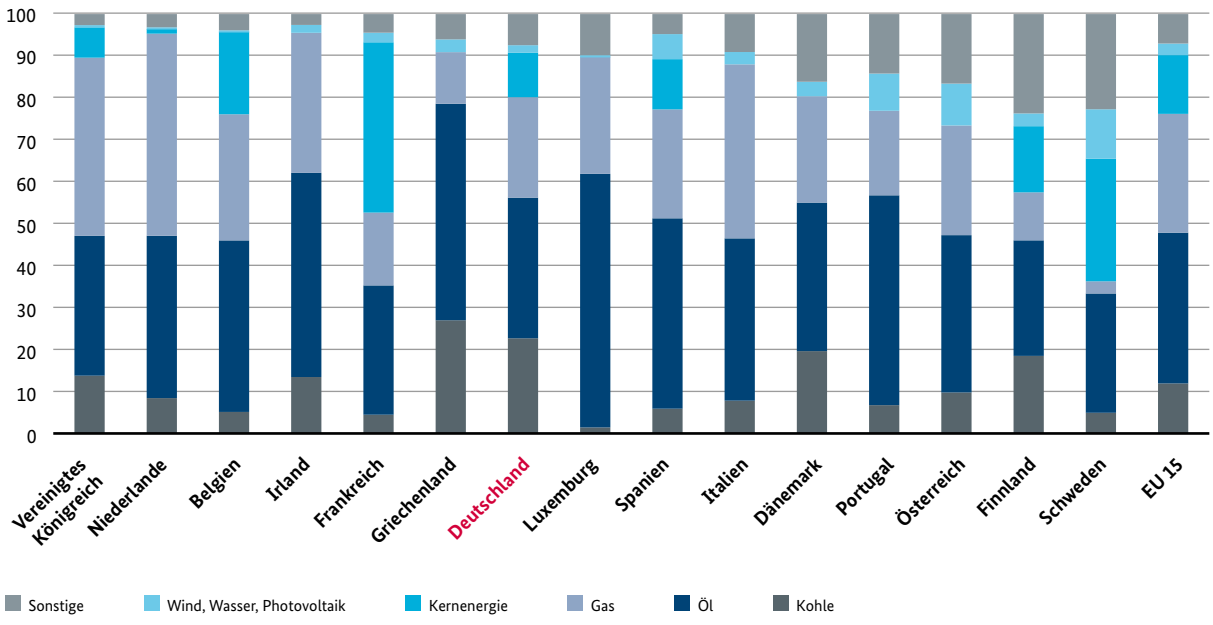
6.2. Energieversorgungsstrukturen in der EU

Neben Energiepreisen spielt auch die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern als ein Aspekt der Versorgungssicherheit eine zunehmend wichtige energiepolitische Rolle.

Die Energieversorgungsstrukturen eines Landes werden durch geografische – wie beispielsweise heimische Rohstoffvorkommen – oder politische Faktoren beeinflusst, welche oft weit in die Vergangenheit zurückreichen. Ein Blick auf die Primärenergieträgerstruktur der alten EU-15-Mitgliedstaaten im Jahr 2010 zeigt, dass nur in den wenigsten Staaten andere als die fossilen Energieträger Öl, Kohle und Gas dominieren (vgl. Schaubild 38). Abgesehen von Frankreich ist dies auch bei den größten Primärenergieverbrauchern Europas (Deutschland, das Vereinigte Königreich, Italien und Spanien) der Fall, welche zusammen fast 60 % (mit Frankreich 76 %) des Primärenergieverbrauchs der EU 15 ausmachen. Dabei ist die Abhängigkeit von Mineralöl am größten. Schweden, mit der Zielsetzung, von fossilen Energieträgern – insbesondere Rohöl – unabhängig zu werden, zeigt die geringste Abhängigkeit von fossilen Energierohstoffen. Hier beruht der Großteil der Primärenergieversorgung auf regenerativen Energien (34 %) sowie der Kernenergie (30 %). Der Anteil fossiler Energieträger basiert fast ausschließlich auf Mineralöl.

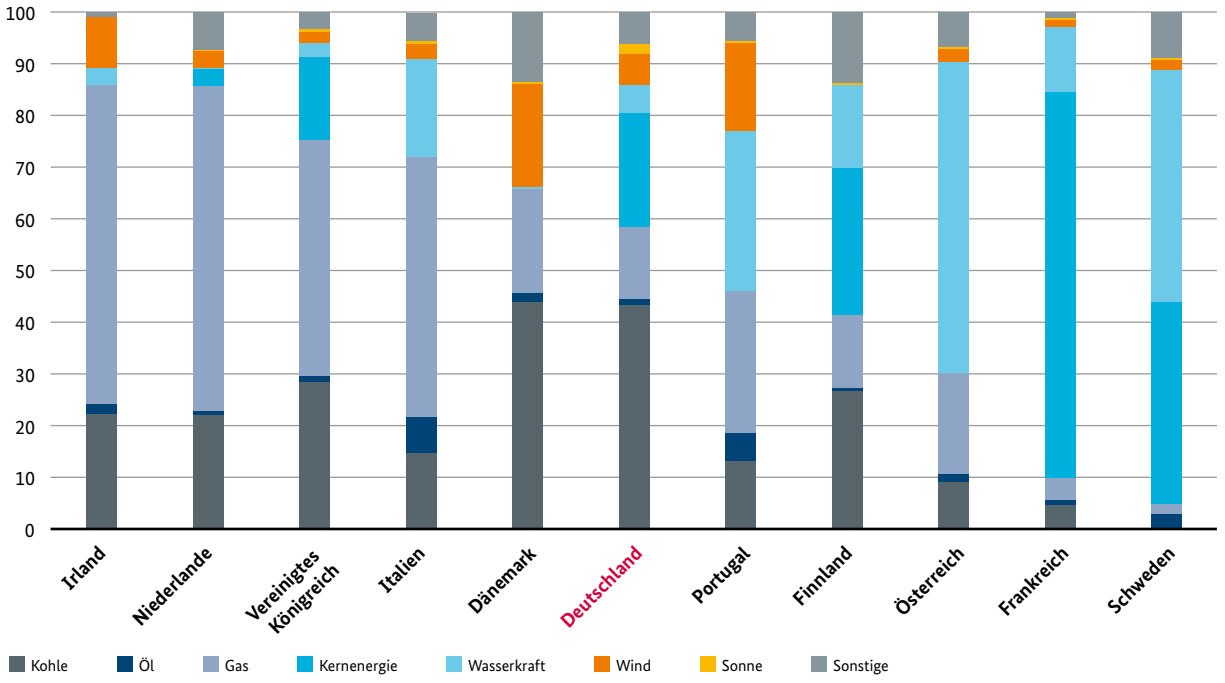
In der Stromerzeugung ist die Möglichkeit, fossile Energieträger zu ersetzen, eher gegeben – zum einen durch den Einsatz von Kernenergie und zum anderen durch den Einsatz regenerativer Energien. Hier spielen vor allem geografische Besonderheiten eine Rolle. Länder wie Österreich oder Schweden können ihre großen Wasserkraftpotenziale ausnutzen, während diese Option in Deutschland aufgrund der geografischen Gegebenheiten kaum besteht. Frankreich wiederum setzt bei der Stromerzeugung vor allem auf die Kernenergie (75 %). In der deutschen Stromversorgung kommen nicht zuletzt aufgrund der Kohlevorkommen fossile Energieträger deutlich stärker zum Einsatz (vgl. Schaubild 39, Seite 54) als in den drei genannten Ländern. Die größten Anteile fossiler Energieträger sind allerdings in Irland und in den Niederlanden mit jeweils 86 % zu finden.

Schaubild 38: Primärenergieträgerstruktur in der EU 15
2010, in Prozent



Quelle: Berechnungen von EEFA nach Eurostat

Schaubild 39: Energieträgerstrukur der Bruttostromerzeugung ausgewählter europäischer Staaten
2010, in Prozent



Quelle: Berechnungen von EEFA nach Eurostat

6.3. Gesamtwirtschaftliche Effizienz im internationalen Vergleich

Im internationalen Vergleich der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz schneiden die westeuropäischen Industriestaaten, darunter auch Deutschland, vergleichsweise gut ab. Mit 6,2 GJ/1.000 Euro BIP im Jahr 2010 liegt der spezifische Energieverbrauch in Deutschland um knapp 7 % unterhalb des EU-Durchschnitts (vgl. Schaubild 40, Seite 55).

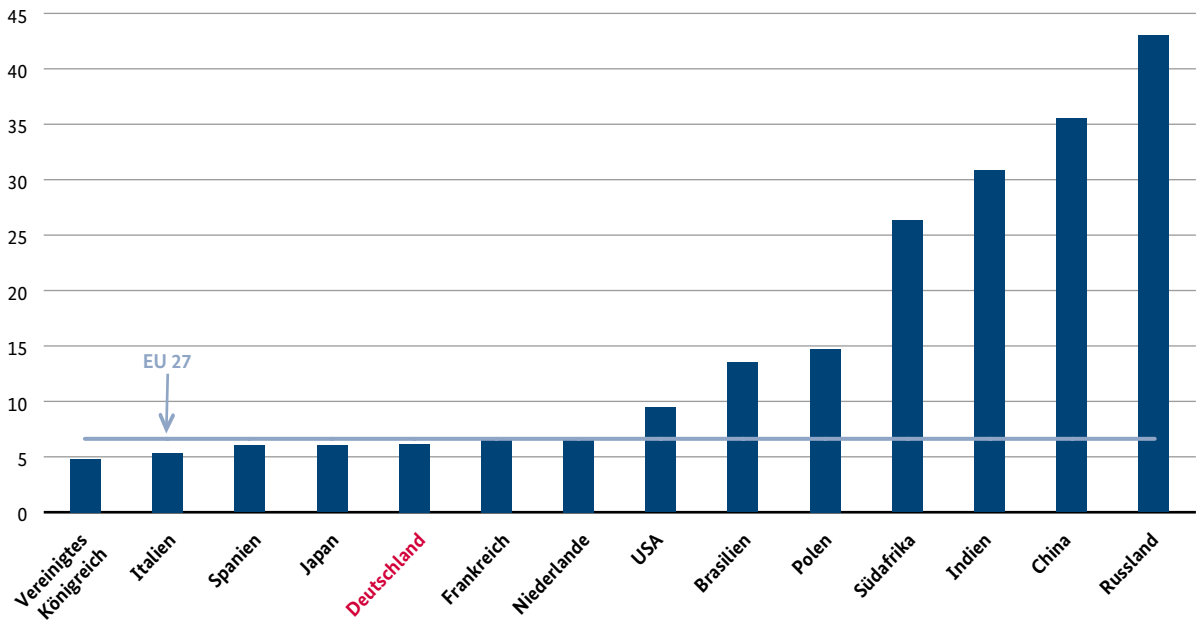
Schlecht schneiden in diesem Vergleich die USA ab, deren spezifischer Energieverbrauch den hierzulande um mehr als 50 % überschreitet.

Am wenigsten effizient im Umgang mit Energie bezogen auf die Wirtschaftsleistung sind jedoch Indien, China und insbesondere Russland.

Zwar ist der Energieverbrauch der westeuropäischen Industriestaaten pro erzeugter Wirtschaftsleistung im internationalen Vergleich vergleichsweise niedrig, gemessen am Primärenergieverbrauch pro Kopf verhält es sich jedoch umgekehrt (vgl. Schaubild 41, Seite 55). Die Pro-Kopf-Verbräuche weisen eine große Spannbreite auf, zwischen den USA als Spitzenreiter mit 300 GJ/Kopf und Indien mit nur 25 GJ/Kopf. Es ist jedoch damit zu rechnen, dass in den Entwicklungsländern wie Indien und China in den nächsten Jahren – aufgrund steigender Einkommen und folglich auch Lebensstandards – die Energieverbräuche pro Kopf zunehmen werden.

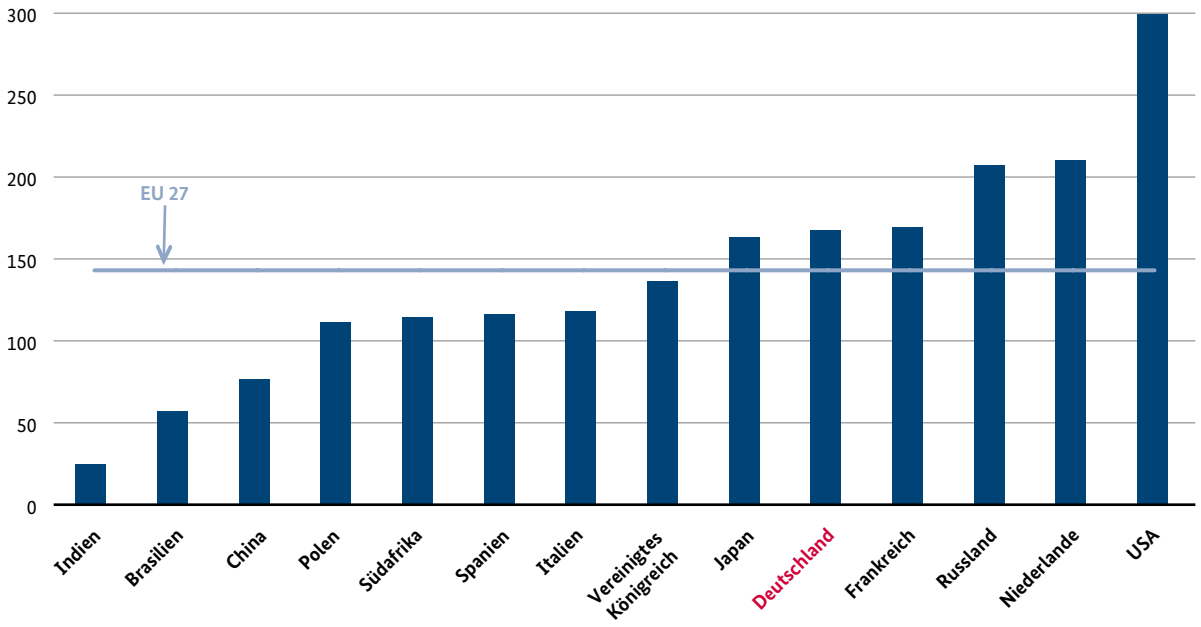
Deutschland weist im internationalen Vergleich einen relativ hohen Energieverbrauch pro Kopf auf, welcher mit ca. 168 GJ/Kopf knapp 17 % über dem Durchschnitt der EU 27 liegt. Im Vergleich zu den USA mit einem Verbrauch von 299 GJ/Kopf fällt der Energieverbrauch jedoch moderat aus.

Schaubild 40: Primärenergieverbrauch je Einheit Bruttoinlandsprodukt im internationalen Vergleich
2010, in GJ/1.000 Euro



Quelle: IEA, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 32

Schaubild 41: Primärenergieverbrauch je Einwohner im internationalen Vergleich
2010, in GJ/Kopf



Quelle: IEA, siehe auch BMWi-Energiedaten, Tabelle 32

6.4. Wirkungsgrade der Kraftwerke im internationalen Vergleich

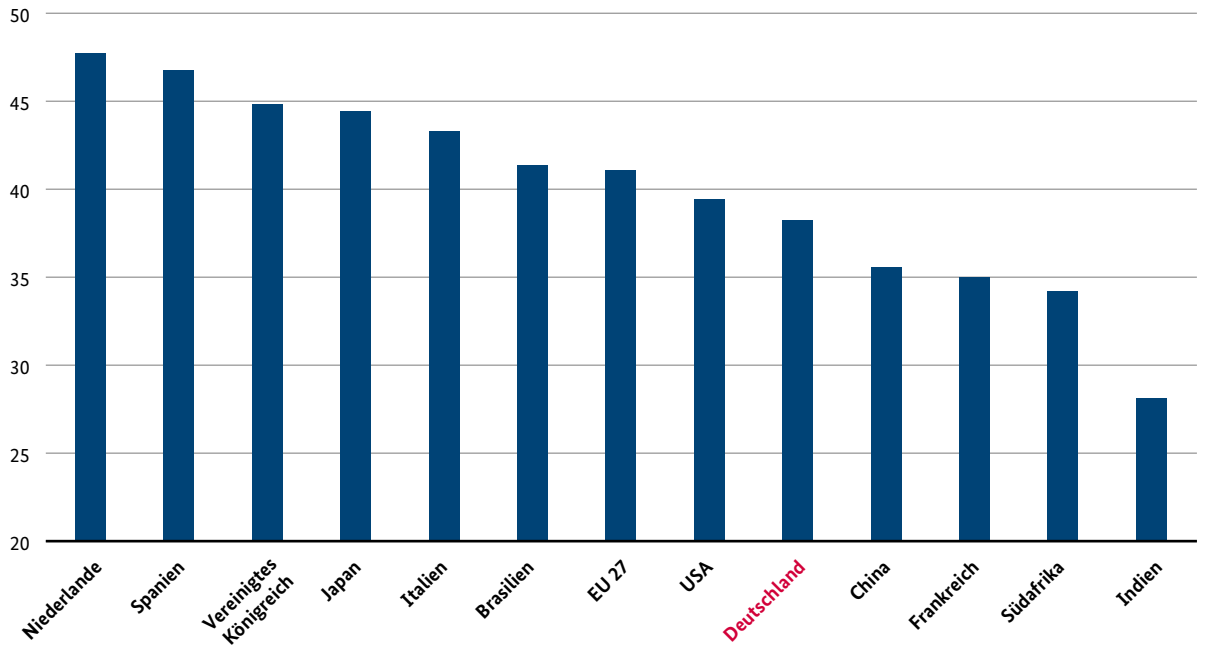
Einen wichtigen Aspekt gesamtwirtschaftlicher Energieeffizienz stellt die Effizienz in der Stromerzeugung dar. Ein Querschnitt der Wirkungsgrade konventioneller Wärmekraftwerke auf Basis fester, flüssiger und gasförmiger Brennstoffe (ohne Kernenergie) ist für ausgewählte Staaten in Schaubild 42 dargestellt. Ausgewiesen wird das Verhältnis der Bruttostromerzeugung zum Energiegehalt der eingesetzten Brennstoffe. Deutschland als eine führende Industrienation mit vergleichbar guter gesamtwirtschaftlicher Energieeffizienz liegt bei diesem Vergleich eher im Mittelfeld und sogar unterhalb des europäischen Durchschnitts.

Zu beachten ist an dieser Stelle, dass die durchschnittlichen Wirkungsgrade keine eindeutige Aussage über den tatsächlichen Modernisierungsgrad eines Kraftwerksparks der einzelnen Länder treffen können. So haben die unterschiedlichen Kraftwerkstypen je nach Energieträger auch unterschiedliche Wirkungsgrade. Bei Gaskraftwerken liegt dieser in der Regel deutlich höher als bei Kraftwerken zur Stromerzeugung auf Kohlebasis. Diejenigen Staaten, welche einen höheren Gasanteil in der Stromerzeugung aufweisen, wie die Niederlande und Großbritannien, weisen auch die höheren durchschnittlichen Wirkungsgrade im (konventionellen) Kraftwerkspark auf. Da in Deutschland die Stromversorgung zu einem Großteil auf der Nutzung von Stein- und Braunkohle beruht, kann der durchschnittliche Wirkungsgrad keinen Spitzenwert annehmen.

6.5. Treibhausgasemissionen und Minderungsziele in der EU

Deutschland ist mit Abstand der größte Emittent an Treibhausgasen in der EU. So ist Deutschland im Jahr 2010 für ca. 24 % der Treibhausgasemissionen der an der EU-Lastenteilung beteiligten 15 „alten“ Mitgliedstaaten verantwortlich, zusammen mit dem Vereinigten Königreich, Italien und Frankreich sind es ca. 67 % (dies entspricht in etwa auch dem Anteil des Primärenergieverbrauchs dieser Länder am PEV der EU 15).

Schaubild 42: Wirkungsgrade konventioneller Wärmekraftwerke im internationalen Vergleich
2010, durchschnittliche Wirkungsgrade in Prozent



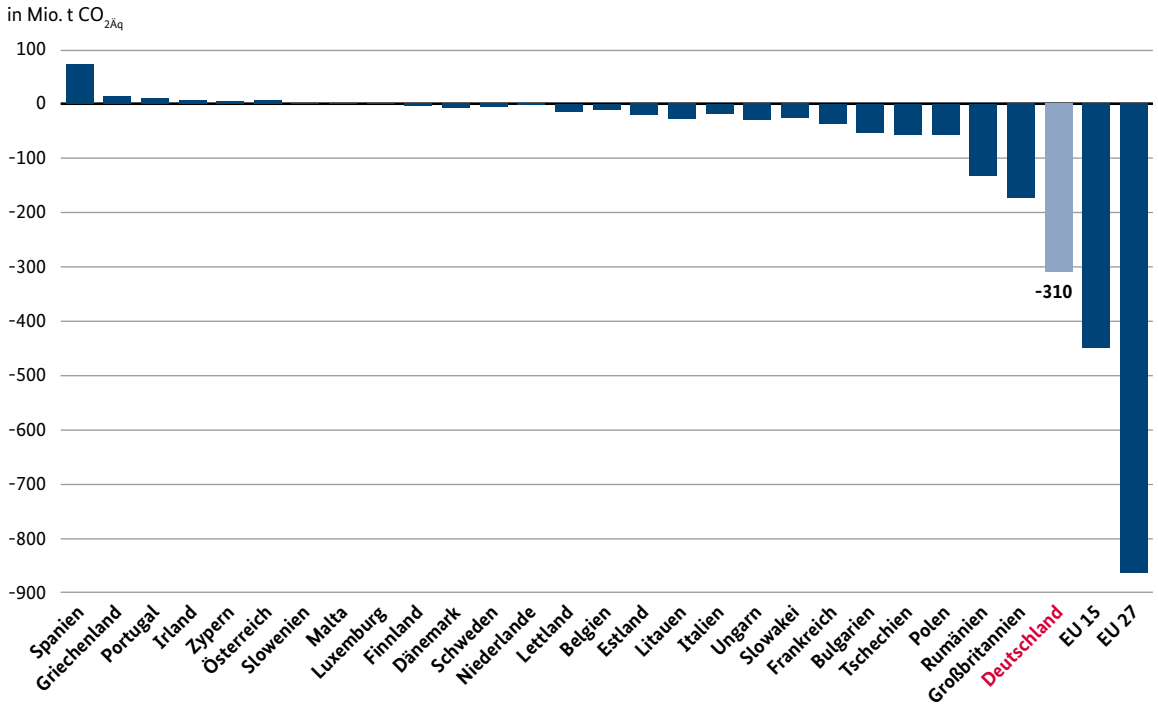
Quelle: Berechnungen von EEFA nach IEA

Da Deutschland zugleich neben Dänemark und Luxemburg die prozentual größten nationalen Reduktionsverpflichtungen zu erbringen hat, übernimmt es, gemessen in absoluten Zahlen, den größten Teil der CO_2-Minderungsverpflichtung gegenüber dem Basisjahr, nämlich 259 Mio. t CO_2-Äquivalente von insgesamt 342 Mio. t CO_2-Äquivalenten der EU 15.

In der EU 15 sind die Emissionen bis 2010 gegenüber 1990 um knapp 10 % zurückgegangen, womit die EU 15 ihr Reduktionsziel von 8 % bereits erfüllt hat. Schweden, Großbritannien, Griechenland, Frankreich, Belgien, Deutschland und Irland haben ihre Ziele bis 2010 erreicht, während beispielsweise Luxemburg seine Emissionen noch um 22 % senken muss, um seinen Verpflichtungen gerecht werden zu können (vgl. Schaubild 44, Seite 58).

Die größten Spielräume haben die neuen EU-Mitgliedstaaten, welche aufgrund ihres Status als Transformationsland und aufgrund erheblicher Strukturveränderungen große Minderungen im Vergleich zu ihren Emissionen im Basisjahr aufweisen und auch nicht Teil der gemeinschaftlichen Minderungsverpflichtungen sind, sondern jeweils nationale begrenzte Zielwerte im Rahmen des Kyoto-Protokolls haben.

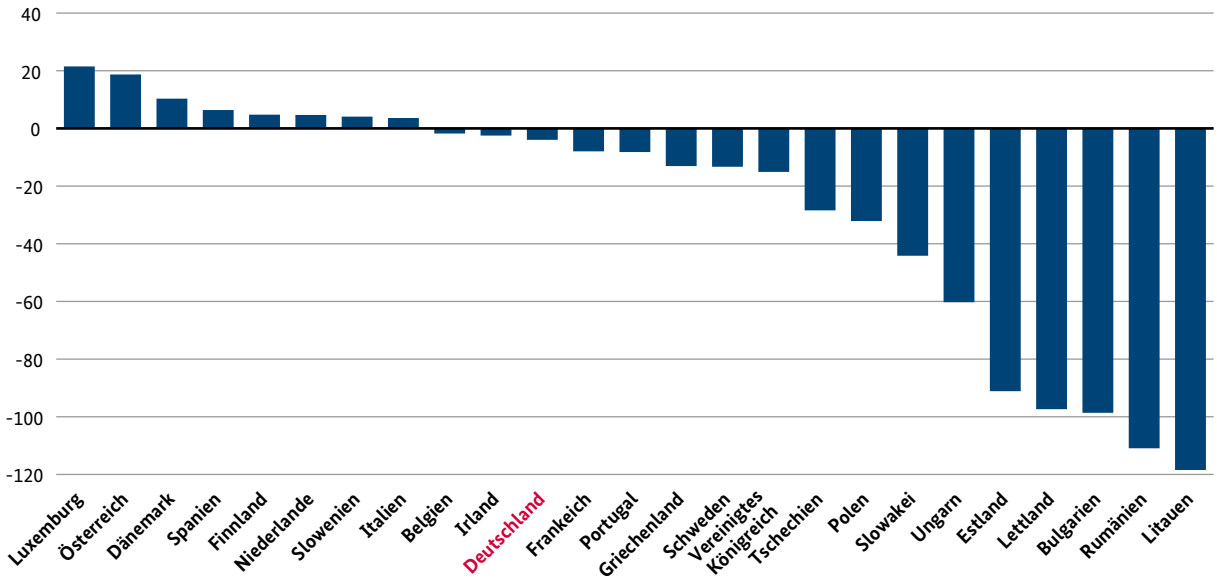
Schaubild 43: Treibhausgasemissionen (CO_2-Äquivalente, $CO_{2Äq}$) innerhalb der EU 27 in 2010 im Vergleich zu 1990 (absolut) ohne LULUCF*



* Emissionen infolge von Tätigkeiten im Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF) sind hier nicht berücksichtigt

Quelle: Europäische Umweltagentur (EEA) 2012

Schaubild 44: Abweichung der Emissionen der EU-Mitgliedstaaten zum Kyoto-Ziel
in Prozent, bezogen auf beobachtete Emissionen im Jahr 2010, ohne CO_2-Senken*



* ohne die Berücksichtigung von CO_2-Senken (Wälder, welche der Atmosphäre Kohlenstoff entziehen und negativ zu den Treibhausgasen eines Landes bilanziert werden können)
Quelle: European Environment Agency

7. Anhang

Tabelle A1: Umrechnungsfaktoren – Energieeinheiten

	Kilojoule (kJ)	Kilowattstunden (kWh)	Kilokalorien (kcal)	kg Steinkohleeinheiten (kg SKE)	kg Rohöleinheiten (kg RÖE)
1 kJ	1	0,000278	0,2388	0,0000341	0,0000239
I kWh	3.600	1	860	0,123	0,0860
1 kcal	4,1868	0,001163	1	0,00143	0,0001
1 kg SKE	29.308	8,141	7.000	1	0,7
1 kg RÖE	41.868	11,63	10.000	1,429	1

Quelle: AGEB

Tabelle A2: Vorzeichen

Kilo	k	10^3	Tausend
Mega	M	10^6	Million
Giga	G	10^9	Milliarde
Tera	T	10^{12}	Billion
Peta	P	10^{15}	Billiarde

Quelle: AGEB

Abkürzungsverzeichnis

AGEE-Stat Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik

AGEB Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

BAFA Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

BDI Bundesverband der Deutschen Industrie

BGR Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

BIP Bruttoinlandsprodukt

BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

BPW Bruttoproduktionswert

DIW Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

Destatis Statistisches Bundesamt Deutschland

EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz

EEV Endenergieverbrauch

EnEV Energieeinsparverordnung

EEX European Energy Exchange

EIA Energy Information Agency

EnWG Energiewirtschaftsgesetz

Eurostat Statistisches Amt der Europäischen Union

GfK Gesellschaft für Konsumforschung

GHD Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

GuD-Anlagen Kombinierte Gas- und Dampfturbinen-Anlagen auf Basis Erdgas

GUS Gemeinschaft unabhängiger Staaten

IEA International Energy Agency

KWK Kraft-Wärme-Kopplung

MIV Motorisierter Individualverkehr

OECD/NEA Organisation for Economic Co-operation and Development/ Nuclear Energy Agency

OPEC Organisation of the Petroleum Exporting Countries

PEV Primärenergieverbrauch

VDN Verband der Netzbetreiber

Glossar

Bruttoendenergieverbrauch	Der Bruttoendenergieverbrauch umfasst den Endenergieverbrauch beim Letztverbraucher und die Verluste in den Erzeugungsanlagen und beim Transport. Der Bruttoendenergieverbrauch für erneuerbare Energien ergibt sich aus dem Endenergieverbrauch der Haushalte, des Verkehrs, der Industrie und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) zuzüglich des Eigenverbrauchs des Umwandlungssektors sowie der Leitungs- und Fackelverluste.
Bruttoproduktionswert	Wert des Produktionsergebnisses eines Unternehmens oder einer Volkswirtschaft innerhalb einer bestimmten Periode, in dem alle Vorleistungen (wie z.B. Rohstoffe, Hilfsstoffe und Kosten des Energieeinsatzes) erfasst sind. Der Bruttoproduktionswert entspricht der Summe aus allen abgesetzten Erzeugnissen (nach Marktpreisen) und den selbst erstellten Anlagen und Bestandsveränderungen an Halb- und Fertigerzeugnissen (nach Herstellungskosten). Zieht man vom Bruttoproduktionswert die Vorleistungen ab, so erhält man die Bruttowertschöpfung (unbereinigt) eines Unternehmens oder Wirtschaftsbereiches. Da die Kosten des Energieeinsatzes jedoch nicht in der Bruttowertschöpfung enthalten sind, ist der aus der Bruttowertschöpfung errechnete Anteil der Energiekosten kein aussagefähiger Indikator.
Bruttostromerzeugung	Die Bruttostromerzeugung umfasst die insgesamt erzeugte Strommenge eines Landes. Nach Abzug des Eigenverbrauchs der Erzeugungsanlagen verbleibt die Nettostromerzeugung.
CO_2-Äquivalent ($CO_{2Äq}$)	Die Einheit für das Treibhauspotenzial eines Gases gibt an, welche Menge CO_2 in einem Betrachtungszeitraum von 100 Jahren die gleiche Treibhauswirkung entfalten würde wie das betrachtete Vergleichsgas. Die verwendeten Äquivalenzfaktoren folgen den für die nationale Emissionsberichterstattung vorgegebenen Werten aus dem IPCC Second Assessment Report: Climate Change (1995).
Differenzkosten	Die Differenzkosten des EEG ergeben sich aus den gezahlten Vergütungszahlungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) abzüglich der durch den Verkauf des EEG-Stroms erzielten Einnahmen der ÜNB.
EEG	Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Kurzfassung: Erneuerbare-Energien-Gesetz, „EEG“) aus dem Jahr 2000 regelt die Vorrang-Abnahmepflicht erneuerbarer Energien durch die Netzbetreiber, die (degressiven) Vergütungssätze der einzelnen Erzeugungsarten wie auch das Umlageverfahren der resultierenden Mehrkosten auf alle Stromabnehmer.
EEG-Umlage	Elektrizitätslieferanten müssen nach der Ausgleichsmechanismusverordnung seit dem 1. Januar 2010 für jede Kilowattstunde Elektrizität eine EEG-Umlage an den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) entrichten. Die EEG-Umlage ist bundesweit einheitlich. Mit der EEG-Umlage soll die Differenz zwischen den zu zahlenden EEG-Einspeisevergütungen und den Einnahmen der ÜNB aus der Vermarktung des EEG-Stromes an der Börse gedeckt werden. Elektrizitätslieferanten, die Elektrizität an Letztverbraucher liefern, dürfen die EEG-Umlage an ihre Kunden weitergeben.
EEX	Die EEX (= European Energy Exchange) ist eine in Leipzig angesiedelte Energiebörse für den Handel mit Elektrizität, Erdgas, CO_2-Emissionsrechten und Kohle. Eine Ausnahme bildet der Handel mit kurzfristig lieferbaren Strommengen (Spotmarkt), der 2009 von der EEX an die EPEX SPOT in Paris verlegt wurde.
Einspeisevergütung	Betreibern von Erneuerbare-Energien-Anlagen wird nach dem EEG eine gesetzliche Vergütung pro eingespeister Kilowattstunde Strom zugesichert.
Emissionshandelszertifikat	„Emissionshandelszertifikat“ bezeichnet das Zertifikat, das im Rahmen des EU-Emissionshandels zur Emission von einer Tonne Kohlendioxidäquivalent in einem bestimmten Zeitraum (Handelsperiode) berechtigt.

Endenergie	Endenergie ist der Teil der Primärenergie, der den Verbraucher nach Abzug von Übertragungs- und Umwandlungsverlusten erreicht und der dann zur weiteren Verfügung steht. Endenergieformen sind zum Beispiel Fernwärme, elektrischer Strom, Kohlenwasserstoffe wie Benzin, Kerosin, Heizöl oder Holz und verschiedene Gase wie Erdgas, Biogas und Wasserstoff.
Endenergieverbrauch	Als Endenergieverbrauch wird die Verwendung von Energieträgern in einzelnen Verbrauchssektoren bezeichnet, sofern sie unmittelbar zur Erzeugung von Nutzenergie oder für Energiedienstleistungen eingesetzt werden.
Energieträger	Energieträger sind Stoffe, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist.
EPEX SPOT	Auf dem zentraleuropäischen Spotmarkt für Energie, der European Power Exchange (EPEX SPOT) in Paris, werden kurzfristig lieferbare Strommengen für die Länder Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz gehandelt. Im Unterschied zum Terminmarkt der EEX in Leipzig werden auf dem Spotmarkt entweder einen Tag im Voraus im Day-Ahead-Handel verkauft oder sogar am Tag der physischen Lieferung des Stroms selbst im Intraday-Handel.
Erneuerbare Energien	Erneuerbare Energien – auch regenerative oder alternative Energien genannt – sind Energiequellen, die nach den Zeitmaßstäben des Menschen unendlich lange zur Verfügung stehen. Nahezu alle erneuerbaren Energien werden letztlich durch die Sonne gespeist. Solarstrahlung, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenkraft können entweder direkt genutzt werden oder indirekt in Form von Biomasse, Wind, Wasserkraft, Umgebungswärme sowie Wellenenergie.
Fossile Energieträger	Fossile Energieträger sind solche, deren Vorrat erschöpfbar ist und die aus Biomasse im Laufe von Jahrmillionen unter hohem Druck und hoher Temperatur entstanden sind; es handelt sich um Energierohstoffe mit unterschiedlichen Kohlenstoffverbindungen: Öle, Kohlen, Gase.
Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)	Die Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ist ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen bei sehr hohen Spannungen (ab 220 kV) über sehr große Entfernungen. Oft zu finden ist das Kürzel DC, was von der englischen Bezeichnung „direct current“ (= Gleichstrom) stammt. Für die Verbindung mit dem herkömmlichen Wechselstromnetz sind Konverter erforderlich.
Kraft-Wärme-Kopplung	Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist die gleichzeitige Umwandlung von Brennstoffen in elektrische Energie und Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage.
Leistung, elektrische	Die elektrische Leistung gibt an, wie viel Arbeit in einer bestimmten Zeit verrichtet wird. Die physikalische Leistung ist definiert als Arbeit pro Zeiteinheit. Die Leistung (P) wird gemessen in Watt (W). Entsprechend ist: 1 Kilowatt (kW) = 1.000 Watt, 1 Megawatt (MW) = 1.000 kW.
Merit-Order	Als „Merit-Order“ wird die Sortierung der Angebote eines Marktes nach ihrem Angebotspreis bezeichnet. Bei der Strombörse wird diese Merit-Order verwendet, um sicherzustellen, dass nur die billigsten Kraftwerke zum Einsatz kommen. Im Ergebnis wird durch die Merit-Order der Einsatzplan der Kraftwerke anhand der variablen Erzeugungskosten, also der Brennstoffkosten, bestimmt, wodurch die am teuersten produzierenden Kraftwerke (bei unveränderter Nachfrage) vom Markt verdrängt werden und Strom zu günstigeren Preisen verkauft wird.
Primärenergie	Primärenergie ist der rechnerisch nutzbare Energiegehalt eines natürlich vorkommenden Energieträgers.

Primärenergieträger	Primärenergieträger sind Energieträger, die noch keiner Umwandlung unterworfen wurden (beispielsweise Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erdgas und spaltbares Material wie Uran) sowie erneuerbare Energien (Sonnenenergie, Windkraft, Wasserkraft, Erdwärme und Gezeitenenergie).
Primärenergieverbrauch	Der Primärenergieverbrauch (PEV) ist das saldierte Ergebnis aus inländischer Produktion, dem Außenhandelssaldo bei Energieträgern unter Abzug der Hochseebunkerungen sowie unter Berücksichtigung der Lagerbestandsveränderungen.
Prozesswärme	Wird für technische Prozesse wie Garen, Schmieden, Schmelzen oder Trocknen benötigt. Sie kann durch Verbrennung, elektrischen Strom oder, im günstigsten Fall, durch Abwärme bereitgestellt werden.
Regelenergie	Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung lassen in einem Elektrizitätsnetz Leistungsungleichgewichte entstehen. Die Regelenergie wird dazu benötigt, diese Ungleichgewichte auszugleichen und dadurch Netzfrequenz und -spannung wieder auf ihren Sollwert zu bringen. Bei einer Übereinspeisung muss dem Netz durch den Einsatz negativer Regelenergie Strom entzogen werden; bei einer zu geringen Einspeisung muss das Netz durch das Zuführen von positiver Regelenergie gestützt werden.
Sekundärenergieträger	Im Unterschied zu den Primärenergieträgern sind Sekundärenergieträger solche, die aus der Umwandlung von Primarenergieträgern entstehen. Dies sind alle Stein- und Braunkohlenprodukte sowie Mineralölprodukte, Gichtgas, Konvertergas, Kokereigas, Strom und Fernwärme. Sekundärenergieträger können aber auch aus der Umwandlung anderer Sekundärenergieträger entstehen.
Spitzenlast	Die Spitzenlast ist die maximale Leistung, die während einer Zeitspanne von einer Verbrauchseinrichtung bezogen wird oder über ein Versorgungsnetz aufzubringen ist.
Wärmebereitstellung durch erneuerbare Energien	Der im Bericht aufgeführte Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung entspricht dem Verhältnis aus der Wärmebereitstellung von Endenergie aus erneuerbaren Energien (entsprechend den Angaben der AGEE-Stat, ohne Wärme aus Strom; bei Wärmepumpen abzüglich des Stromeinsatzes) und dem Endenergieverbrauch für Wärme entsprechend den Anwendungsbilanzen der AGEB (dieser enthält, anders als der Zähler, auch die Wärmebereitstellung aus Strom). Zur Berechnung des im EEWärmeG definierten Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte wird im Nenner der Endenergieverbrauch für alle Kälteanwendungen einbezogen.
Wirkungsgradprinzip	Statistisches Bewertungsverfahren bei der Erstellung einer Energiebilanz. Dabei werden die Energieträger, für die es keinen einheitlichen Umrechnungsfaktor wie den Heizwert gibt, auf Basis von definierten Wirkungsgraden bewertet. Für die Kernenergie wird ein Wirkungsgrad von 33 Prozent unterstellt, für die Stromerzeugung aus Wind, Sonne und Wasserkraft ein Wirkungsgrad von 100 Prozent. Die Wirkungsgradmethode findet in Deutschland in Angleichung an die internationale Konvention seit dem Berichtsjahr 1995 Anwendung.

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

WIRTSCHAFT.
WACHSTUM.
WOHLSTAND.

ENERGIEWENDE!

ENERGIEPOLITISCHE INFORMATIONEN

Informationen aus erster Hand.

Energiewende lesen, Energiewende verstehen.

Bleiben Sie beim Thema Energiewende auf dem Laufenden – mit dem kostenlosen Newsletter des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Erfahren Sie alles über die wichtigsten energiepolitischen Themen: Was ist zu tun, damit der Strompreis bezahlbar bleibt? Wie können Unternehmen mit weniger Energie mehr produzieren? Und warum ist der Netzausbau unabdingbar, damit Strom jederzeit zuverlässig aus der Steckdose kommt?

Um den Newsletter zu abonnieren, haben Sie mehrere Möglichkeiten:

- Wählen Sie den Newsletter im Abo-Service auf www.bmwi.de aus,
- schreiben Sie eine E-Mail an energiewende@bmwi.bund.de,
- laden Sie den Newsletter in der Mediathek auf www.bmwi.de als Datei herunter
- oder lesen Sie ihn online auf www.bmwi-energiewende.de.

Außerdem gibt es „Energiewende!" auch als App für Ihr iPad oder Android-Tablet,
zu finden in den App Stores bei iTunes und Google Play unter dem Stichwort „Energiewende".

Zufrieden? Ihre Meinung ist uns wichtig!

Fragebogen bitte senden an:

Bundesministerium für
Wirtschaft und Technologie
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin

oder senden per FAX an:

0 30 18/6 15-52 08

1. Wie gefällt Ihnen die Broschüre „Energie in Deutschland“ insgesamt?

☐ Sehr gut ☐ Gut ☐ Weniger gut ☐ Gar nicht

2. Hat Ihnen die Broschüre weitergeholfen?

☐ Sehr gut ☐ Gut ☐ Weniger gut ☐ Gar nicht

3. Wie beurteilen Sie folgende Teilaspekte?

Informationsgehalt:

☐ Sehr gut ☐ Gut ☐ Weniger gut ☐ Gar nicht

Das würde ich mir anders wünschen: _____

_____

_____

Themenauswahl:

☐ Sehr gut ☐ Gut ☐ Weniger gut ☐ Gar nicht

Ich hätte gerne mehr zu folgenden Themen gelesen: _____

_____

_____

Praxisnähe:

☐ Sehr gut ☐ Gut ☐ Weniger gut ☐ Gar nicht

Das würde ich mir anders wünschen: _____

_____

_____

Grafiken:

☐ Sehr gut ☐ Gut ☐ Weniger gut ☐ Gar nicht

Das würde ich mir anders wünschen: _____

_____

_____

Vielen Dank fürs Mitmachen!

Bitte abtrennen und per Post oder Fax absenden!

www.bmwi.de