ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of

ZBW Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Fahl, Ulrich et al.

Research Report

Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030: Energieprognose 2009. Hauptbericht. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin

RWI Projektberichte

Provided in Cooperation with:
RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Essen

Suggested Citation: Fahl, Ulrich et al. (2010) : Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030: Energieprognose 2009. Hauptbericht. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin, RWI Projektberichte, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Essen

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/72594

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030

Energieprognose 2009

Hauptbericht

IER
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

RWI
Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung

ZEW
Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung

März 2010

Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin

Bearbeiter:

Ulrich Fahl, Markus Blesl, Alfred Voß, Patrick Achten, David Bruchof, Birgit Götz, Matthias Hundt, Stephan Kempe, Tom Kober, Ralf Kuder, Robert Küster, Jochen Lambauer, Michael Ohl, Uwe Remme, Ninghong Sun, Veronika Wille, Steffen Wissel, Ingo Ellersdorfer, Fabian Kesicki

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart

Manuel Frondel, Peter Grösche, Matthias Peistrup, Nolan Ritter, Colin Vance, Tobias Zimmermann

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Essen

Andreas Löschel, Georg Bühler, Tim Hoffmann, Tim Mennel, Nikolas Wölfing

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim

Wissenschaftlicher Begleitkreis:

Georg Erdmann, Jürgen-Friedrich Hake, Bernd Meyer, Wolfgang Pfaffenberger

ENERGIEPROGNOSE 2009

Teil A

Summary

(Seite S1-S6)

Teil B

Kurzfassung

(Seite K1-K28)

Teil C

Langfassung

(Seite 1-354)

Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030

Energieprognose 2009

Teil A

Summary

Summary: Das Wichtigste in Kürze

Zielsetzung

Vor dem Hintergrund eines derzeit schwindenden Beitrags heimischer Energieträger und zunehmender Klimaschutzanstrengungen schätzt die **Energieprognose 2009** die **Entwicklung von Angebot und Nachfrage nach Energie in Deutschland bis zum Jahr 2030** und unternimmt einen Ausblick auf 2050.

Die im Rahmen der Energieprognose 2009 getroffenen quantitativen Aussagen sind dabei als eine wahrscheinliche Entwicklung von Energieverbrauch und –versorgung in Deutschland zu verstehen, wenn die unterstellen energie- und klimapolitischen Rahmensetzungen und Maßnahmen ihre Wirkung entfalten und die Annahmen hinsichtlich der Entwicklung unsicherer Einflussfaktoren wie des Ölpreises eintreffen würden.

Vorgehensweise

Es wird ein integrierter, modellgestützter Analyseansatz verfolgt, **der die deutschen Energiemärkte als Teil des europäischen Energiesystems** abbildet. Damit soll der Einbettung der deutschen Energieversorgung in den Europäischen Binnenmarkt ebenso Rechnung getragen werden wie der sachgerechten Erfassung der Wirkungen transnationaler, EU-weiter Regulierungsansätze, wie dem Europäischen Emissionshandelssystem.

Im Rahmen dieses integrativen Analyseansatzes werden zwei alternative Zukunftspfade der Energieversorgung in Deutschland analysiert, die sich lediglich in einem Punkt unterscheiden: Die **Referenzprognose** geht vom gesetzlich geregelten Kernenergieausstieg aus, wohingegen in **zwei Varianten** eine **Verlängerung der Laufzeit der bestehenden deutschen Kernkraftwerke auf 40 bzw. 60 Jahre** angenommen wird.

Sensitivitätsanalysen dienen der Ermittlung von Auswirkungen der Variation zentraler Einflussgrößen, wie der demographischen oder wirtschaftlichen Entwicklung. Die für die Analysen wesentlichen Parameter werden auf Basis wissenschaftlich anerkannter empirischer Untersuchungsmethoden bestimmt.

Die Energieprognose 2009 wurde begleitet von einem **Kreis von Wissenschaftlern** mit langjähriger Erfahrung im Bereich der Modellierung und Szenarioanalyse. Aufgabe dieses Begleitkreises war die unvoreingenommene methodische und inhaltliche Beratung. Im Vordergrund stand die Plausibilitätsprüfung der Prognose.

Politische Rahmenbedingungen

Den **energie- und klimapolitischen Vorgaben der EU für Deutschland** wird in der Energieprognose 2009 Rechnung getragen: Im Rahmen des **EU-weiten Emissionshandels** (ETS) müssen die beteiligten Sektoren (vor allem Stromerzeugung und energieintensive Industrien) ihre CO_2-Emissionen um 21 % bis 2020 gegenüber 2005 reduzieren.

Überdies sollen bis 2020 18 % des Bruttoendenergieverbrauchs in Deutschland mit Hilfe **Erneuerbarer-Energietechnologien** gedeckt werden. Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und das Erneuerbare Energien Wärmegesetz (EEWärmeG) sind die Instrumente zur Verfolgung dieser Zielsetzungen. Mit Blick auf die **Energieeffizienzziele** wird davon ausgegangen, dass entsprechende Regelungen, wie die Energieeinsparverordnung (EnEV), weiterentwickelt werden.

Im Hinblick auf die nationalen Bestrebungen, die **Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung** (KWK) zu fördern, wird eine zeitlich befristete Fortschreibung des KWK-Gesetzes angenommen. Für den Strommarkt wird von einer verstärkten europäischen Integration ausgegangen. Im Gasbinnenmarkt wird eine Wettbewerbsbelebung erwartet.

Energiepreise

Unter Berücksichtigung der begrenzten Verfügbarkeit von Erdöl, der Potenziale zur Angebotsausweitung sowie von Substitutionsmöglichkeiten wird für die Referenzprognose angenommen, dass der Preis der Ölsorten des OPEC-Korbs bis 2030 auf 127 $ je Barrel (bbl) ansteigt. In Preisen von 2007 entspricht dies einem **realen Ölpreis von 75 $/bbl**.

Die in der Vergangenheit zu beobachtende **Korrelation zwischen den Rohölpreisen und den Verbraucherpreisen** für Erdgas, Heizöl, Benzin, etc. wird auch künftig relevant sein.

Neben den Brennstoffpreisen werden die **Strompreise** zudem durch politische Einflussfaktoren bestimmt: Während die EEG-Vergütungszahlungen weiter ansteigen, bleiben die Konzessionsabgabe, die KWK-Vergütung und die Stromsteuer nominal konstant.

Sowohl die Strompreise für Industriekunden als auch für Haushaltskunden nehmen bis 2030 leicht zu.

Bevölkerung

Die Entwicklung der Wohnbevölkerung und die Anzahl an privaten Haushalten sind sehr bedeutende Einflussfaktoren für den Energieverbrauch eines Landes. Die Referenzprognose geht von einem **Schrumpfen der Bevölkerung** um 2,5 Mio. auf 79,7 Mio. im Jahr 2030 aus.

Hingegen nimmt die Anzahl der Haushalte weiter zu, um 2,3 Mio. auf 42,0 Mio. im Jahr 2030. Damit verbunden ist ein Anstieg des Mobilitätsbedarfs und des daraus resultierenden Energieverbrauchs. Bei **weiter sinkender Haushaltsgröße** ist zudem ein Anstieg des Wohnraums pro Kopf und des Raumwärmebedarfs zu erwarten.

Wirtschaftliche Entwicklung

Die **schwere weltweite Rezession**, die von einem Einbruch des Welthandels begleitet wird, trifft die exportorientierte deutsche Volkswirtschaft besonders. Daher wird für die Referenzprognose für 2009 von einem Schrumpfen der deutschen Volkswirtschaft um 5,5 % gegenüber 2008 ausgegangen. Für 2010 wird mit einer leichten Erholung um 0,6 % gerechnet.

Übereinstimmend mit den Einschätzungen des Weltwährungsfonds wird für die Referenzprognose davon ausgegangen, dass die Weltwirtschaft mittelfristig **auf den ursprünglichen Wachstumspfad zurückkehrt** und die bisherige **Integration der Weltmärkte** sich fortsetzt.

Vorwiegend aufgrund der Alterung der Gesellschaft und der schrumpfenden Bevölkerung, womit eine Verringerung des Reservoirs an Erwerbspersonen einhergeht, ist für **Deutschland** ein leichter **Rückgang des Wachstumspotenzials** zu erwarten. Es wird angenommen, dass die durchschnittliche Wachstumsrate des Bruttoinlandsprodukts im Zeitraum von 2012 bis 2030 1,2 % pro Jahr beträgt. Zum Vergleich: Seit der Wiedervereinigung lag das mittlere jährliche Wirtschaftswachstum bei recht genau 1,5 %.

Referenzprognose

Der **Primärenergieverbrauch** sinkt bis 2030 um 21 % gegenüber 2007. Damit einher geht eine Steigerung der **Energieproduktivität** um jährlich 2,0 %. Dabei bleibt Mineralöl trotz eines Verbrauchsrückgangs der wichtigste Primärenergieträger. Der Anteil der Kohlen am Primärenergieverbrauch geht zurück, während der von Erdgas aufgrund der steigenden Bedeutung in der Stromerzeugung moderat zunimmt. Insgesamt erhöht sich die **Importabhängigkeit** (als Anteil der Nettoimporte am Primärenergieverbrauch fossiler Energieträger) von circa 73 % in 2007 auf beinahe 87 % in 2030.

Die nach Überwinden der Wirtschaftskrise wieder **ansteigende inländische Stromnachfrage** wird bei leicht sinkender einheimischer Stromerzeugung ab 2012 durch **zunehmende Stromimporte** gedeckt. Etwa die Hälfte der in 2030 installierten fossil befeuerten Kraftwerksleistung wird nach 2012 errichtet.

Das für 2020 avisierte Ziel eines Anteils der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung von 30 % wird nur knapp verfehlt. Die von der EU für 2020 gesetzte Zielvorgabe eines Erneuerbaren-Energien-Anteils von 18 % am Bruttoendenergieverbrauch in Deutschland wird um etwa 2 Prozentpunkte unterschritten, obwohl Erneuerbare Energien bis dahin im Wärmemarkt bereits 15 % des Endenergieverbrauchs decken, anstatt der geforderten 14 %.

Das im Rahmen des **Kyoto-Protokolls für Deutschland festgelegte Ziel** einer Verringerung des Treibhausgas-Ausstoßes bis 2012 um 21 % gegenüber 1990 **wird deutlich übertroffen.** Bis 2030 sinken die Treibhausgasemissionen in Deutschland bezogen auf 1990 um 44 %.

Aufgrund der steigenden Bedeutung von Technologien zur Abscheidung von CO_2 sowie des zunehmenden Beitrags der Erneuerbaren Energien liefert der Energieumwandlungsbereich den größten Beitrag zur Emissionsreduktion.

Laufzeitverlängerung

Der verlängerte Betrieb der deutschen Kernkraftwerke führt zu niedrigeren Treibhausgasemissionen aus der Stromproduktion in Deutschland und niedrigeren CO_2-Preisen im Europäischen Emissionshandelssystem als in der Referenzprognose. Die Erreichung der Ziele für Erneuerbare Energien bleibt davon weitgehend unberührt. Der Zuwachs bei der KWK-Stromerzeugung wird hingegen gedämpft.

Die trotz Nachrüstungsaufwands geringen variablen Erzeugungskosten für Kernenergiestrom, und vor allem die eingesparten Kosten für CO_2-Zertifikate, ermöglichen günstigere Strompreise, die gegenüber der Referenzprognose bis zu 9 €$_{2007}$/MWh niedriger ausfallen.

Die kostengünstigere Stromversorgung führt zu positiven Rückkopplungseffekten auf die industrielle Produktion, die Beschäftigung sowie die gesamtwirtschaftliche Entwicklung: Das Bruttoinlandsprodukt liegt 2020 bis zu 0,6 % über dem der Referenzprognose, 2030 bis zu 0,9 %. Dies bedeutet eine kumulierte Steigerung des Bruttoinlandsproduktes gegenüber der Referenzprognose um 122 bis 295 Mrd. € (in Preisen von 2000) zwischen 2010 und 2030 (je nach Länge der Laufzeitverlängerung auf 40 oder 60 Jahre).

S4 Summary: Das Wichtigste in Kürze

Referenzprognose (Ra)	Einheit	Absolutwerte				% p.a.			
		2007	2012	2020	2030	2007-2012	2012-2020	2020-2030	2007-2030
Ölpreis real	$_{2007}$/bbl	69	59	69	75	-3.1	2.0	0.8	0.4
Deutschland									
Bevölkerung	Mio.	82.3	82.0	81.4	79.7	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1
Private Haushalte	Mio.	39.7	40.6	41.5	42.0	0.4	0.3	0.1	0.2
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	Mrd. €$_{2000}$	2242	2254	2526	2784	0.1	1.4	1.0	0.9
PKW-Bestand	Mio.	46.6	46.8	47.9	46.9	0.1	0.3	-0.2	0.0
Personenverkehrsleistung (ohne Luftverkehr)	Mrd. pkm	1047	1061	1078	1068	0.3	0.2	-0.1	0.1
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	568	615	737	880	1.6	2.3	1.8	1.9
Preise Haushalte (inkl. MwSt.), € 2007									
Heizöl leicht	€$_{2007}$/l	0.58	0.60	0.61	0.65	0.7	0.2	0.6	0.5
Erdgas	ct$_{2007}$ / kWh (Ho)	7.75	7.57	7.63	7.85	-0.5	0.1	0.3	0.1
Strom	ct$_{2007}$ / kWh	20.6	22.6	23.4	22.6	1.9	0.4	-0.3	0.4
Benzin bleifrei	€$_{2007}$/l	1.33	1.29	1.35	1.38	-0.6	0.6	0.2	0.2
Preise Grosshandel (o. MwSt.), € 2007									
Heizöl leicht (Industrie)	€$_{2007}$/t	560	465	530	554	-3.6	1.6	0.4	0.0
Erdgas (Industrie)	€$_{2007}$ / MWh	32	31	33	34	-0.6	0.8	0.3	0.3
Strom (Mischpreis)	€$_{2007}$ / MWh	103.0	111.2	119.0	117.9	1.5	0.9	-0.1	0.6
Primärenergieverbrauch	PJ	13993	13403	11979	11021	-0.9	-1.4	-0.8	-1.0
Mineralöl	%	33.6	35.0	35.4	35.4	-3.1	-1.2	-0.8	-1.5
Gase	%	22.3	20.5	22.9	24.4	-1.7	0.0	-0.2	-0.5
Steinkohle	%	14.2	13.0	13.0	10.6	-3.0	-1.4	-2.9	-2.4
Braunkohle	%	11.5	10.6	10.6	10.7	-1.7	-1.4	-0.7	-1.2
Kernenergie	%	11.0	10.8	2.1	0.0	-4.8	-19.7	-100.0	-100.0
Regenerative	%	7.0	9.0	13.7	16.5	20.5	3.9	1.1	6.0
Endenergieverbrauch	PJ	8585	8664	8312	7803	0.2	-0.5	-0.6	-0.4
Private Haushalte	%	25.7	27.7	26.8	25.4	-1.5	-0.9	-1.1	-1.1
GHD	%	15.6	16.4	15.7	15.9	-0.8	-1.1	-0.5	-0.8
Industrie	%	28.5	26.2	26.7	27.3	-1.3	-0.3	-0.4	-0.5
Verkehr	%	30.3	29.7	30.9	31.3	-1.3	0.0	-0.5	-0.5
Mineralölprodukte	%	37.8	38.3	34.8	32.6	-4.0	-1.7	-1.3	-2.0
Gas + LPG	%	25.3	23.8	23.8	23.2	-3.0	-0.6	-0.9	-1.2
Kohlen	%	5.6	4.6	3.9	3.7	-5.0	-2.5	-1.2	-2.5
Strom	%	22.2	23.0	24.3	26.6	2.3	0.1	0.3	0.7
Fernwärme	%	3.1	3.4	3.8	4.2	2.2	0.9	0.2	0.9
Erneuerbare	%	5.7	6.6	8.9	9.3	23.1	3.4	-0.3	5.7
Nettostromerzeugung	TWh	597	603	573	596	0.2	-0.6	0.4	0.0
Wasserkraft	%	4.2	4.9	5.5	5.2	1.5	0.6	0.0	0.5
Kernenergie	%	22.3	20.9	3.8	0.0	-4.7	-19.7	-100.0	-100.0
Steinkohle	%	21.6	20.2	20.6	14.2	-1.9	-0.4	-3.2	-2.0
Braunkohle	%	24.0	23.4	22.7	22.4	0.7	-1.0	0.2	-0.1
Erdgas	%	12.3	11.9	19.2	20.7	8.9	5.4	1.1	4.3
Wind	%	6.6	9.1	17.2	25.6	48.6	7.6	4.5	13.9
Sonstige	%	9.0	9.5	11.1	11.9	16.3	1.3	1.1	4.3
Bruttostromerzeugung	TWh	638	638	602	621	0.0	-0.7	0.3	-0.1
Wasserkraft	%	4.4	4.7	5.2	5.0	1.5	0.6	0.0	0.5
Kernenergie	%	22.0	20.9	3.8	0.0	-4.7	-19.7	-100.0	-100.0
Steinkohle	%	22.3	21.0	21.5	15.0	-1.9	-0.4	-3.2	-2.0
Braunkohle	%	23.7	23.8	23.2	23.0	0.7	-1.0	0.2	-0.1
Erdgas	%	11.9	11.6	18.8	20.4	8.9	5.4	1.1	4.3
Wind	%	6.2	8.6	16.4	24.6	48.6	7.6	4.5	13.9
Sonstige	%	9.5	9.5	11.1	11.9	16.3	1.3	1.1	4.3
Effizienzindikatioren									
Primärenergieverbrauch pro Person	GJ / Pers.	170	163	147	138	-0.8	-1.3	-0.6	-0.9
Energieproduktivität (BIP/PEV)	Mrd. €$_{2000}$/PJ	0.16	0.17	0.21	0.25	1.0	2.9	1.8	2.0
BIP / EEV Ind.	Mrd. €$_{2000}$/PJ	0.92	0.99	1.14	1.31	1.6	1.7	1.4	1.5
Pers.-km / EEV Pers.-verk. (ohne Luftverkehr)	Mrd. pkm/PJ	0.70	0.73	0.82	1.00	0.7	1.5	1.9	1.5
Tonnen-km / EEV Güterverk.	Mrd. tkm/PJ	0.77	0.86	0.93	1.02	2.2	1.0	0.9	1.2
CO_2-Indikatoren						1990-2007	1990-2012	2012-2030	1990-2030
		1990	2007	2012	2030				
CO_2-Emissionen (ohne int. Luftverkehr)	Mio. t	1032	839	792	584	-1.2	-1.2	-1.7	-1.4
CO_2 / BIP	g / €$_{2000}$	600	374	352	210	-2.7	-2.4	-2.8	-2.6
CO_2 / Einwohner	t / Kopf	13.0	10.2	9.7	7.3	-1.4	-1.3	-1.5	-1.4

Summary: Das Wichtigste in Kürze S5

Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb)	Einheit	Absolutwerte				% p.a.			
		2007	2012	2020	2030	2007-2012	2012-2020	2020-2030	2007-2030
Ölpreis real	$_{2007}$/bbl	69	59	69	75	-3.1	2.0	0.8	0.4
Deutschland									
Bevölkerung	Mio.	82.3	82.0	81.4	79.7	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1
Private Haushalte	Mio.	39.7	40.6	41.5	42.0	0.4	0.3	0.1	0.2
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	Mrd. €$_{2000}$	2242	2257	2537	2789	0.1	1.5	1.0	1.0
PKW-Bestand	Mio.	46.6	46.8	47.9	46.9	0.1	0.3	-0.2	0.0
Personenverkehrsleistung (ohne Luftverkehr)	Mrd. pkm	1047	1061	1078	1068	0.3	0.2	-0.1	0.1
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	568	615	741	881	1.6	2.4	1.7	1.9
Preise Haushalte (inkl. MwSt.), € 2007									
Heizöl leicht	€$_{2007}$/l	0.58	0.6	0.61	0.65	0.7	0.2	0.6	0.5
Erdgas	ct$_{2007}$ / kWh (Ho)	7.75	7.57	7.63	7.85	-0.5	0.1	0.3	0.1
Strom	ct$_{2007}$ / MWh	20.6	22.1	21.8	22.6	1.3	-0.1	0.4	0.4
Benzin bleifrei	€$_{2007}$/l	1.33	1.29	1.35	1.38	-0.6	0.6	0.2	0.2
Preise Grosshandel (o. MwSt.), € 2007									
Heizöl leicht (Industrie)	€$_{2007}$/t	560	465	530	554	-3.6	1.6	0.4	0.0
Erdgas (Industrie)	€$_{2007}$ / MWh	32	31	33	34	-0.6	0.8	0.3	0.3
Strom (Mischpreis)	€$_{2007}$ / MWh	103.0	106.7	110.0	117.9	0.7	0.4	0.7	0.6
Primärenergieverbrauch	PJ	13993	13601	12502	10924	-0.6	-1.0	-1.3	-1.1
Mineralöl	%	33.6	34.4	33.9	35.7	-3.2	-1.2	-0.9	-1.5
Gase	%	22.3	19.8	19.5	26.2	-2.1	-1.2	1.6	-0.2
Steinkohle	%	14.2	12.3	11.7	8.6	-3.7	-1.7	-4.3	-3.3
Braunkohle	%	11.5	10.4	10.1	10.5	-1.9	-1.4	-1.0	-1.3
Kernenergie	%	11.0	13.5	10.1	0.0	-0.1	-4.5	-100.0	-100.0
Regenerative	%	7.0	8.7	13.1	16.7	20.0	4.2	1.1	6.0
Endenergieverbrauch	PJ	8585	8671	8323	7801	0.2	-0.5	-0.6	-0.4
Private Haushalte	%	25.7	27.7	26.8	25.4	-1.5	-0.9	-1.2	-1.1
GHD	%	15.6	16.4	15.7	15.8	-0.8	-1.0	-0.6	-0.8
Industrie	%	28.5	26.3	26.7	27.4	-1.2	-0.3	-0.4	-0.5
Verkehr	%	30.3	29.7	30.9	31.4	-1.3	0.0	-0.5	-0.5
Mineralölprodukte	%	37.8	38.3	34.8	32.5	-4.0	-1.7	-1.3	-2.0
Gas + LPG	%	25.3	24.0	23.7	23.4	-2.9	-0.6	-0.8	-1.2
Kohlen	%	5.6	4.5	4.1	3.7	-5.2	-1.6	-1.7	-2.5
Strom	%	22.2	23.2	24.3	26.6	2.5	0.0	0.3	0.7
Fernwärme	%	3.1	3.4	3.7	4.1	2.0	0.7	0.2	0.8
Erneuerbare	%	5.7	6.3	8.9	9.2	22.2	3.8	-0.3	5.7
Nettostromerzeugung	TWh	597	616	598	594	0.6	-0.4	-0.1	0.0
Wasserkraft	%	4.2	4.8	5.2	5.3	1.5	0.6	0.0	0.5
Kernenergie	%	22.3	26.1	18.5	0.0	0.0	-4.5	-100.0	-100.0
Steinkohle	%	21.6	18.5	17.4	10.1	-3.2	-1.1	-5.3	-3.4
Braunkohle	%	24.0	22.7	21.5	21.6	0.5	-1.0	0.0	-0.3
Erdgas	%	12.3	10.1	10.2	25.4	5.7	-0.3	9.5	5.2
Wind	%	6.6	8.9	16.6	25.7	48.6	7.6	4.4	13.9
Sonstige	%	9.0	8.9	10.6	11.9	15.4	1.8	1.1	4.3
Bruttostromerzeugung	TWh	638	651	629	618	0.4	-0.4	-0.2	-0.1
Wasserkraft	%	4.4	4.6	5.0	5.1	1.5	0.6	0.0	0.5
Kernenergie	%	22.0	26.0	18.5	0.0	0.0	-4.5	-100.0	-100.0
Steinkohle	%	22.3	19.2	18.2	10.7	-3.2	-1.1	-5.3	-3.4
Braunkohle	%	23.7	23.0	22.0	22.3	0.5	-1.0	0.0	-0.3
Erdgas	%	11.9	9.8	10.0	25.2	5.7	-0.3	9.5	5.2
Wind	%	6.2	8.5	15.8	24.7	48.6	7.6	4.4	13.9
Sonstige	%	9.5	8.9	10.6	12.0	15.4	1.8	1.1	4.3
Effizienzindikatioren									
Primärenergieverbrauch pro Person	GJ / Pers.	170	166	154	137	-0.5	-0.9	-1.1	-0.9
Energieproduktivität (BIP/PEV)	Mrd. €$_{2000}$/PJ	0.16	0.17	0.20	0.26	0.7	2.5	2.3	2.0
BIP / EEV Ind.	Mrd. €$_{2000}$/PJ	0.92	0.99	1.14	1.31	1.6	1.8	1.4	1.5
Pers.-km / EEV Pers.-verk. (ohne Luftverkehr)	Mrd. pkm/PJ	0.70	0.73	0.82	1.00	0.7	1.5	1.9	1.5
Tonnen-km / EEV Güterverk.	Mrd. tkm/PJ	0.77	0.86	0.93	1.01	2.2	1.0	0.9	1.2
CO_2-Indikatoren		1990	2007	2012	2030	1990-2007	1990-2012	2012-2030	1990-2030
CO_2-Emissionen (ohne int. Luftverkehr)	Mio. t	1032	839	781	581	-1.2	-1.3	-1.6	-1.4
CO_2 / BIP	g / €$_{2000}$	600	374	346	208	-2.7	-2.5	-2.8	-2.6
CO_2 / Einwohner	t / Kopf	13.0	10.2	9.5	7.3	-1.4	-1.4	-1.5	-1.4

S6 Summary: Das Wichtigste in Kürze

Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc)	Einheit	Absolutwerte				% p.a.			
		2007	2012	2020	2030	2007-2012	2012-2020	2020-2030	2007-2030
Ölpreis real	$_{2007}$/bbl	69	59	69	75	-3.1	2.0	0.8	0.4
Deutschland									
Bevölkerung	Mio.	82.3	82.0	81.4	79.7	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1
Private Haushalte	Mio.	39.7	40.6	41.5	42.0	0.4	0.3	0.1	0.2
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	Mrd. €$_{2000}$	2242	2257	2542	2810	0.1	1.5	1.0	1.0
PKW-Bestand	Mio.	46.6	46.8	47.9	46.9	0.1	0.3	-0.2	0.0
Personenverkehrsleistung (ohne Luftverkehr)	Mrd. pkm	1047	1061	1078	1068	0.3	0.2	-0.1	0.1
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	568	616	742	888	1.6	2.4	1.8	2.0
Preise Haushalte (inkl. MwSt.), € 2007									
Heizöl leicht	€$_{2007}$/l	0.58	0.6	0.61	0.65	0.7	0.2	0.6	0.5
Erdgas	ct$_{2007}$ / kWh (Ho)	7.75	7.57	7.63	7.85	-0.5	0.1	0.3	0.1
Strom	ct$_{2007}$ / MWh	20.6	22.1	21.2	20.9	1.3	-0.5	-0.1	0.0
Benzin bleifrei	€$_{2007}$/l	1.33	1.29	1.35	1.38	-0.6	0.6	0.2	0.2
Preise Grosshandel (o. MwSt.), € 2007									
Heizöl leicht (Industrie)	€$_{2007}$/t	560	465	530	554	-3.6	1.6	0.4	0.0
Erdgas (Industrie)	€$_{2007}$ / MWh	32	31	33	34	-0.6	0.8	0.3	0.3
Strom (Mischpreis)	€$_{2007}$ / MWh	103.0	106.7	105.4	105.4	0.7	-0.1	0.0	0.1
Primärenergieverbrauch	PJ	13993	13605	12860	11919	-0.6	-0.7	-0.8	-0.7
Mineralöl	%	33.6	34.4	33.0	32.7	-3.2	-1.2	-0.9	-1.5
Gase	%	22.3	19.7	18.5	20.5	-2.2	-1.5	0.3	-0.9
Steinkohle	%	14.2	12.4	10.7	6.2	-3.6	-2.5	-6.0	-4.3
Braunkohle	%	11.5	10.4	9.8	9.2	-1.9	-1.4	-1.4	-1.5
Kernenergie	%	11.0	13.5	14.3	15.4	-0.1	0.0	0.0	0.0
Regenerative	%	7.0	8.7	12.8	15.3	20.1	4.2	1.0	6.1
Endenergieverbrauch	PJ	8585	8668	8344	7824	0.2	-0.5	-0.6	-0.4
Private Haushalte	%	25.7	27.7	26.8	25.5	-1.5	-0.9	-1.1	-1.1
GHD	%	15.6	16.4	15.6	15.6	-0.8	-1.1	-0.6	-0.8
Industrie	%	28.5	26.2	26.8	27.5	-1.2	-0.2	-0.4	-0.5
Verkehr	%	30.3	29.7	30.8	31.4	-1.3	0.0	-0.5	-0.5
Mineralölprodukte	%	37.8	38.3	34.7	32.4	-4.0	-1.7	-1.3	-2.0
Gas + LPG	%	25.3	23.9	23.5	23.1	-3.0	-0.7	-0.8	-1.3
Kohlen	%	5.6	4.6	4.4	3.9	-5.0	-1.0	-1.8	-2.2
Strom	%	22.2	23.3	24.5	27.2	2.5	0.1	0.4	0.8
Fernwärme	%	3.1	3.4	3.7	3.7	2.0	0.6	-0.4	0.4
Erneuerbare	%	5.7	6.3	8.8	9.1	22.1	3.7	-0.3	5.7
Nettostromerzeugung	TWh	597	616	627	663	0.6	0.2	0.6	0.5
Wasserkraft	%	4.2	4.8	5.0	4.7	1.5	0.6	0.0	0.5
Kernenergie	%	22.3	26.0	25.6	24.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Steinkohle	%	21.6	18.4	14.3	5.8	-3.2	-2.9	-8.1	-5.3
Braunkohle	%	24.0	22.7	20.5	18.5	0.5	-1.0	-0.4	-0.4
Erdgas	%	12.3	10.1	8.5	13.1	5.7	-1.9	5.0	2.7
Wind	%	6.6	8.9	16.1	23.0	48.6	7.9	4.2	13.9
Sonstige	%	9.0	9.0	10.1	10.7	15.6	1.7	1.1	4.3
Bruttostromerzeugung	TWh	638	651	659	691	0.4	0.1	0.5	0.3
Wasserkraft	%	4.4	4.6	4.7	4.5	1.5	0.6	0.0	0.5
Kernenergie	%	22.0	26.0	25.7	24.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Steinkohle	%	22.3	19.2	14.9	6.1	-3.2	-2.9	-8.1	-5.3
Braunkohle	%	23.7	23.0	20.9	19.1	0.5	-1.0	-0.4	-0.4
Erdgas	%	11.9	9.8	8.3	12.9	5.7	-1.9	5.0	2.7
Wind	%	6.2	8.5	15.3	22.1	48.6	7.9	4.2	13.9
Sonstige	%	9.5	9.0	10.1	10.7	15.6	1.7	1.1	4.3
Effizienzindikatioren									
Primärenergieverbrauch pro Person	GJ / Pers.	170	166	158	150	-0.5	-0.6	-0.5	-0.6
Energieproduktivität (BIP/PEV)	Mrd. €$_{2000}$/PJ	0.16	0.17	0.20	0.24	0.7	2.2	1.8	1.7
BIP / EEV Ind.	Mrd. €$_{2000}$/PJ	0.92	0.99	1.14	1.30	1.6	1.7	1.4	1.5
Pers.-km / EEV Pers.-verk. (ohne Luftverkehr)	Mrd. pkm/PJ	0.70	0.73	0.82	1.00	0.7	1.5	1.9	1.5
Tonnen-km / EEV Güterverk.	Mrd. tkm/PJ	0.77	0.86	0.93	1.02	2.2	1.0	0.9	1.2
CO_2-Indikatoren						1990-2007	1990-2012	2012-2030	1990-2030
		1990	2007	2012	2030				
CO_2-Emissionen (ohne int. Luftverkehr)	Mio. t	1032	839	781	537	-1.2	-1.3	-2.1	-1.6
CO_2 / BIP	g / €$_{2000}$	600	374	346	191	-2.7	-2.5	-3.3	-2.8
CO_2 / Einwohner	t / Kopf	13.0	10.2	9.5	6.7	-1.4	-1.4	-1.9	-1.6

Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030

Energieprognose 2009

Teil B

Kurzfassung

Inhaltsverzeichnis Kurzfassung

(1) Zusammenfassende Ergebnisdarstellung K1
Energie- und klimapolitische Ziele K1

(2) Einleitung und Rahmenannahmen K2
Zielsetzung und Vorgehensweise K2
Rahmenannahmen der Referenzprognose K3
Ausreichend Energiereserven und -ressourcen K4
Rohölpreise steigen nominal und real deutlich K5

(3) Referenzprognose K6
Primärenergieverbrauch rückläufig, Energieproduktivität steigt K6
Nutzung Erneuerbarer Energien K7
Treibhausgas-Emissionen sinken bis 2020 um 34 %, bis 2030 um 44 % K8
EU-Emissionszertifikatehandel und CO_2-Preise K9
Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch steigt bis 2020 auf 27 % .. K10
Deutschland wird mehr Strom importieren K11
Windkraft- und Erdgaskraftwerkskapazitäten nehmen stark zu K12
Zukünftig leichter Anstieg der Strompreise K13
Stromerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung nimmt zu, das nationale Verdopplungsziel wird dennoch nicht erreicht K14
Endenergieverbrauch sinkt bis 2030 um 15 % K15
Verdopplung des Beitrages der Erneuerbaren Energien zum Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 ..... K16
Endenergieverbrauch der Industrie K17
Endenergieverbrauch des GHD-Sektors geht deutlich zurück K18
Endenergieverbrauch der Haushalte sinkt trotz steigender Wohnfläche K19
Endenergieverbrauch des Verkehrssektors sinkt nach 2015 ..... K20

(4) Varianten mit Laufzeitverlängerung K21
Laufzeitverlängerung erleichtert den Klimaschutz K21
Primärenergieverbrauch bei Laufzeitverlängerung K22
Geringere THG-Emissionen und Zertifikatspreise bei Laufzeitverlängerung K23
Strombereitstellung bei Laufzeitverlängerung K24
Statistisches Energieversorgungsrisiko K25

(5) Ausblick 2050 ..... K26

(6) Sensitivitätsanalysen K27

Zusammenfassende Ergebnisdarstellung

Energie- und klimapolitische Ziele

	Status Quo (2008)	Ziel 2020	Erläuterung	Referenzprognose bei Kernenergieausstieg (Ra)		Varianten mit Laufzeitverlängerung	
				2020	2030	2020	2030
THG-Emissionen	-20% (1990-2007)	-21% (bis 2012) (-40%)	-40% nur, wenn EU-weit Reduktion um 30%	-34%	-44%	-35% bis -37%	-44% bis -49%
CO_2-Emissionen	-19% (1990-2007)			-33%	-43%	-34% bis -36%	-44% bis -48%
Energie aus erneuerbaren Quellen	9,3% (2007)	18%	Anteil am Bruttoendenergie-verbrauch	16%	20%	16%	20%
Strom aus Erneuerbaren Energien	14%	Mindestens 30%	Anteil am Bruttostromverbrauch	27%	36%	27%	35% bis 37%
Wärme aus Erneuerbaren Energien	ca. 6%	14%	Anteil am Endenergie-verbrauch für Wärme	15%	17%	15%	17%
Energieeffizienz	1,84%/a (1990-2008)	Verdopplung (=+100%) der Energieproduktivität (BIP/PEV)	Basisjahr: 1990	+83% (1990-2020)	+119% (1990-2030)	+71% bis +76% (1990-2020)	+104% bis +121% (1990-2030)
		-9% Endenergie (bis 2016, Einsparrichtwert)	Basis: EEV Durchschnitt 2001-2005	-14,2%	-19,7%	-13,9% bis -14.1%	-19,5% bis -19,8%
Biokraftstoff-anteil	7,3%	7%	Gemessen als Treibhausgaseinsparung (Änderung der Systematik)	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%
KWK-Strom	ca. 12% (2008)	Verdopplung auf etwa 25 %		19%	20%	15% bis 17%	16% bis 20%
Strom-erzeugung aus Kernenergie	149 TWh			22 TWh	0 TWh	111 bis 160 TWh	0 bis 160 TWh

In der **Referenzprognose,** wie auch in den **Varianten mit Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke,** wird **die Vorgabe der Energieeffizienzrichtlinie** der EU eingehalten, zwischen 2008 und 2016 den Endenergieverbrauch um 9 % zu senken. Dies gelingt, weil Deutschland bereits frühzeitig Maßnahmen zur effizienten Verwendung von Energie ergriffen hat.

Ebenso werden **die Ziele für den Ausbau Erneuerbarer Energien nahezu erreicht** oder gar leicht übertroffen.

Aufgrund der umfassenden politischen Förderung der Erneuerbaren Energien **hat die verlängerte Kernenergienutzung praktisch keinen Einfluss auf die Anteile der Erneuerbaren Energien** am Bruttoendenergieverbrauch, bei der Wärmeerzeugung und in der Stromerzeugung sowie bei den Biokraftstoffen.

Das im Rahmen des **Kyoto-Protokolls für Deutschland festgelegte Ziel**, den Treibhausgas-Ausstoß bis 2012 um 21 % gegenüber 1990 zu reduzieren, **wird deutlich übertroffen.**

Nicht erreicht wird das nationale Ziel, bis 2020 den **Anteil des KWK-Stroms** an der Stromerzeugung gegenüber 1990 auf 25 % **zu verdoppeln**, ebenso wenig wie das Ziel der **„Verdopplung der Energieproduktivität"** zwischen 1990 und 2020.

Allerdings setzt dieses sehr ambitionierte Ziel für die Zeit von 2005 bis 2020 eine jährliche Steigerung der Energieproduktivität von rund 3 % voraus, während zwischen 1990 und 2008 im Schnitt lediglich 1,84 % erreicht wurden.

Einleitung und Rahmenannahmen

Zielsetzung und Vorgehensweise

Vor dem Hintergrund eines derzeit schwindenden Beitrags heimischer Energieträger und zunehmender Klimaschutzanstrengungen schätzt die **Energieprognose 2009** die **Entwicklung von Angebot und Nachfrage nach Energie in Deutschland bis zum Jahr 2030** und unternimmt einen Ausblick auf 2050. Die im Rahmen der Energieprognose 2009 getroffenen quantitativen Aussagen sind dabei als eine wahrscheinliche Entwicklung von Energieverbrauch und –versorgung in Deutschland zu verstehen, wenn die unterstellen energie- und klimapolitischen Rahmensetzungen und Maßnahmen ihre Wirkung entfalten und die Annahmen hinsichtlich der Entwicklung unsicherer Einflussfaktoren, wie z. B. der Ölpreisentwicklung, eintreffen würden.

Es wird ein integrierter, modellgestützter Analyseansatz verfolgt, **der die deutschen Energiemärkte als Teil des europäischen Energiesystems** abbildet. Damit soll der Einbettung der deutschen Energieversorgung in den Europäischen Binnenmarkt ebenso Rechnung getragen werden wie der sachgerechten Erfassung der Wirkungen transnationaler, EU-weiter Regulierungsansätze, wie dem Europäischen Emissionshandelssystem.

Im Rahmen dieses integrativen Analyseansatzes werden zwei alternative Zukunftspfade der Energieversorgung in Deutschland analysiert, die sich lediglich in einem Punkt unterscheiden: Die **Referenzprognose** geht vom gesetzlich geregelten Kernenergieausstieg aus, wohingegen in **zwei Varianten** eine **Verlängerung der Laufzeit der bestehenden deutschen Kernkraftwerke auf 40 bzw. 60 Jahre** angenommen wird.

Zusätzliche **Sensitivitätsanalysen** dienen der Ermittlung von Auswirkungen der Variation zentraler Einflussgrößen, wie der demographischen oder wirtschaftlichen Entwicklung. Die für die Analysen wesentlichen Parameter werden auf Basis wissenschaftlich anerkannter empirischer Untersuchungsmethoden bestimmt.

Die Energieprognose 2009 wurde begleitet von einem **Kreis von Wissenschaftlern** mit langjähriger Erfahrung im Bereich der Modellierung und Szenarioanalyse. Aufgabe dieses wissenschaftlichen Begleitkreises war die unvoreingenommene methodische und inhaltliche Beratung. Im Vordergrund stand die Plausibilitätsprüfung der Prognose.

Rahmenannahmen der Referenzprognose

	Einheit	2007	2012	2020	2030
Bevölkerung	Mio.	82,3	82,0	81,4	79,7
Haushalte	Mio.	39,7	40,6	41,5	42,0
Wohnfläche	Mio. m^2	3 444	3 574	3 788	4 015
Reales Bruttoinlandsprodukt	Mrd. $€_{2000}$	2 242	2 254	2 526	2 784
Personenverkehrsleistung (ohne Luftverkehr)	Mrd. pkm	1 047	1 061	1 078	1 068
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	568	615	737	880

Quelle: Destatis, UBA, IER

Die demografische und die wirtschaftliche Entwicklung stellen wesentliche Determinanten für den Energieverbrauch dar.

Die Referenzprognose geht von einem **Schrumpfen der Bevölkerung** auf **79,7 Mio. Menschen im Jahr 2030 aus**. Dies sind 2,5 Mio. weniger als Ende 2007 in Deutschland lebten.

Trotz des Bevölkerungsrückgangs **nimmt die Zahl der Haushalte auch künftig weiterhin zu**. Die Haushaltsprognose ergibt einen Anstieg der Zahl der Haushalte auf 42,0 Mio. im Jahr 2030. Dies sind **2,3 Mio. Haushalte mehr als im Jahr 2007,** was insbesondere auf die steigende Zahl der Ein- und Zweipersonenhaushalte zurückzuführen ist.

Zum anderen steigt der Wohnraum pro Kopf mit sinkender Haushaltsgröße und somit der Bedarf an Raumwärme. Zwischen 2007 und 2030 **erhöht sich die Gesamtwohnfläche** annahmegemäß um circa 18 % auf rund 4 Mrd. m^2. Im Durchschnitt beträgt damit die Wohnfläche pro Kopf im Jahr 2030 etwa 50,4 m^2.

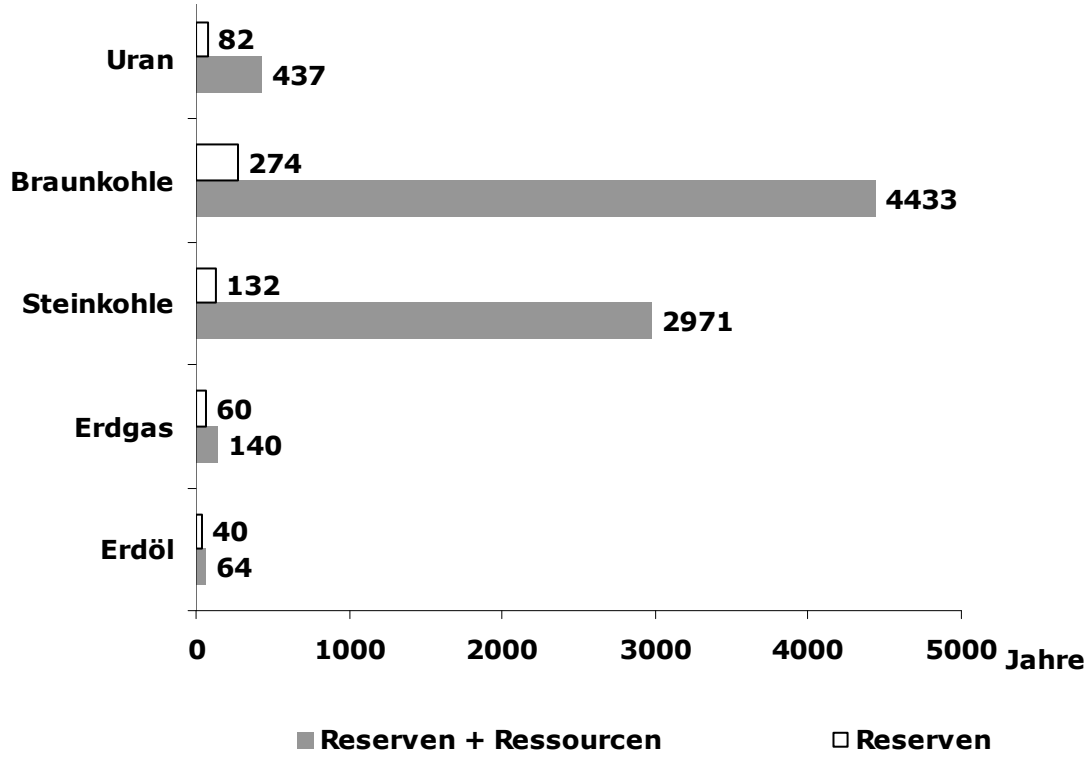
Für den Zeitraum von 2012 bis 2030 wird eine **durchschnittliche Wachstumsrate des Bruttoinlandsprodukts von 1,2 % pro Jahr** unterstellt. Mit dem Schrumpfen und der zunehmenden Alterung der Bevölkerung geht ein Rückgang des Erwerbspersonenpotenzials einher, was zu einem stetigen Sinken des wirtschaftlichen Wachstumspotenzials bis 2030 führt.

Wegen der **schweren weltweiten Rezession** wird in der Referenzprognose von einem Rückgang des Bruttoinlandsprodukts in Deutschland um 5,5 % im Jahr 2009 gegenüber dem Vorjahr ausgegangen. Für das Jahr 2010 wird mit einem leichten Anstieg um 0,6% gegenüber 2009 gerechnet. Der **ursprüngliche Wachstumspfad** der deutschen Volkswirtschaft wird **erst im Jahr 2014 wieder erreicht**.

Bei der **Personenverkehrsleistung** wird bis zum Jahr 2020 von einem leichten Anstieg ausgegangen, bevor diese, bedingt durch den Bevölkerungsrückgang, bis 2030 wieder etwa auf das Niveau von 2012 zurückgeht.

Die **Güterverkehrsleistung** ist stark abhängig von der Entwicklung der volkswirtschaftlichen Produktion. Mit der einsetzenden wirtschaftlichen Erholung steigt die Güterverkehrsleistung wieder deutlich an und liegt im Jahr 2030 mit circa 880 Mrd. Tonnenkilometer rund 55 % höher als im Jahr 2007.

Ausreichende Energiereserven und -ressourcen



Quelle: BGR

Rund vier Fünftel des weltweiten Energieverbrauchs werden derzeit durch die drei fossilen Brennstoffe Erdöl, Erdgas und Kohle gedeckt.

Von einer Erschöpfung dieser Energierohstoffe ist bis 2030 **nicht auszugehen**, ebenso wenig wie bei Uran. So würde man mit den heutigen **Reserven an Steinkohle** bei unverändertem Verbrauch noch rund **130 Jahre** auskommen, bei **Braunkohle** beträgt die Reichweite sogar rund **270 Jahre**. Bei gegenwärtiger Förderung reichen die Reserven an **Erdgas** noch für **60 Jahre**, die Reserven an **Erdöl** noch für **40 Jahre**.

Zählt man zu den Reserven noch die gegenwärtig nicht wirtschaftlich förderbaren Ressourcen hinzu, so reichen die Ölvorkommen für 64 Jahre, bei Gas für 140 Jahre. Steinkohle wäre für etwa 3 000 und Braunkohle für mehr als 4 000 Jahre vorhanden.

Wenngleich diese **Energierohstoffe** somit in den nächsten beiden Jahrzehnten **prinzipiell in ausreichendem Maße verfügbar** sind, ist damit zu rechnen, dass deren **Förderung aus vielerlei Gründen zunehmend teurer** wird, etwa weil die Rohstoffe in **entlegenen Gebieten** gewonnen werden müssen. Dies hat **Auswirkungen auf die Weltmarktpreise** und somit auf die heimische Energienachfrage. **Bedenklich** ist nicht zuletzt, dass gerade die **Vorkommen an Rohöl** sich in starkem Maße auf **bestimmte Regionen** der Welt **konzentrieren**.

Demgegenüber wirken preisdämpfende Faktoren wie eine Verbesserung der Ausbeute konventioneller Ölfelder, eine verstärkte Nutzung unkonventioneller Vorkommen und alternativer Kraftstoffe sowie eine zunehmende Substitution von Mineralölprodukten durch alternative Energieträger, u. a. in der Industrie oder auch im Verkehrssektor.

Rohölpreise steigen nominal und real deutlich

	Reale Rohölpreise des OPEC-Korbs in US $\$_{2007}$/bbl		Nominale Rohölpreise des OPEC-Korbs in US $/bbl	
Preispfad	Referenzprognose	„Hohe Ölpreise"	Referenzprognose	„Hohe Ölpreise"
2007	69	69	69	69
2012	59	67	66	75
2015	63	75	76	91
2020	69	87	93	117
2025	73	95	110	143
2030	75	100	127	169

Quelle: BMWi, IER

Die Referenzprognose geht von einem Anstieg des realen Ölpreises zwischen 2010 und 2030 aus. Der hier stellvertretend dargestellte Durchschnittspreis für die Rohölsorten des OPEC-Korbes steigt demnach bis 2030 auf 75 $/bbl (in Preisen von 2007). Bei einer unterstellten Inflationsrate von 2,3 % pro Jahr läge der nominale **Ölpreis im Jahr 2030 bei 127 $/bbl**.

Um der **Unsicherheit bezüglich der künftigen Entwicklung des Ölpreises** Rechnung zu tragen, wird in der Energieprognose in den Sensitivitätsanalysen ein **zweiter Preispfad („Hohe Ölpreise")** verwendet. Dabei wird bis 2030 ein Rohölpreis von 100 $\$_{2007}$/bbl erreicht (nominal 169 $/bbl).

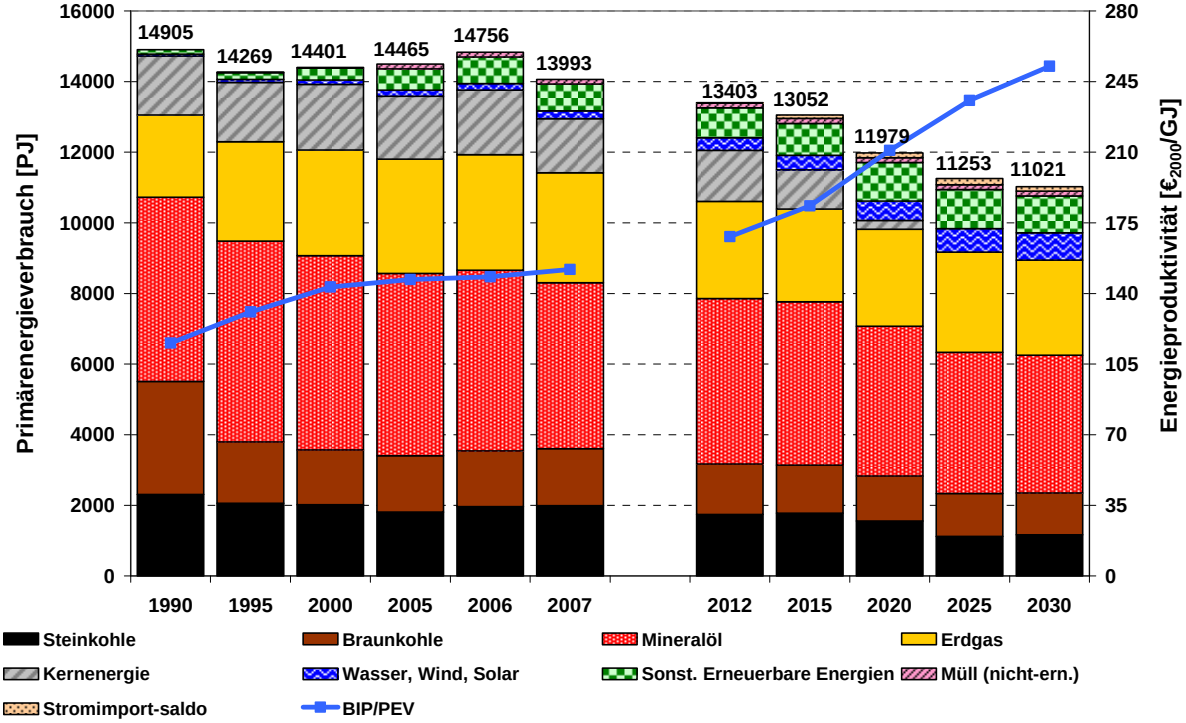
Es besteht eine **hohe Korrelation** zwischen dem **Weltmarktpreis für Rohöl sowie den Grenzübergangs- und Verbraucherpreisen** in Deutschland. Daher können aus den getroffenen Rohölpreisannahmen die künftigen Grenzübergangspreise sowie die Endverbraucherpreise abgeleitet werden.

Bezüglich der Preisentwicklung für **Kraftwerkskohle** wird allerdings von einem die **Nachfrage dämpfenden Effekt** durch die Pönalisierung des CO_2-Ausstoßes in Folge des Emissionshandels ausgegangen. Folglich ergibt sich ein unterproportionaler Preisanstieg für Kraftwerkskohle im Vergleich zu den Rohölpreisen.

Die **Verbraucherpreise** ergeben sich ausgehend von der historischen Korrelation mit den Rohölpreisen und **steigen** somit im Zeitverlauf **deutlich an**. Demnach erhöhen sich für die Haushalte die Benzinpreise nominal von durchschnittlich 1,33 € je Liter im Jahr 2007 auf rund 2,30 € je Liter im Jahr 2030. Die Dieselpreise steigen von durchschnittlich 1,17 €/Liter im Jahr 2007 auf 2,14 €/Liter im Jahr 2030. Für die Industrie nimmt der nominale Preis für leichtes Heizöl von 560 €/Tonne im Jahr 2007 auf 936 € je Tonne im Jahr 2030 zu.

Referenzprognose

Primärenergieverbrauch rückläufig, Energieproduktivität steigt



Quelle: AGEB, IER

Der **Primärenergieverbrauch (PEV) sinkt** in der Referenzprognose in Deutschland bis zum Jahr 2020 um 14 % gegenüber 2007, bis zum Jahr 2030 sogar um 21 %.

Damit einher geht eine jährliche Steigerung der gesamtwirtschaftlichen **Energieproduktivität**, welche das Verhältnis von Bruttoinlandsprodukt zu Primärenergieverbrauch darstellt, um 2,0 %. Die Energieproduktivität steigt bis 2020 um circa 83 % gegenüber 1990.

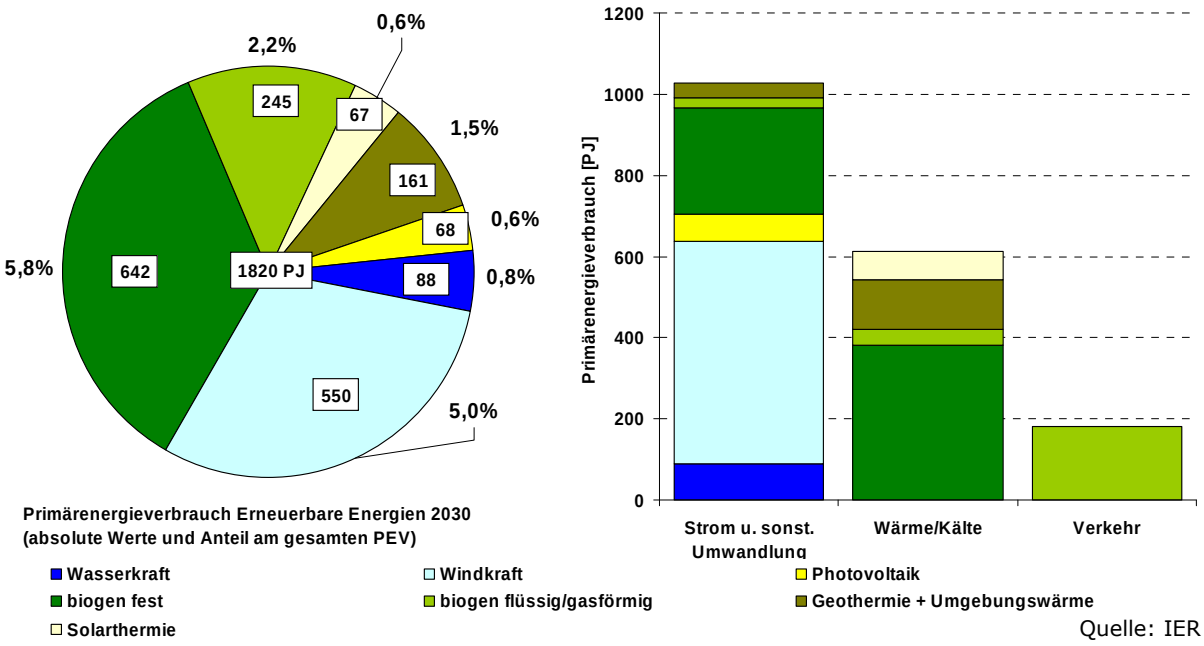
Die **Erneuerbaren Energien gewinnen künftig erheblich an Bedeutung:** Ausgehend von einem Anteil am Primärenergieverbrauch von 7 % im Jahr 2007 wächst deren Beitrag bis 2020 auf rund 13,5 % und weiter auf 17 % im Jahr 2030.

Demgegenüber geht die Nutzung fossiler Energieträger künftig zurück. So sinkt der Verbrauch an **Stein- und Braunkohle** bis 2030 um knapp 35 %, von 3 602 PJ im Jahr 2007 auf rund 2 347 PJ.

Entgegen dem Trend der vergangenen Jahrzehnte nimmt der Verbrauch an **Erdgas** bis zum Jahr 2030 um rund 14,5 % ab, von 3 118 PJ im Jahr 2007 auf 2 690 PJ. Aufgrund des noch stärkeren Rückgangs des Primärenergieverbrauchs nimmt der Anteil dieses Energieträgers am Primärenergieverbrauch aber noch zu.

Der **Verbrauch an Mineralölen verringert sich bis 2030 um 17 %**, von rund 4 700 PJ im Jahr 2007 auf circa 3 900 PJ. Die **Kernenergienutzung** läuft in der Referenzprognose sukzessive **bis zum Jahr 2022** aus.

Nutzung Erneuerbarer Energien



Quelle: IER

Erneuerbare Energien tragen 2030 vorwiegend zur Stromerzeugung bei. Dieser Verwendungszweck macht einen Anteil von 56 % am Primärenergieverbrauch von Erneuerbaren Energien aus.

Mit einem Anteil von 53 % an der regenerativen Stromerzeugung dominiert die Windenergie, gefolgt von Biomasse (28 %) und Wasserkraft (9 %).

Die **deutliche Steigerung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien** setzt vor allem die Erschließung des Offshore-Wind-Potenzials voraus. 2030 werden 54 % des Windstroms in Offshore-Anlagen erzeugt.

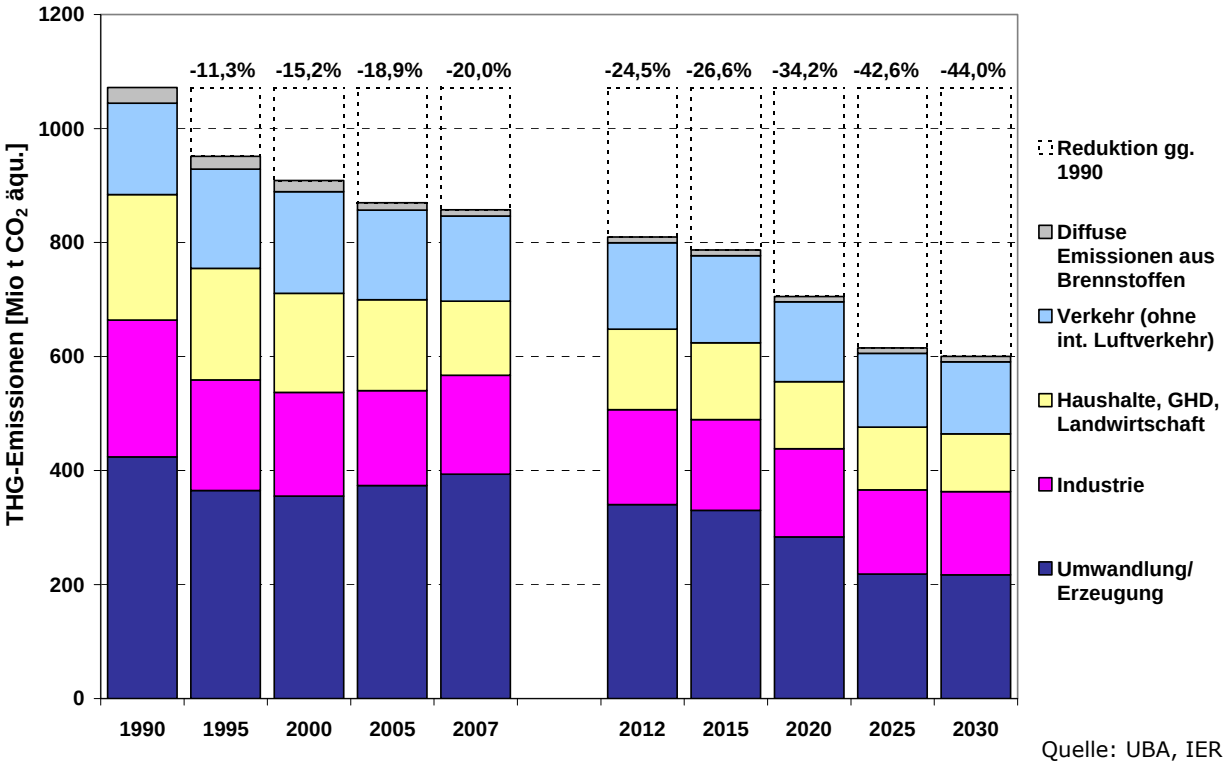
Die bedeutendsten Erneuerbaren Energieträger sind jedoch biogene Rohstoffe. Biomasse, erneuerbare Abfälle und Biokraftstoffe erbringen 2030 knapp die Hälfte des Primärenergieverbrauchs auf Basis Erneuerbarer Energien.

Die biogenen Rohstoffe werden 2030 zu 32 % zur Stromerzeugung eingesetzt. 47 % entfallen auf die Wärme- und Kältebereitstellung in Industrie, Haushalten und Gewerbe-Handel-Dienstleistung (GHD) sowie 20 % auf den Verkehrssektor.

Im Wärmemarkt ist für die Steigerung des Einsatzes der Erneuerbaren Energien das **Erneuerbare Energien Wärmegesetz (EEWärmeG)** maßgeblich. Langfristig wirkt dem Ausbau der Erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung der sinkende Raumwärmebedarf (infolge der Bestimmungen der Energieeinsparverordnung (EnEv)) entgegen.

Der Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehrsektor erfolgt entsprechend den gesetzlichen Mindestquoten. Infolge des rückläufigen Kraftstoffverbrauchs reduziert sich der Verbrauch an Biokraftstoffen in absoluten Zahlen langfristig wieder.

Treibhausgas-Emissionen sinken bis 2020 um 34 %, bis 2030 um 44 %



Quelle: UBA, IER

Der **Ausstoß von Treibhausgasen (THG) sinkt in Deutschland bis 2020 um circa 34 %**, **bis 2030 um 44 %** gegenüber 1990. Im Jahr 2012 beträgt die Reduktion annähernd 25 %, sodass die im Rahmen des Kyoto-Protokolls für Deutschland vorgegebene **Reduktionsverpflichtung von 21 % deutlich übertroffen** wird.

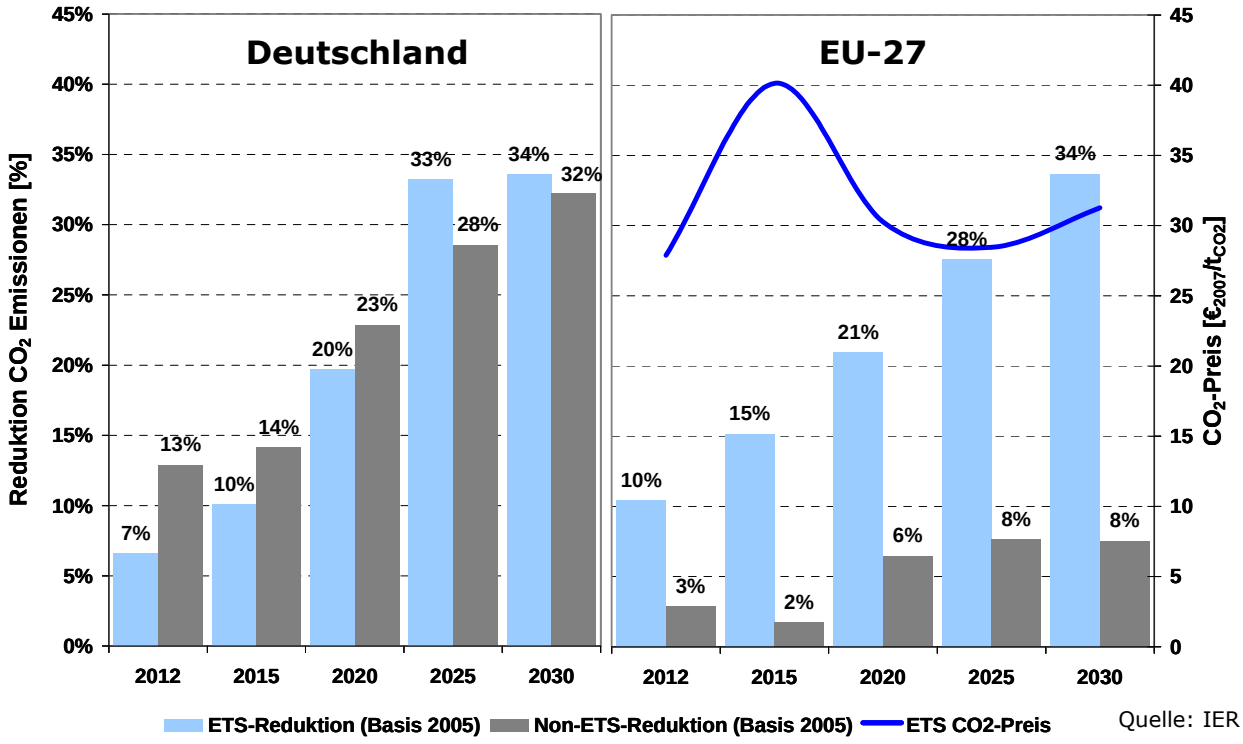
Den größten Beitrag zur Emissionsminderung leistet der Umwandlungssektor (öffentliche Strom- und Wärmeerzeugung, Raffinerien, übrige Umwandlungsbereiche), dessen THG-Emissionen sich zwischen 1990 und 2030 beinahe halbieren. Dadurch verringert sich der Anteil dieses Sektors am gesamten THG-Ausstoß zwischen 2007 und 2030 von 46 % auf 36 %. **Nach 2020 spielt** hier insbesondere **die CO_2-Abscheidung eine zunehmend bedeutendere Rolle. Sie steigt** bis 2030 auf 53 Mio. t CO_2 an.

Der **THG-Ausstoß der Industrie reduziert sich zwischen 2007 und 2020 um 11 %** bzw. 20 Mio. t CO_2 äqu., **bis 2030 um beinahe 17 %** bzw. 29 Mio. t. CO_2 äqu.

Der **Anteil der Sektoren Haushalte, Landwirtschaft und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)** an den Emissionen liegt **über den gesamten** Betrachtungszeitraum bei **ca. 17 %**.

Im **Verkehrssektor** ist **bis 2020** ein **Rückgang des THG-Ausstoßes um 6 %** und **bis 2030 um 23 %** zu erwarten. Im Jahr 2030 entfallen circa 21 % der THG-Emissionen auf den Verkehrssektor. Bei Berücksichtigung der im Kyoto-Protokoll nicht erfassten Emissionen aus dem internationalen Luftverkehr läge der THG-Ausstoß des Verkehrssektors im Jahr 2020 rund 28 Mio. t CO_2 äqu. und 2030 circa 32 Mio. t CO_2 äqu. höher.

EU-Emissionszertifikatehandel und CO_2-Preise



Quelle: IER

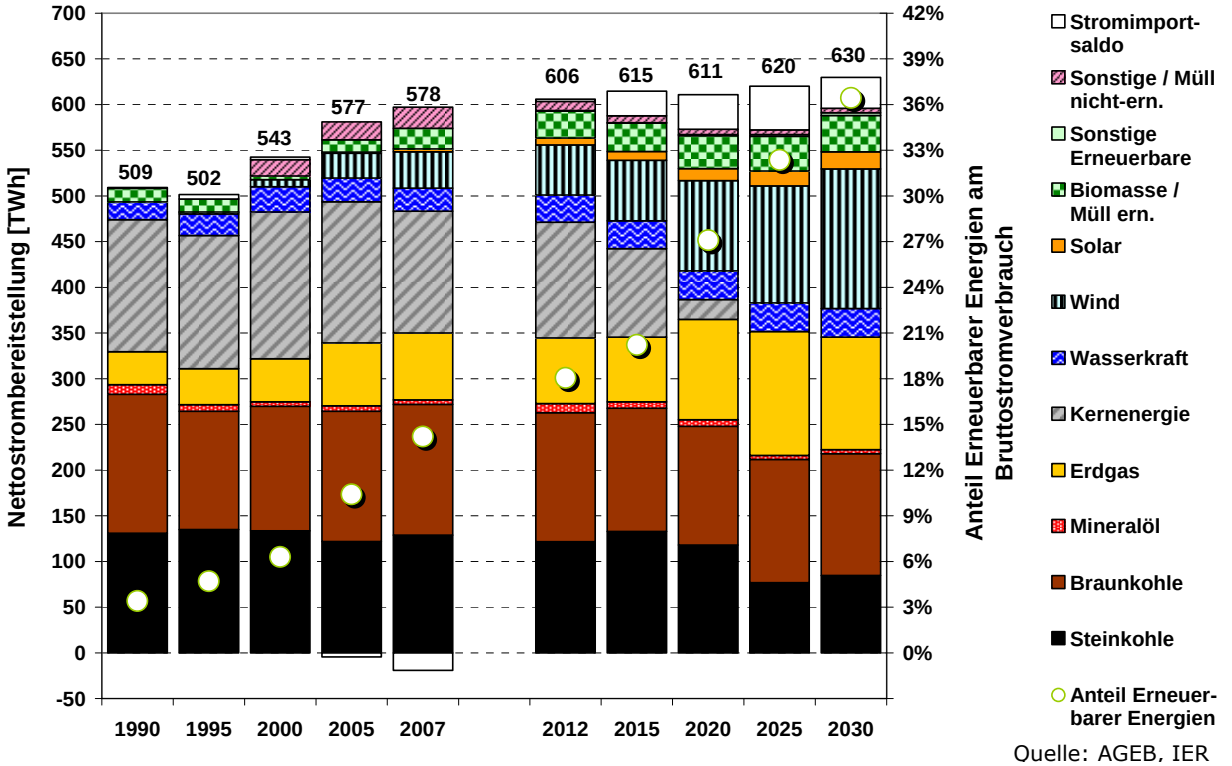
Den klimapolitischen Vorgaben der EU für Deutschland bis 2020 wird in der Energieprognose 2009 **Rechnung getragen**: Im Rahmen des Emissionshandels (ETS) müssen die beteiligten Sektoren (vor allem Stromerzeugung und energieintensive Industrien) ihren CO_2-Ausstoß EU-weit um 21 % bis 2020 gegenüber 2005 reduzieren. Für die nicht am Emissionshandel beteiligten Sektoren (insbesondere private Haushalte und Verkehr) gilt für 2020 ein EU-weites Minderungsziel von 10 % sowie für Deutschland ein nationales Minderungsziel von 14 % bezogen auf 2005.

Diese im Rahmen der EU-Lastenverteilung bestimmte Reduktionsvorgabe wird deutlich übertroffen: **Bis 2020 können die Emissionen der nicht am Emissionshandel beteiligten Sektoren in Deutschland um fast 23 % reduziert werden**. Im Gegensatz dazu wird auf EU-Ebene das Ziel einer entsprechenden Reduktion um 10 % nicht erreicht.

Der Emissionshandel gewährleistet hingegen, dass **das europäische Emissionsreduktionsziel von 21 % für die** beteiligten Sektoren **eingehalten wird**.

Die Preise für Emissionszertifikate steigen bis 2015 auf rund 40 $€_{2007}$ je Tonne CO_2 an. Maßgeblich dafür sind die Reduktion der jährlich zugeteilten Zertifikatsmenge, eine nach Überwindung der Wirtschaftskrise weiter steigende Stromnachfrage in der EU-27, der Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie in Deutschland, die Aufnahme des Luftverkehrs in das Emissionshandelssystem ab 2012 sowie die in den ersten Jahren begrenzten Zubaumöglichkeiten neuer Kraftwerkskapazitäten. Nach 2015 sinken die Zertifikatspreise aufgrund neuer CO_2-Vermeidungsoptionen bis 2025 auf 28 $€_{2007}$ je Tonne und steigen erst nach 2030 deutlich an (53 $€_{2007}$/t CO_2 in 2040 und 88 $€_{2007}$/t CO_2 in 2050).

Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch steigt bis 2020 auf 27 %



Quelle: AGEB, IER

Bis **spätestens 2022 läuft die Stromerzeugung aus Kernenergie aus**. Dies trägt zu einem Rückgang der **Nettostromerzeugung**[1] bis 2025 **um gut 4 %** gegenüber 2007 bei. Danach steigt die Nettostromerzeugung wieder an und liegt im Jahr 2030 mit 596 Mrd. kWh (TWh) etwa auf dem Niveau von 2007.

Um trotz sinkender Erzeugung nach Überwindung der Wirtschaftskrise eine wieder **steigende inländische Stromnachfrage** befriedigen zu können, wird ab 2012 **vermehrt Strom importiert**. Der Stromimportsaldo erreicht 2025 mit 48 TWh seinen Maximalwert.

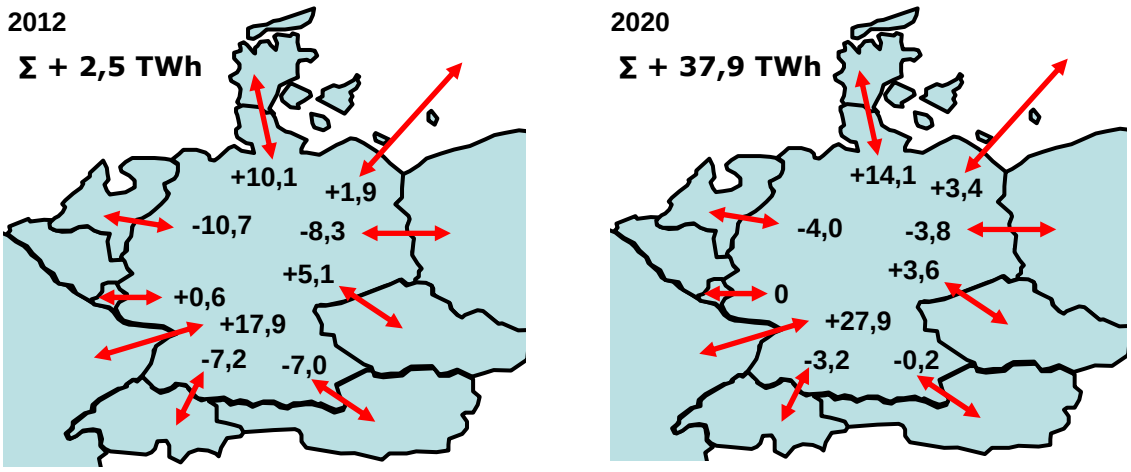
Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nimmt kontinuierlich zu, von 91 TWh im Jahr 2007 auf 173 TWh in 2020 sowie 239 TWh in 2030.

Ausgehend von rund 14 % im Jahr 2007 wird der **Anteil Erneuerbarer Energien** am Bruttostromverbrauch bis **2020** auf **27 %** steigen und 2030 mehr als 36 % betragen. Demnach wird das für 2020 formulierte Ziel, mindestens 30 % des Bruttostromverbrauchs mittels Erneuerbaren Energietechnologien zu erzeugen, geringfügig verfehlt.

Im Jahr 2030 entfallen noch circa 58 % der Stromerzeugung auf fossile Energieträger. Während sich der Anteil von Steinkohle von knapp 22 % im Jahr 2007 auf 14 % im Jahr 2030 reduziert, erhöht sich der Anteil von Erdgas im gleichen Zeitraum von etwa 12 % auf beinahe 21 %. Braunkohle erreicht mit rund 22 % an der Stromerzeugung im Jahr 2030 annähernd denselben Anteil wie 2007.

[1] Der Unterschied zwischen der Nettostromerzeugung und dem Bruttostromverbrauch liegt im Eigenverbrauch der Kraftwerke und in den Stromimporten. Die Summe aus Nettostromerzeugung und Kraftwerkseigenverbrauch stellt die Bruttostromerzeugung dar. Die Summe aus Bruttostromerzeugung und den Nettostromimporten bildet wiederum den Bruttostromverbrauch.

Deutschland wird mehr Strom importieren



Stromaustausch [TWh]
(positiver Wert = Nettoimport; negativer Wert = Nettoexport) Quelle: IER

Stromimporte und –exporte halten sich im Jahr 2012 **noch nahezu die Waage**.

Nach 2012 ist – im Fall eines Kernenergieausstiegs – mit einem **Anstieg der Stromimporte** zu rechnen. Aufgrund der Strompreisdifferenzen zu den Nachbarländern tragen verstärkte Nettostromimporte mit dann rund 38 TWh in 2020 zur kosteneffizienten Strombereitstellung in Deutschland bei.

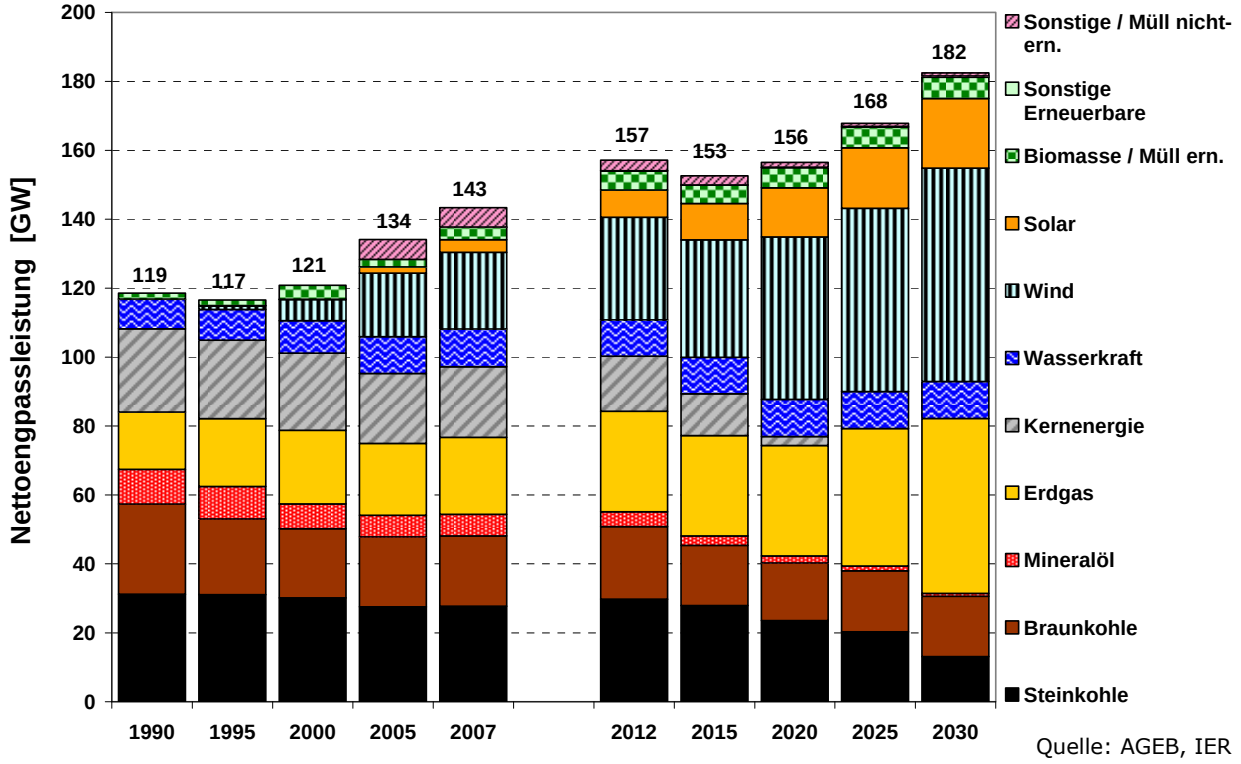
Wichtigstes Importland ist Frankreich, das in 2012 netto 18 Mrd. kWh Strom liefert. Zum Vergleich: Dies sind rund 3 % der Nettostromerzeugung in Deutschland. Im Saldo werden 2012 weitere 12 Mrd. kWh aus Skandinavien importiert.

Nettostromexporte bzw. negative Importsalden sind in 2012 vor allem für **Österreich** und die **Schweiz** zu verzeichnen sowie für die **Niederlande** und **Polen**.

Die **zunehmenden Stromimporte** Deutschlands nach 2012 werden vor allem aus Frankreich importiert: Die **Nettoimporte aus Frankreich steigen** zwischen 2012 und 2020 **um fast 60 %**. Zudem steigen die Nettoimporte aus den skandinavischen Ländern in 2020 auf fast 18 Mrd. kWh an.

Demgegenüber gehen die **Nettostromexporte** nach Polen und in die Länder der Alpenregion sowie in die Niederlande **stark zurück**. In 2020 ist ein Rückgang der Nettoexporte gegenüber 2012 für Polen um fast 5 Mrd. kWh zu verzeichnen, für die Länder der Alpenregion um 11 Mrd. kWh und für die Niederlande um 7 Mrd. kWh.

Windkraft- und Erdgaskraftwerkskapazitäten nehmen stark zu



Quelle: AGEB, IER

Die Nettoengpassleistung des deutschen Kraftwerkparks steigt bis zum Jahr 2030 gegenüber 2007 um 27 % an. Sie beträgt dann rund 180 Gigawatt (GW_{el}).

Die Nettoengpassleistung auf Basis Erneuerbarer Energie wird erheblich gesteigert: **2030 werden Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien** mit 93 GW_{el} **rund die Hälfte der installierten Kraftwerksleistung ausmachen.**

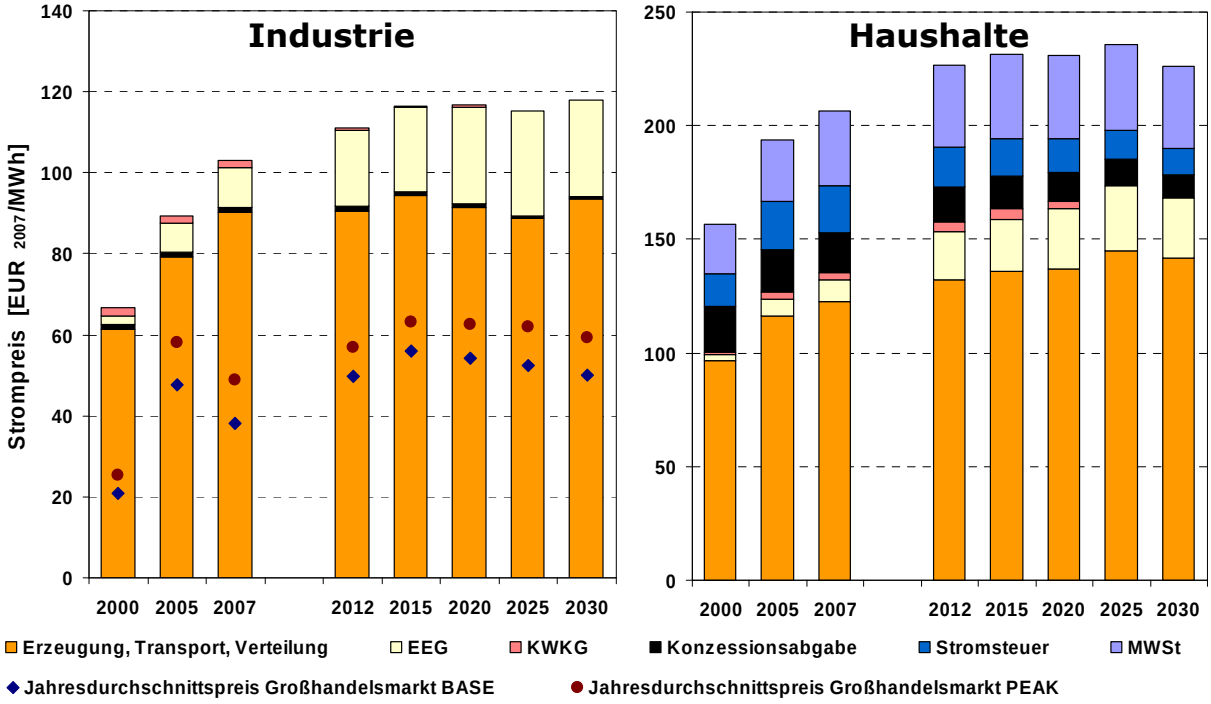
Den mit Abstand **größten Anteil an der Kraftwerksleistung auf Basis Erneuerbarer Energien wird die Windkraft repräsentieren**. Entscheidend dafür ist der forcierte Ausbau der Offshore-Windkapazitäten, die im Jahr 2030 rund 25 GW_{el} betragen.

In den Jahren von 2012 bis 2030 werden – angesichts des Kernenergieausstiegs und altersbedingter Kraftwerksabgänge – rund **46 GW_{el} fossil befeuerter Kraftwerksleistung neu errichtet**, was etwa der Hälfte der in 2030 installierten fossil befeuerten Kraftwerksleistung entspricht.

Damit ändert sich die **installierte Leistung fossil befeuerter Kraftwerke insgesamt nur geringfügig** und bewegt sich auf einem Niveau von etwa 80 GW_{el}.

Die **Leistung der Erdgas-Kraftwerke wird sich** dabei bis 2030 auf 51 GW_{el} in etwa **verdoppeln**. Ein großer Teil dieser Kraftwerksleistung wird zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien und zum Ersatz stillgelegter Kern- und Kohlekraftwerke genutzt. So nimmt die Kraftwerksleistung auf Basis von Kohle bis 2030 um 18 GW_{el} ab, auf dann 31 GW_{el}.

Zukünftig leichter Anstieg der Strompreise



Quelle: EEX, IER

Die Großhandelspreise für Strom (Jahresdurchschnittspreis) stellen sich langfristig bei den Baseload-Strompreisen auf einem Niveau von circa 50 €$_{2007}$/MWh und bei den Peakload-Strompreisen bei etwa 59 €$_{2007}$/MWh ein.

Die **Höhe der Strompreise** für Endkunden wird wesentlich durch die **Erzeugungskosten**, aber auch durch die gesetzlichen **Abgaben** und **Steuern** bestimmt.

Die **Industriestrompreise** (ohne Strom- und Mehrwertsteuer) **steigen bis 2030** auf ein Niveau von etwa 118 €$_{2007}$/MWh.

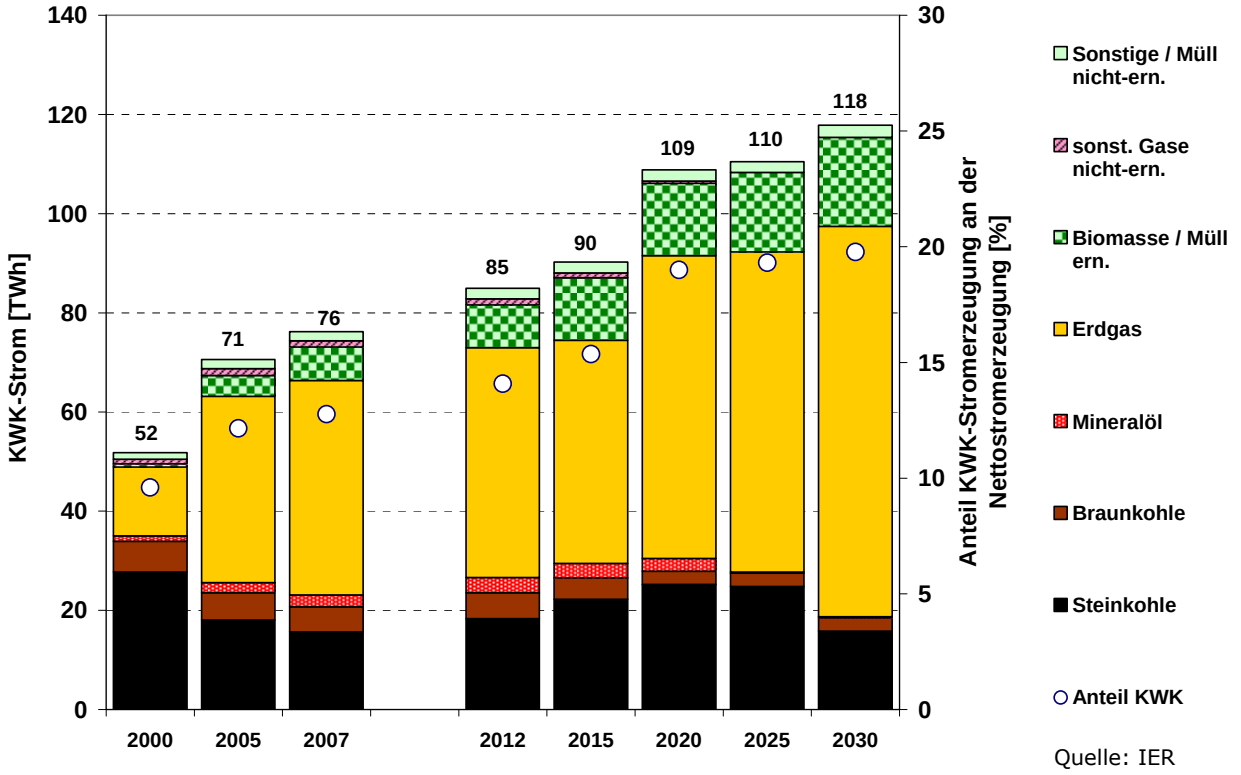
Dabei bleiben die Preiskomponenten Erzeugung, Transport und Verteilung annähernd konstant und erreichen in 2030 knapp 94 €$_{2007}$/MWh. Im Gegensatz dazu führt die über das EEG induzierte Ausweitung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu einer Erhöhung der gesetzlichen Umlage. Damit verdoppeln sich die abgabebedingten Preisbestandteile für den Industriestrom von 12 €$_{2007}$/MWh in 2007 auf 24 €$_{2007}$/MWh im Jahr 2030.

Der **Strompreis für Haushaltskunden** nimmt bis **2012** auf 226 €$_{2007}$/MWh **(rund 23 €-Cent$_{2007}$/kWh) zu**. **Dieses Niveau wird**, abgesehen von leichten Schwankungen, **bis zum Jahr 2030 gehalten**.

Dabei steigen die **Kosten für Erzeugung, Transport und Verteilung** geringfügig auf 142 €$_{2007}$/MWh in 2030 und machen damit einen Anteil am Haushaltsstrompreis von rund 60 % aus.

Der Anteil der EEG-Umlage am Haushaltsstrompreis steigt von 9,3 % im Jahr 2012 auf 11,7 % im Jahr 2030. Hierbei wirkt sich vor allem der verstärkte Zubau von Offshore-Windenergieanlagen aus. Die Umlage der Förderung von KWK-Anlagen bemisst sich im Jahr 2012 auf 4 €$_{2007}$/MWh und läuft nach 2020 aus.

Stromerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung nimmt zu, das nationale Verdopplungsziel wird dennoch nicht erreicht



Quelle: IER

Zur Förderung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird eine **zeitlich befristete Fortschreibung des KWK-Gesetzes** angenommen.

Mit Hilfe der Fördermaßnahmen aus dem KWK-Gesetz kann deren Stromerzeugung von 76 Mrd. kWh (TWh) im Jahr 2007 stetig auf etwa 118 TWh bis 2030 ausgebaut werden.

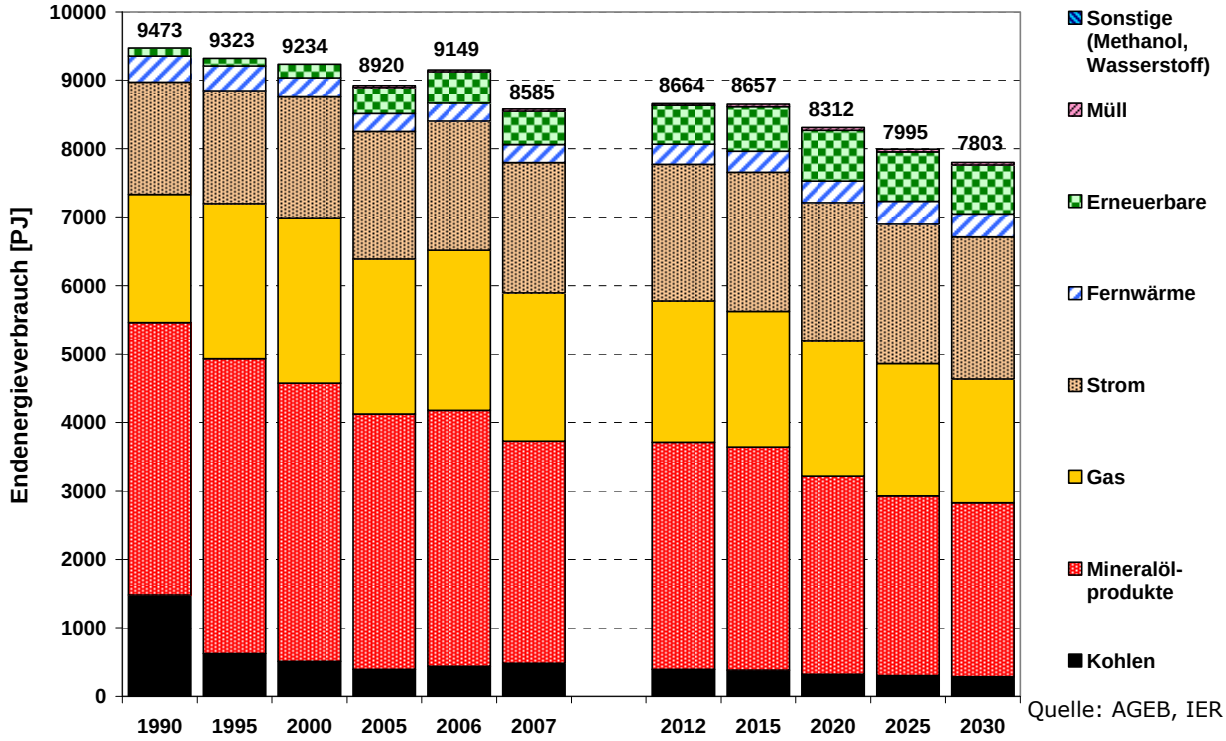
Das nationale Ziel, **den Anteil des KWK-Stroms** an der Nettostromerzeugung von 12 % im Jahr 2008 bis zum Jahr 2020 **auf bis zu 25 % auszubauen, wird** mit einem Anteil von etwa 19 % **nicht erreicht**.

Neben Erdgas, das 2030 mit einem Anteil von 67 % an der KWK-Stromerzeugung dominiert, wird Biomasse (einschließlich des erneuerbaren Abfalls) zunehmend in der KWK-Stromerzeugung eingesetzt und erreicht in 2030 einen Anteil von 15 %.

Die **Fernwärmeauskopplung** aus KWK-Anlagen **steigt** von 274 PJ im Jahr 2007 auf 321 PJ im Jahr 2030 an. Damit liegt der Anteil von KWK-Anlagen an der Fernwärmeerzeugung im Jahr 2030 bei 85 %. Daneben tragen Heizwerke und Abwärmenutzung zur Fernwärmeerzeugung bei.

Vor allem aufgrund der **Zunahme der industriellen Stromeigenproduktion in KWK-Anlagen** liegt der Anstieg der KWK-Stromerzeugung höher als der Zuwachs bei der Fernwärmeerzeugung in KWK-Anlagen.

Endenergieverbrauch sinkt bis 2030 um 15 %



Quelle: AGEB, IER

Der **Endenergieverbrauch sinkt** bis 2030 **um rund 15 %** gegenüber 2006[2].

Ein wesentlicher Grund dafür ist eine **rückläufige Wärmenachfrage,** die insbesondere aus der steigenden Energieeffizienz im Gebäudebestand resultiert.

Die **Vorgabe der Energieeffizienzrichtlinie** der **EU**, bis 2016 den Endenergieverbrauch gegenüber dem Mittel der Jahre 2001 bis 2005 um 9 % zu senken, wird bereits im Jahr 2012 **übertroffen**.

Aus dem verminderten Wärmebedarf ergibt sich ein **deutlicher Rückgang des Verbrauchs an Mineralölprodukten und Erdgas.**

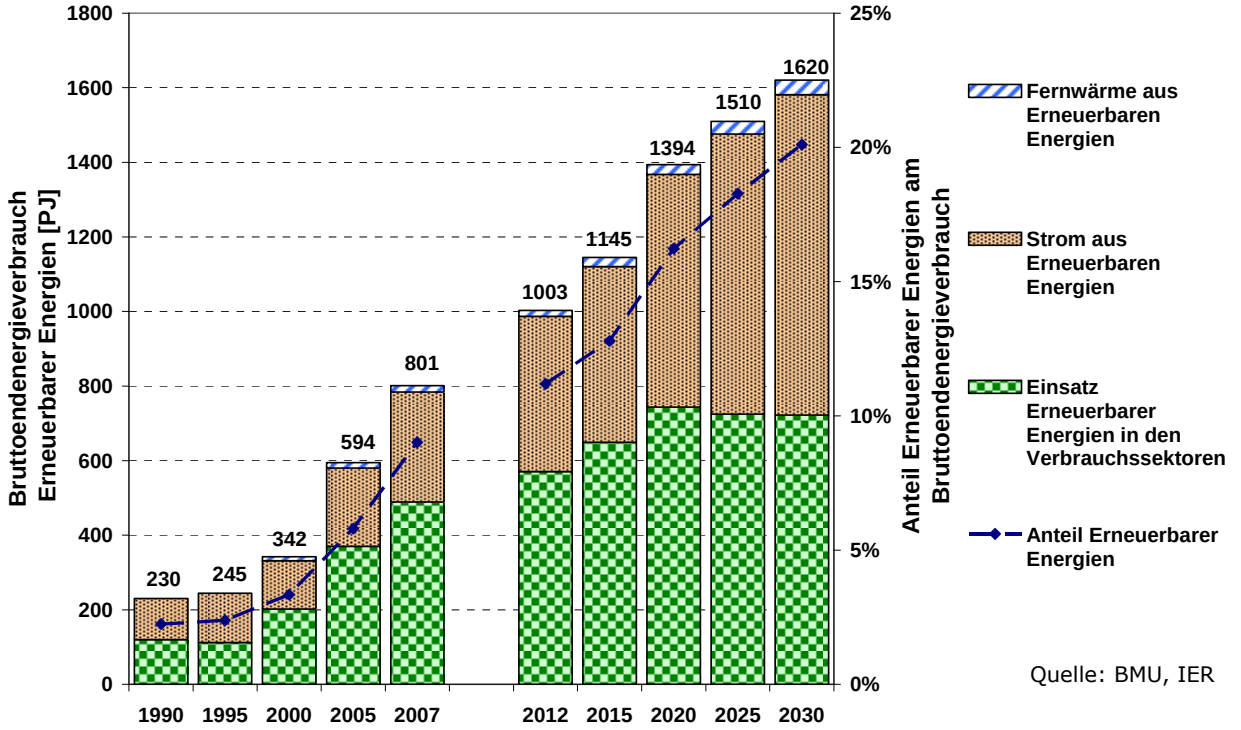
Aufgrund der Förderung durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), das Erneuerbare Energien Wärmegesetz (EEWärmeG) und der Beimischungspflicht von Biokraftstoffen können die Erneuerbaren Energien dagegen Marktanteile hinzu gewinnen. Vor allem der Wärmebedarf von Neubauten wird in Zukunft vermehrt durch Erneuerbare Energien gedeckt.

In allen Endverbrauchssektoren wird mit einer **steigenden Stromnachfrage** gerechnet. Ausschlaggebend dafür sind die steigende Zahl an Haushalten, der zunehmende Einsatz von Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung, die verstärkte Anwendung von Strom für Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) sowie für Kälte- und Klimatisierungszwecke und die Zunahme an Elektromobilität.

Im Jahr 2030 wird der Endenergieverbrauch an Strom mit 2 079 PJ etwa 10 % über dem Wert von 2006 liegen.

[2] Die statistischen Angaben zum Endenergieverbrauch für das Jahr 2007 können aufgrund der milden Witterungsverhältnisse und des geringen Heizölabsatzes in diesem Jahr nur bedingt als repräsentativ angesehen werden, weshalb bei den Ausführungen zum Endenergieverbrauch das Jahr 2006 als Bezugsjahr verwendet wird.

Verdopplung des Beitrages der Erneuerbaren Energien zum Bruttoendenergieverbrauch bis 2030



Zwischen 2007 und 2030 kann der **Beitrag Erneuerbarer Energien zum Bruttoendenergieverbrauch[3] mehr als verdoppelt** werden. Dieser Anteil erreicht im Jahr 2030 20 %, während er im Jahr 2020 bei circa 16 % liegt.

Das von der EU für 2020 vorgegebene Ziel eines Anteils der Erneuerbaren Energien von 18 % am Bruttoendenergieverbrauch in Deutschland wird folglich um etwa 2 Prozentpunkte unterschritten, obwohl Erneuerbare Energien bis dahin im Wärmemarkt bereits 15 % des Endenergieverbrauchs decken.

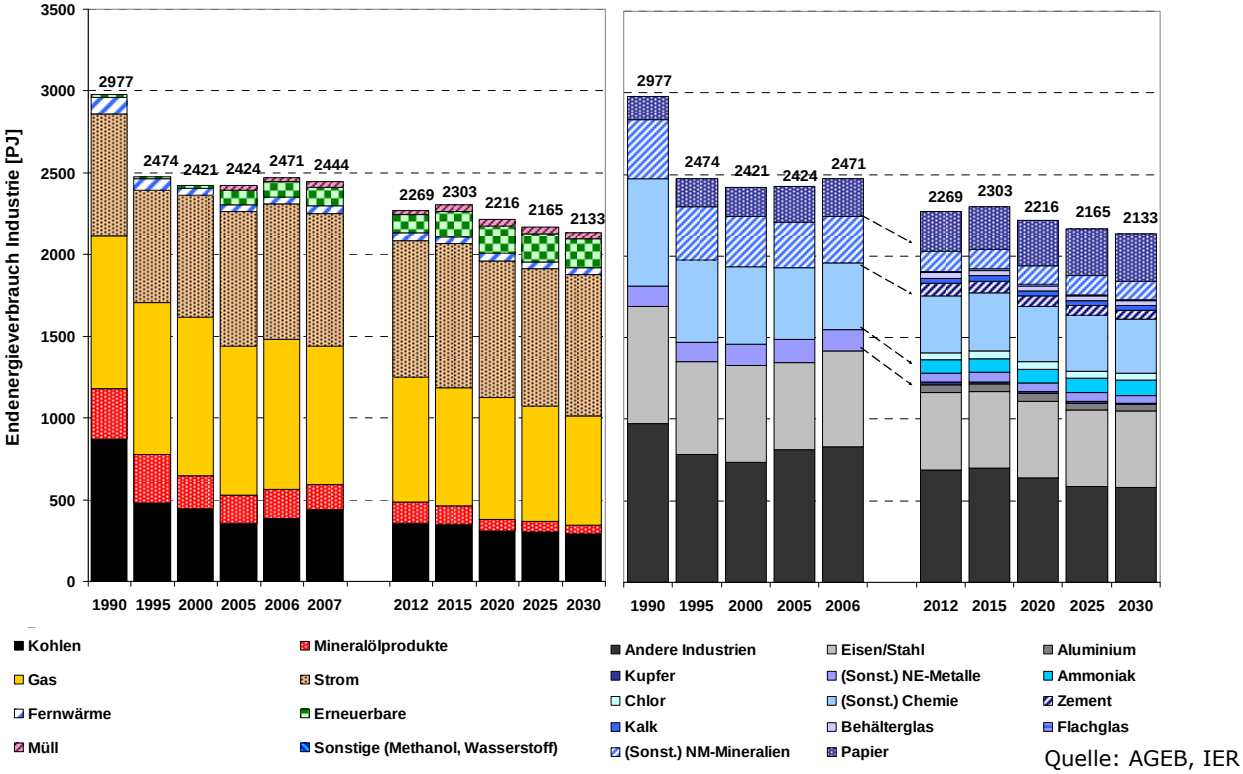
Die Nutzung der Erneuerbaren Energien in den Endverbrauchssektoren (Industrie, Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Transport) ergibt sich zum einen aus dem direkten Einsatz Erneuerbarer Energieträger, wie etwa in Form von Biokraftstoffen oder von Holz zur dezentralen Raumwärmebereitstellung. Des Weiteren müssen jedoch auch die Versorgungsbeiträge berücksichtigt werden, die aus der Nutzung von mit regenerativen Energieträgern erzeugtem Strom sowie Fernwärme resultieren.

Insbesondere durch den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen, solarthermischen Anlagen sowie von Holzpelletsheizungen erhöht sich auch in Zukunft die direkte Nutzung Erneuerbarer Energien in den Endverbrauchssektoren. Noch stärkere Zuwächse sind jedoch bei den Anteilen des regenerativen Stroms zu beobachten.

So hat regenerativ erzeugter Strom im Jahr 2030 einen Anteil von 53 % am Beitrag der Erneuerbaren Energien zum Bruttoendenergieverbrauch, die direkte Nutzung trägt 45 % dazu bei und Fernwärme aus Erneuerbaren Energien 2 %.

[3] Der Bruttoendenergieverbrauch ist definiert als die Summe aus Endenergieverbrauch, Übertragungs- und Verteilungsverlusten und dem Eigenbedarf der Strom- und Fernwärmeerzeugung.

Endenergieverbrauch der Industrie



Quelle: AGEB, IER

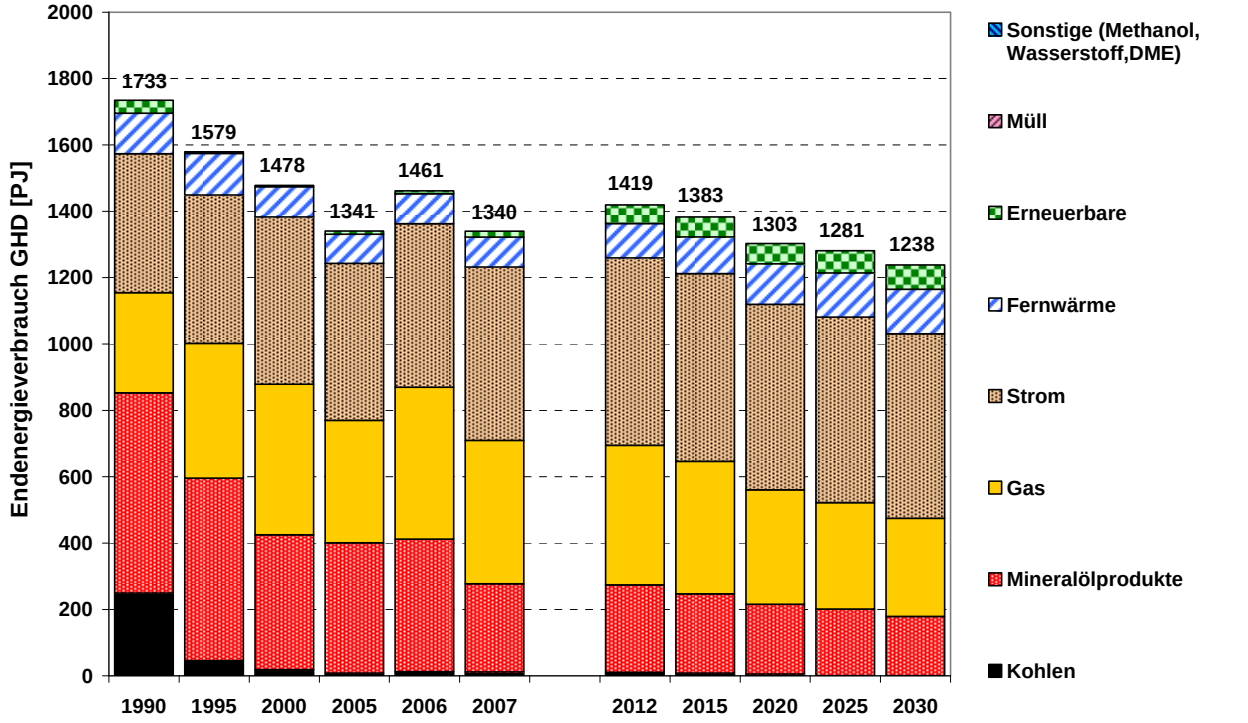
Die schwere **weltweite Rezession** trifft die exportorientierte deutsche Volkswirtschaft besonders. Bezogen auf die industriellen Produktionsmengen zeigt sich in Deutschland kurzfristig (2009/2010) ein branchenübergreifender deutlicher Rückgang, bevor es anschließend zu einer Erholung kommt. Langfristig (bis 2030) wird überwiegend von konstanten bis fallenden Produktionsmengen ausgegangen, wobei es zu strukturellen Verschiebungen zwischen den einzelnen Branchen kommt.

Trotz des Wiederanstiegs der Industrieproduktion **reduziert sich der Endenergieverbrauch der Industrie** gegenüber dem durchschnittlichen Verbrauch der Jahre 2001-2005 bis 2015 um 109 PJ und bis 2020 um 196 PJ. Damit werden die **Zielvorgaben des Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplans für die Industrie klar erreicht**. Diese sehen gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2001-2005 eine Senkung des Endenergieverbrauchs der Industrie um 45 bis 64 PJ bis zum Jahr 2016 vor. Bis zum Jahr 2030 kommt es zu weiteren Steigerungen der Energieproduktivität, so dass der Endenergieverbrauch der Industrie kontinuierlich sinkt.

Beim Endenergieverbrauch der einzelnen Branchen überlagern sich einzelne (zum Teil gegenläufige) Effekte. Während **Effizienzsteigerungen** durch Verbesserungen bei Produktionsverfahren oder Querschnittstechnologien den Energieeinsatz reduzieren, haben die Änderungen der **industriellen Produktionsmengen** aufgrund branchenspezifischer Unterschiede (z. B. Anstieg der Produktion in der Papierindustrie, Rückgang in der Zementproduktion) keine eindeutige Tendenz hinsichtlich des Endenergieverbrauchs.

Strom und Erneuerbare Energien weisen künftig einen höheren Anteil am Endenergieverbrauch der Industrie auf, während die Beiträge von Mineralölprodukten, Gas und Kohlen abnehmen.

Endenergieverbrauch des GHD-Sektors geht deutlich zurück



Quelle: AGEB, IER

Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) geht der **Endenergieverbrauch** bis 2030 um 15 % gegenüber 2006 zurück.

Dazu tragen insbesondere ein **verringerter Raumwärmebedarf** infolge verbesserter Wärmedämmung sowie Effizienzverbesserungen bei den eingesetzten Heizungssystemen bei. Gegenläufig sind steigende Bedarfe in den Anwendungsfeldern Information und Kommunikation sowie für Klimatisierungs- und Kühlzwecke.

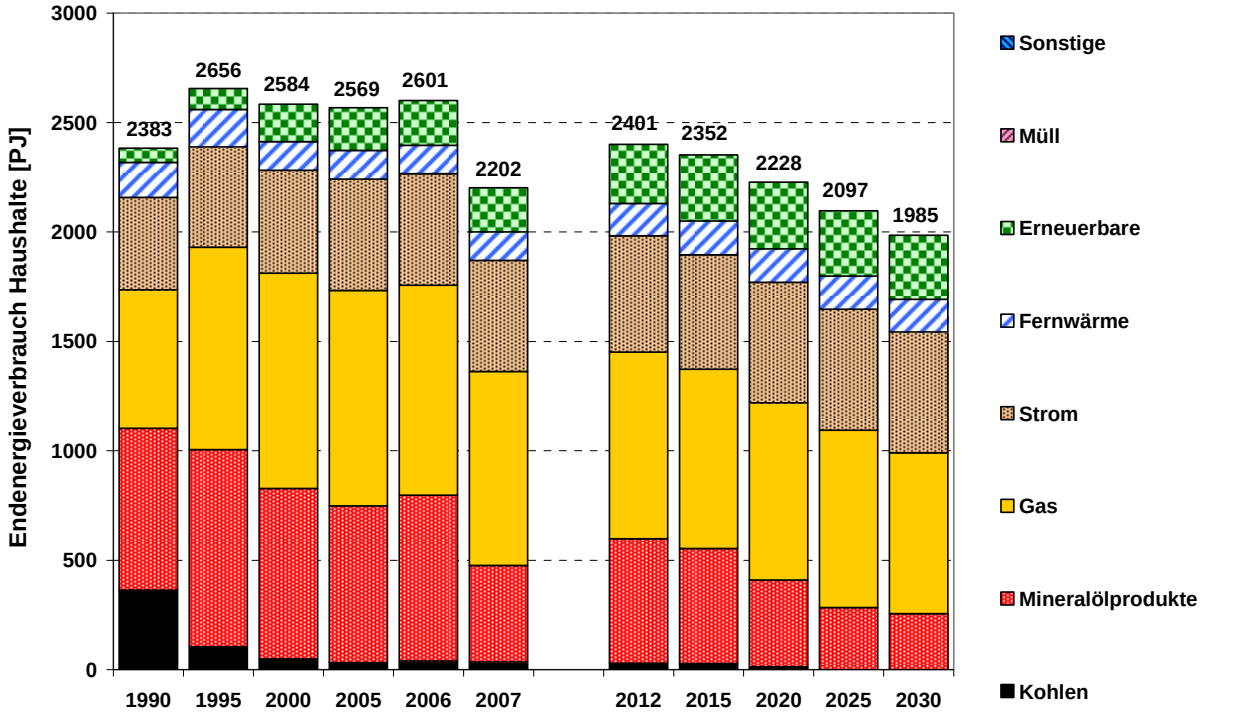
Hauptsächlich aufgrund der im Erneuerbare Energien Wärmegesetz (EEWärmeG) definierten Bestimmungen **steigt der Anteil der Erneuerbaren Energien** zwischen 2005 und 2020 von 0,7 % auf 4,7 % des Endenergieverbrauchs.

Der Einsatz von Fernwärme nimmt bis zum Jahr 2030 um 50 % bezogen auf 2006 zu. Dieser Anstieg wird ebenfalls durch das EEWärmeG begünstigt, welches die Nutzung von Fernwärme als Alternative zum Einsatz Erneuerbarer Energien für die Wärmeversorgung von Neubauten zulässt.

Im Gegensatz dazu **nimmt der Verbrauch an Mineralölprodukten und Erdgas bis 2030 kontinuierlich ab**.

Der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch erhöht sich. Dies ist vor allem auf den steigenden Stromverbrauch zur Raumwärmeerzeugung durch die verstärkte Nutzung von Wärmepumpen sowie den steigenden Strombedarf für Klimatisierungs- und Kühlzwecke zurückzuführen.

Endenergieverbrauch der Haushalte sinkt trotz steigender Wohnfläche



Quelle: AGEB, IER

Die Wohnbevölkerung und die Anzahl an privaten Haushalten sind bedeutende Einflussfaktoren für den Energieverbrauch eines Landes. Die Referenzprognose geht von einem **Schrumpfen der Bevölkerung** aus, von 82,2 Mio. im Jahr 2007 auf 79,7 Mio. im Jahr 2030. **Hingegen nimmt die Anzahl der Haushalte weiter zu**, auf 42,0 Mio. im Jahr 2030.

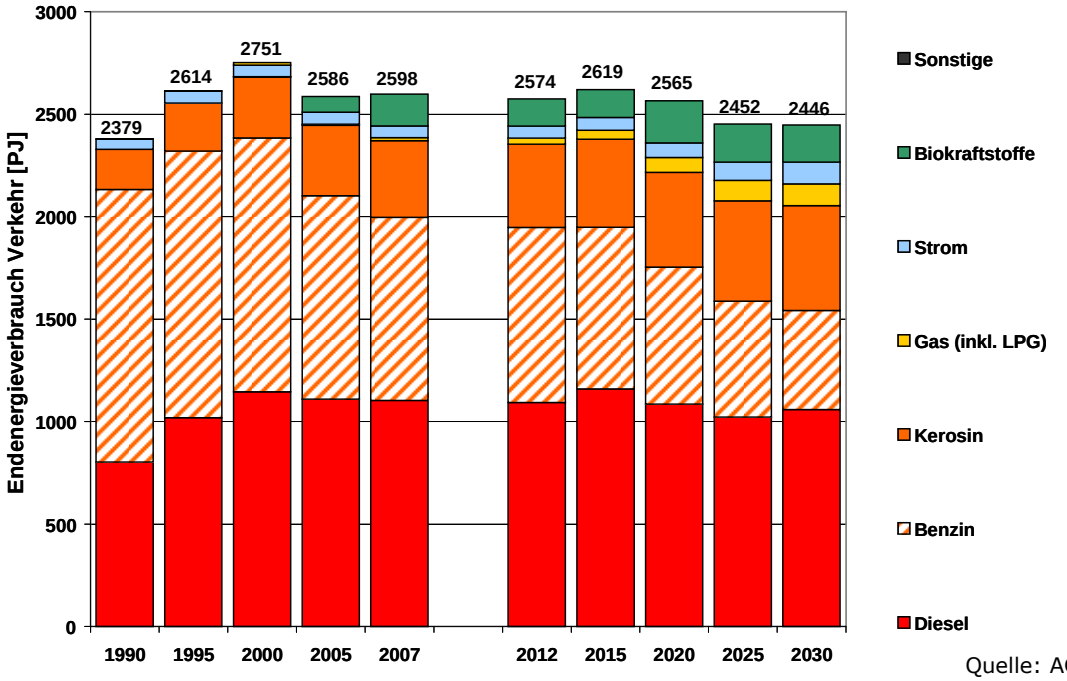
Der **Endenergieverbrauch der Haushalte sinkt** bis zum Jahr 2030 um 24 % bezogen auf 2006, trotz der Zunahme der Wohnfläche um 17 % im selben Zeitraum. Dieser Rückgang ist wesentlich auf die in **der Energieeinsparverordnung** (EnEV) definierten Bestimmungen zur Verstärkung des Wärmeschutzes bei Neu- und Altbauten zurückzuführen.

Der **Anteil von Mineralöl am Energiemix geht** zwischen 2006 und 2030 von 29 % auf circa 13 % **zurück**. Der **Erdgasanteil bleibt** hingegen mit 37 % bis 2030 nahezu **stabil**.

Der **Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch der Haushalte steigt** – bedingt durch die Vorgaben des Erneuerbare Energien Wärmegesetzes – **zwischen 2006 und 2030 von 8 % auf knapp 15 %.** Eingesetzt werden dabei überwiegend Biomasse, Solarthermie, Geothermie und Umgebungswärme.

Der Stromverbrauch der Haushalte steigt von 2006 bis 2030 um 8,4 %. Zwar reduziert sich der spezifische Verbrauch vieler Elektrogeräte. Andererseits kommt es vor allem durch die zunehmende Geräteausstattung im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologien, den vermehrten Einsatz elektrischer Wärmepumpen sowie den erhöhten Klimatisierungsbedarf zu Steigerungen des Stromverbrauchs.

Endenergieverbrauch des Verkehrssektors sinkt nach 2015



Quelle: AGEB, IER

Der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors sinkt ab dem Jahr 2015 kontinuierlich um circa 7 % bis zum Jahr 2030.

Die auf **Mineralöl basierenden Kraftstoffe Diesel, Benzin und Kerosin dominieren weiterhin** und repräsentieren im Jahr 2030 noch 84 % des Endenergieverbrauchs. Infolge von Effizienzsteigerungen und einem **zunehmenden Anteil von Diesel-Pkws** halbiert sich der Benzinabsatz nahezu. Der Dieselverbrauch bleibt hingegen relativ konstant, insbesondere weil den Effizienzverbesserungen im Straßengüterverkehr ein deutlicher Anstieg der Güterverkehrsleistung entgegensteht.

Die Zunahme des Luftverkehrsaufkommens spiegelt sich in einem **gesteigerten Kerosinverbrauch** wider. Dieser wächst zwischen 2007 und 2030 um 37 %.

Der **Anteil von Erdgas und Flüssiggas** am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nimmt aufgrund der Mineralölsteuerbefreiung kontinuierlich auf 4,3 % im Jahr 2030 zu.

Der **Biokraftstoffverbrauch** entwickelt sich **gemäß der gesetzlichen Mindestquote**, so dass in den Jahren 2020 und 2030 der Biokraftstoffanteil am Otto- und Dieselkraftstoffabsatz 10,5 % beträgt.

Der **Endenergieverbrauch des motorisierten Individualverkehrs** nimmt bis 2030 bei einer nahezu konstant bleibenden Personenverkehrsleistung durch eine **Senkung des mittleren Kraftstoffverbrauchs bei Pkws auf 4,9 $l_{Benzin\ äqu.}$ je 100 km** deutlich ab. Dazu tragen Verbesserungen von konventionellen Antrieben und der zunehmende Einsatz von Hybrid-, Gas- und Elektrofahrzeugen bei.

Bei abnehmenden spezifischen Kraftstoffverbräuchen und steigenden Beladungsgraden erhöht sich der **Endenergieverbrauch des Straßengüterverkehrs** zwischen 2007 und 2030 dennoch um 18 %, da die Güterverkehrsleistung im selben Zeitraum um 63 % zunimmt.

Varianten mit Laufzeitverlängerung

Positive volkswirtschaftliche Effekte der Laufzeitverlängerung

	2012		2015		2020		2025		2030	
Laufzeit-verlängerung [a]	**40**	**60**	**40**	**60**	**40**	**60**	**40**	**60**	**40**	**60**
BIP [Mrd. €$_{2000}$]	2 257	2 257	2 400	2 401	2 537	2 542	2 656	2 673	2 789	2 810
BIP [Abweichung zu Referenz in %]	0,13	0,13	0,26	0,27	0,42	0,62	0,17	0,79	0,16	0,92
BIP [Abweichung zu Referenz in Mrd. €$_{2000}$]	3	3	6	7	11	16	4	21	4	26
Bruttowertschöpfung [Mrd. €$_{2000}$]	2 040	2 040	2 162	2 162	2 274	2 279	2 373	2 387	2 480	2 497

Quelle: IER

Die Verlängerung der Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke erleichtert die Erreichung der Klimaschutzziele und hat positive Auswirkungen auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung und die Beschäftigung in Deutschland. Ursache dafür sind deutliche Entlastungen bei den Kosten des Klimaschutzes, bei den Energieimporten sowie bei den Stromkosten und Strompreisen.

Die trotz Nachrüstungsaufwands geringen variablen Erzeugungskosten für Kernenergiestrom und vor allem die ersparten Kosten für CO_2-Zertifikate **ermöglichen günstigere Strompreise**, die gegenüber der Referenzprognose in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre um bis zu 6 €$_{2007}$ je MWh, in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre um bis zu 9 €$_{2007}$ je MWh niedriger ausfallen.

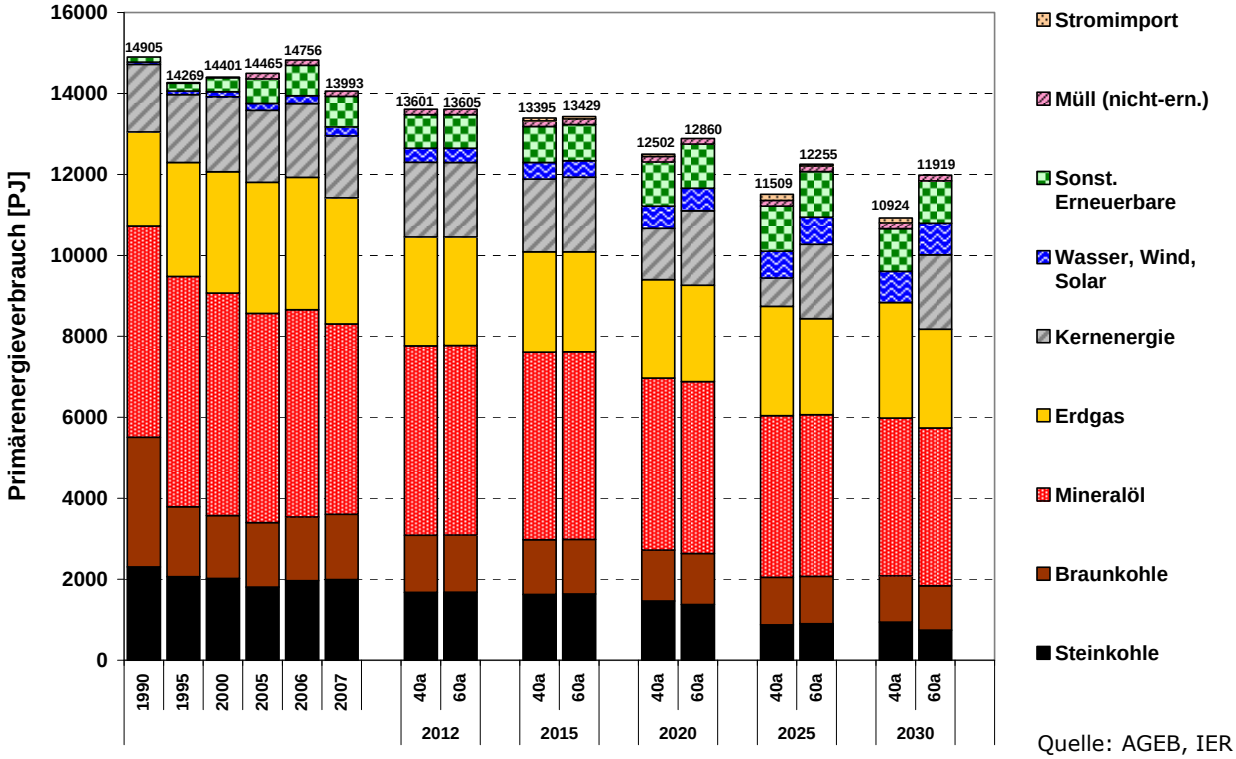
Die direkten Kostenentlastungen wirken über volkswirtschaftliche Verflechtungen **multiplikativ**. Diese Wirkung entfaltet sich z. B. über Veränderungen des Preisgefüges, der sektorspezifischen Vorleistungen und der allgemeinen Nachfrage. Dadurch gibt es positive Rückkopplungseffekte in Produktion, Konsum und Investition.

Das Bruttoinlandsprodukt liegt 2020 um 0,4 % bis 0,6 % über dem der Referenzprognose, 2030 um 0,2 % bis 0,9 % (abhängig von der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 40 bzw. 60 Jahre).

Daraus resultiert für den Zeitraum von 2010 bis 2030 ein **kumuliert höheres Bruttoinlandsprodukt** gegenüber der Referenzprognose **von 122 Mrd. € bis 295 Mrd. €** (in Preisen von 2000).

Die **Beschäftigung** liegt je nach Dauer der Laufzeitverlängerung im Jahr 2020 bis zu 191 000 und 2030 bis zu 233 000 Beschäftigte **höher als in der Referenzprognose**.

Primärenergieverbrauch bei Laufzeitverlängerung



Quelle: AGEB, IER

Bis zum Jahr 2020 laufen die Entwicklungen in den beiden Varianten der Laufzeitverlängerung weitgehend parallel. **Der Rückgang des Primärenergieverbrauchs** fällt in diesem Zeitraum **im Vergleich zur Referenzprognose deutlich geringer** aus. Im Jahr 2020 liegt der Primärenergieverbrauch um bis zu 7 % höher als in der Referenzprognose. Dies ist vor allem auf die höhere Wirtschaftsleistung sowie die niedrigeren Stromimporte zurückzuführen.

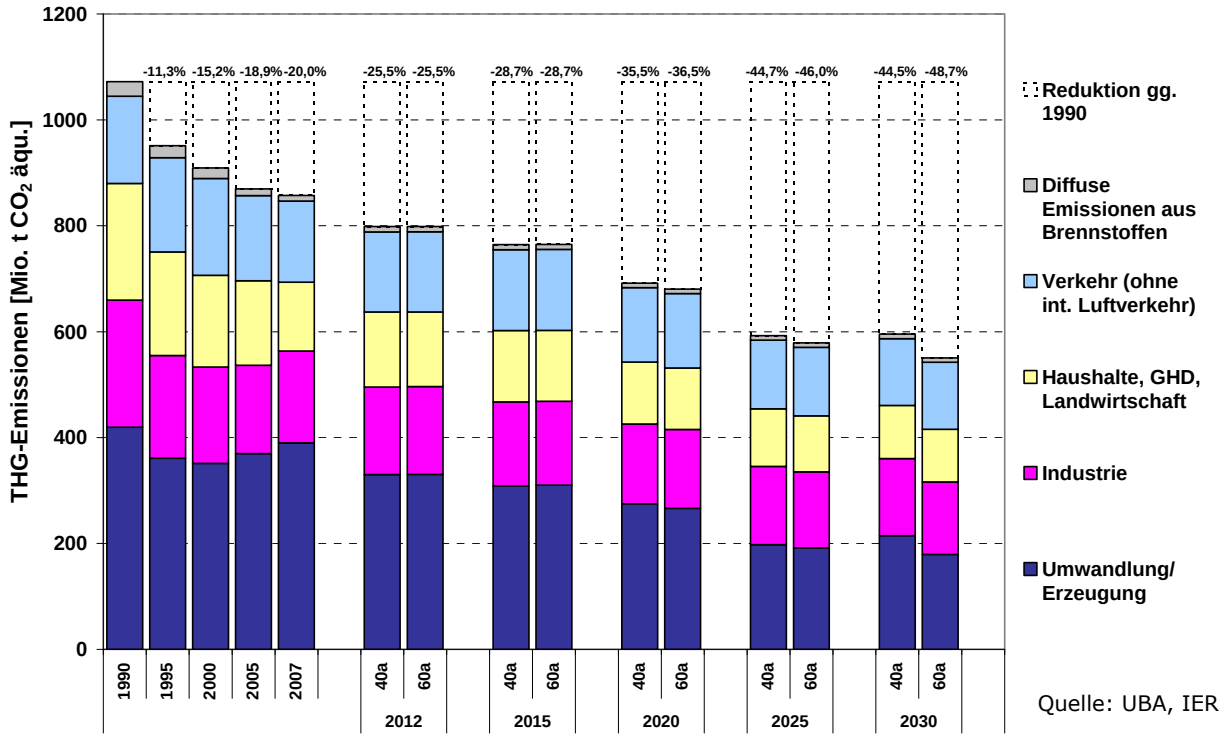
Die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke führt zu einem **geringeren Einsatz von Kohlen und Erdgas in der Stromerzeugung**. Dies beeinflusst den Primärenergiemix. So reduziert sich etwa der Erdgasverbrauch im Jahr 2020 um 11 % bis 13 % gegenüber der Referenzprognose.

Der **Mineralölverbrauch** liegt in den Varianten mit Laufzeitverlängerung in etwa genauso hoch wie in der Referenzprognose.

Bei der Beschränkung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre verringert sich der Einsatz von Kernenergie ab 2020 deutlich. Infolgedessen gleicht sich der Primärenergieverbrauch in dieser Variante nach 2020 allmählich an die Referenzprognose an. In der Variante mit einer Nutzungsdauer der Kernkraftwerke von 60 Jahren liegt der Primärenergieverbrauch hingegen dauerhaft über dem Niveau in der Referenzprognose.

Die **Ausweitung der Nutzung der Erneuerbaren Energien** wird durch eine Vielzahl von politischen Fördermaßnahmen vorangetrieben. Daher ist sie **von der Frage der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke weitgehend unabhängig**.

Geringere THG-Emissionen und Zertifikatspreise bei Laufzeitverlängerung



Quelle: UBA, IER

Die **Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke** bewirkt in Deutschland eine stärkere Reduktion der Treibhausgas (THG)-Emissionen als in der Referenzprognose und erweist sich als **kostengünstige THG-Vermeidungsoption**.

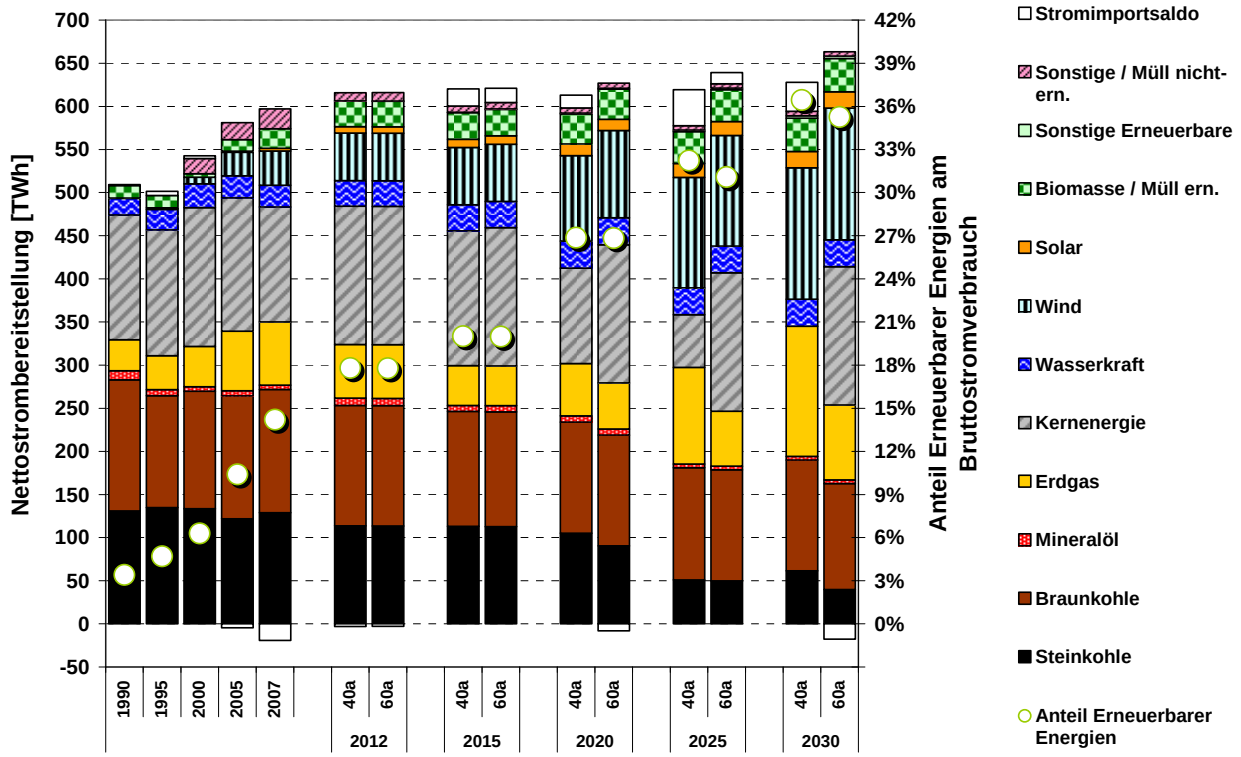
Durch **die Einbindung in den EU-Emissionshandel** führt dies nicht zu sinkenden Gesamtemissionen in Europa, sondern zu einer **deutlichen Reduktion der Preise für EU-Emissionszertifikate**. Im Jahr 2020 liegt der Zertifikatspreis um bis zu 5,1 €$_{2007}$/t CO_2 niedriger als in der Referenzprognose, im Jahr 2030 um bis zu 10,1 €$_{2007}$/t CO_2..

In der Referenzprognose liegen die deutschen THG-Emissionen im Jahr 2020 um 14 bis 25 Mio. t CO_2 äqu. bzw. 2 % bis 4 % höher als in den Varianten mit Laufzeitverlängerung, im Jahr 2030 um 4 bis 50 Mio. t CO_2 äqu. bzw. 1 bis 8 %. Gegenüber 1990 können die THG-Emissionen in den Jahren 2020 und 2030 mit einer Laufzeitverlängerung in Deutschland bis zu 37 % bzw. 49 % gesenkt werden. Im Vergleich zur Referenzprognose ergibt sich eine bis zu 3 %-Punkte bzw. 5 %-Punkte stärkere Reduktion.

Gegenüber der Referenzprognose steigt der Beitrag Deutschlands zur Erfüllung des für 2020 geltenden EU-Ziels einer CO_2-Reduktion um 21 % in den am Emissionshandel beteiligten Sektoren. Angesichts der zusätzlichen CO_2-freien Strommengen aus Kernenergie können die Emissionen gegenüber 2005 um 22 bis 24 % anstatt 20 % reduziert werden.

Während im Umwandlungsbereich der CO_2-Ausstoß im Betrachtungszeitraum geringer als in der Referenzprognose ausfällt, weist der Industriesektor bei Nicht-Berücksichtigung der abnehmenden Emissionen aus der Eigenstromerzeugung ein höheres Emissionsniveau auf.

Strombereitstellung bei Laufzeitverlängerung



Quelle: AGEB, IER

Die Verlängerung der Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke verringert erwartungsgemäß **den Zubaubedarf neuer Kraftwerksleistung in Deutschland**. Mittelfristig (bis ca. 2020) werden im Vergleich zur Referenzprognose bei Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre 7 Gigawatt (GW_{el}) und bei Verlängerung auf 60 Jahre 15 GW_{el} weniger zugebaut. Die geringeren Kraftwerksneubauten betreffen in erster Linie Erdgas-Kraftwerke. Diese Entwicklung setzt sich im Fall der Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre auch bis 2030 fort, wohingegen bei einer Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre mit der Außerbetriebname der Kernkraftwerke gegen Ende des Betrachtungszeitraums erhebliche Ersatzinvestitionen, vornehmlich in Erdgas-Kraftwerke, notwendig sind.

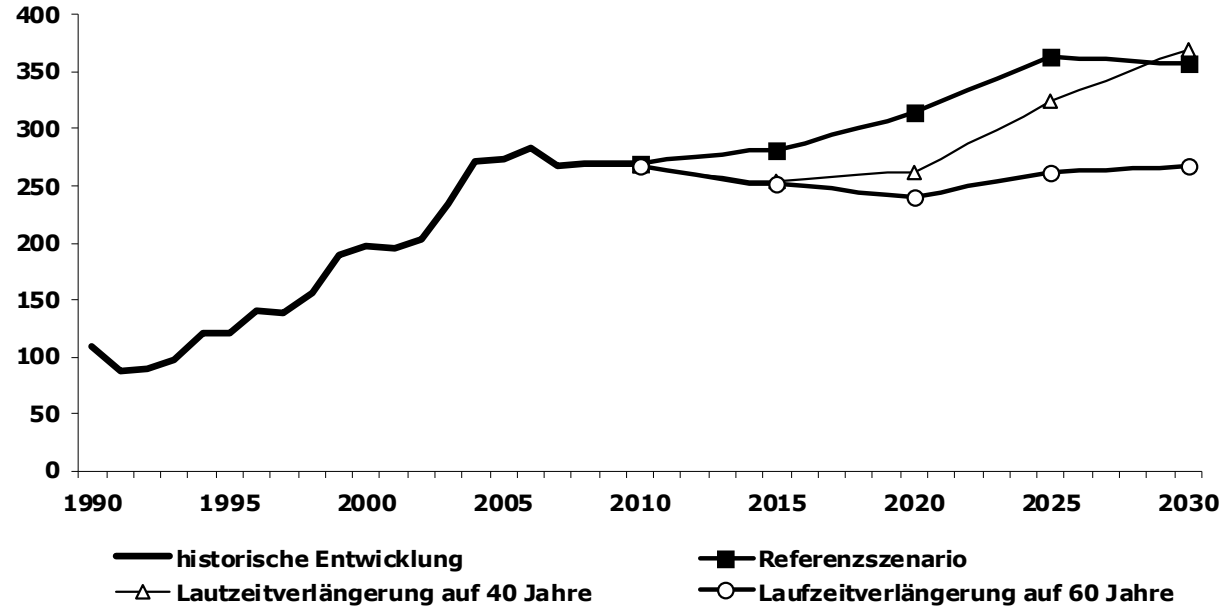
Die veränderte Struktur des Stromerzeugungsmix als Folge der Substitution von Kohle und Erdgas durch Kernenergie führt zu **geringeren spezifischen CO_2-Emissionen in der Stromerzeugung** als in der Referenzprognose: Im Jahr 2020 liegen diese zwischen 324 und 358 kg CO_2/MWh anstatt 409 kg CO_2/MWh, bis 2030 sinken sie auf bis zu 186 kg CO_2/MWh, anstatt auf 289 kg CO_2/MWh wie in der Referenzprognose.

Bei Laufzeitverlängerung kommt es, bedingt durch niedrigere Stromimporte und eine höhere Stromnachfrage, zu einer **Zunahme der inländischen Stromerzeugung** von 616 Mrd. kWh (TWh) in 2012 auf maximal 663 TWh in 2030.

Das Ziel bezüglich des Anteils Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (30 % bis 2020) wird auch bei verlängerter Kernenergienutzung nur knapp verfehlt.

Das nationale Ziel zur Ausweitung der KWK-Stromerzeugung wird ebenso wie in der Referenzprognose nicht erreicht.

Statistisches Energieversorgungsrisiko



Quelle: RWI

Sämtliche Werte beziehen sich auf das Risiko Deutschlands im Jahr 1980, das auf 100 gesetzt wurde.

Das **Versorgungsrisiko Deutschlands** mit Energierohstoffen ist statistisch betrachtet **zwischen 1990 und 2008 um etwa 140 % gestiegen**. Die statistisch ermittelte Tendenz für Deutschland wird durch eine Vielzahl an Fakten qualitativ untermauert. So ist der Anteil der heimischen Förderung am inländischen Angebot sowohl bei der Steinkohle wie auch bei Erdgas seit 1980 erheblich zurückgegangen. Während der Steinkohlenverbrauch abnahm, stieg die inländische Nachfrage nach Erdgas massiv an.

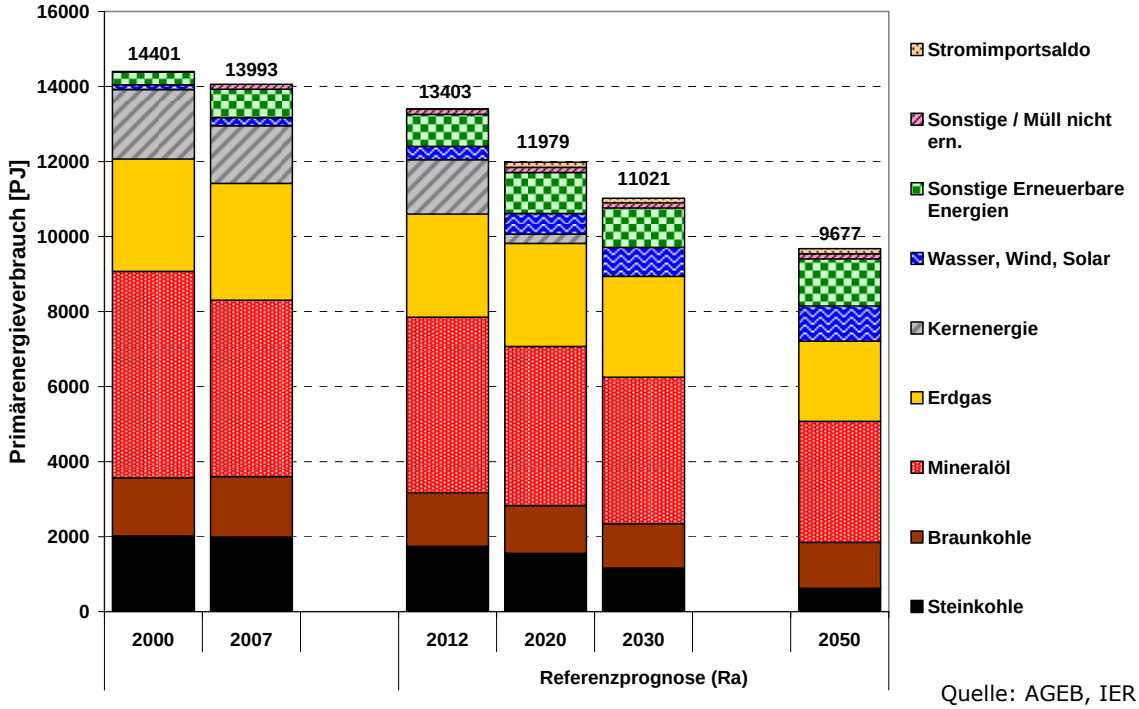
Dies erforderte eine deutliche Zunahme der Gasimporte. Ebenso wie bei Erdöl stammen diese Importe mittlerweile zu großen Teilen aus Russland. Im Jahr 1980 wurde die inländische Gasnachfrage hingegen noch zu etwa einem Drittel durch die heimische Förderung gedeckt.

Bei einer **Laufzeitverlängerung** der deutschen Kernkraftwerke auf 60 Jahre **bleibt das statistische Versorgungsrisiko nahezu unverändert**, **nach der Referenzprognose**, aber auch bei einer Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre, **steigt es hingegen bis 2030 erheblich an.**

Dies hat zwei Hauptgründe: Erstens kann der Rückgang des Anteils der Kernenergie durch den deutlich steigenden Beitrag der Erneuerbaren nicht vollkommen kompensiert werden. Zweitens wird die heimische Gewinnung von Erdgas im Jahr 2030 nur noch einen vernachlässigbaren Beitrag zur Energieversorgung Deutschlands leisten.

Vor dem Hintergrund, dass die Importe aus den Niederlanden und Norwegen rückläufig sein werden und der Anteil von Erdgas am Primärenergiemix bis 2030 wächst, werden zweitens Importe aus Russland künftig eine noch größere Bedeutung haben als bislang. Risiko dämpfend wirkt hingegen, dass der Verbrauch an Mineralöl bis 2030 deutlich bzw. an Erdgas leicht abnehmen wird.

Ausblick 2050



Quelle: AGEB, IER

Die in der Referenzprognose bis 2030 beschriebenen **Entwicklungstrends** bei der Energieversorgung **setzen sich auch nach 2030 fort.**

So kommt es zu einer weiteren deutlichen **Steigerung der Energieproduktivität.** Bis 2050 sinkt der Primärenergieverbrauch in Deutschland auf unter 10 000 PJ - bei gleichzeitiger Steigerung der wirtschaftlichen Leistung. Auch die **Verschiebung in der Struktur des Primärenergieverbrauchs hin zu Erneuerbaren Energien** auf Kosten von fossilen Energieträgern hält nach 2030 an.

In der **Stromerzeugung** ist bis zum Jahr 2050 insbesondere mit einer **verstärkten Nutzung dezentraler Erzeugungstechnologien** zu rechnen. Aufgrund erheblicher Kostendegressionen setzt sich zudem der **Ausbau der Erneuerbaren Energien** in der Stromerzeugung rasch fort. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch nimmt bis zum Jahr 2050 auf rund 45 % zu.

In allen **Endverbrauchssektoren** sind erhebliche Verbrauchsrückgänge insbesondere durch **deutliche Effizienzverbesserungen** zu erwarten. In der Industrie ist zudem mit einer Fortsetzung des Strukturwandels hin zu weniger energieintensiven Branchen zu rechnen. Im GHD-Sektor und bei den Haushalten kommt es mit der weiteren energetischen Sanierung des Gebäudebestandes zu einem fortgesetzten Rückgang des Raumwärmebedarfs. Für die Energieverbrauchsreduktionen im Verkehrssektor sind in erster Linie eine bevölkerungsbedingte Verringerung der Personenverkehrsleistung sowie ein weiteres Absinken des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs verantwortlich.

Der **CO_2-Ausstoß in Deutschland** verringert sich unter den Rahmenannahmen der Referenzprognose **bis 2050 um 65 % gegenüber 1990.** Dabei spielt auch die Anwendung von Technologien zur CO_2-Abscheidung und Speicherung im Kraftwerkspark sowie in der Industrie eine wichtige Rolle.

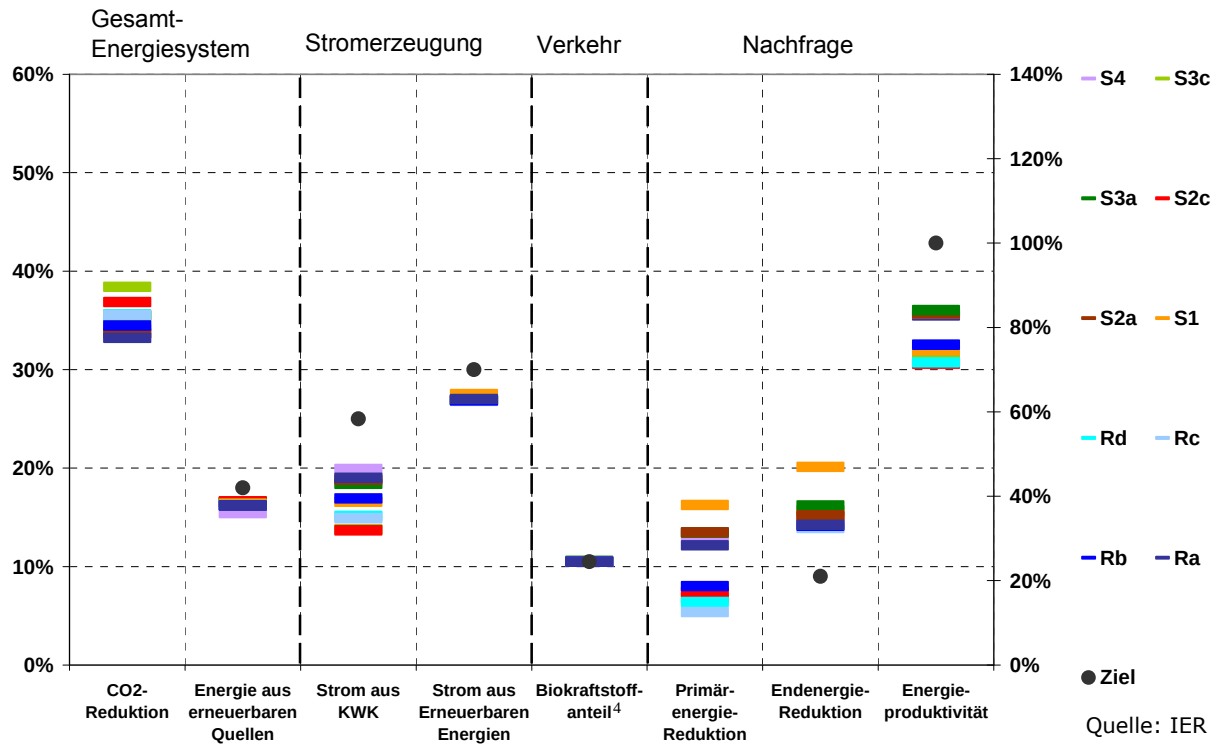
Sensitivitätsanalysen

	Referenz-prognose / Varianten	Sensitivitäten			
		Lange Wirtschafts-krise	Hoher Ölpreis	Verstärkter Klimaschutz	Niedrige Bevölkerungs-entwicklung
Kernenergieausstieg	Ra	S1	S2a	S3a	S4
Laufzeitverlängerung in Deutschland auf 40 (b) / 60 (c) Jahre bzw. in Europa auf 60 Jahre (d)	Rb / Rc / Rd		S2d	S3d	

Mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen werden die **Auswirkungen der Variation wesentlicher Einflussgrößen** auf die Entwicklung der Energieversorgung in der Referenzprognose bzw. der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre aufgezeigt. Dazu wird jeweils eine der folgenden vier Einflussgrößen in substantieller Weise verändert: die wirtschaftliche Entwicklung, die Höhe der Energiepreise, die Klimaschutzziele sowie die Bevölkerungsentwicklung.

Für die Variante mit einer Laufzeitverlängerung der europäischen Kernkraftwerke auf 60 Jahre werden jeweils die Effekte höherer Energiepreissteigerungen sowie eines verschärften Klimaschutzregimes untersucht.

Energie- und klimapolitische Indikatoren für 2020



Quelle: IER

[4] Das Ziel sieht vor, im Jahr 2020 durch den Einsatz von Biokraftstoffen eine Reduktion des Treibhausgasausstoßes um 7 % zu erreichen. Der angegebene Zielwert eines Biokraftstoffanteils von 10,5 % am Gesamtabsatz aller Otto- und Dieselkraftstoffe ergibt sich, wenn die bei Anbau und Herstellung der Biokraftstoffe entstehenden Treibhausgasemissionen mit eingerechnet werden.

Die **Reduktion der CO_2-Emissionen liegt** in den Sensitivitätsanalysen ohne verstärkte Klimaschutzbemühungen **im Jahr 2020 gegenüber 1990 zwischen 34 % und 37 %.** Die größte Emissionsminderung wird bei der Unterstellung höherer Ölpreise und gleichzeitiger Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke (S2d) erzielt. In den Sensitivitäten mit verschärften Klimaschutzbestimmungen werden die Emissionen im Jahr 2020 bezogen auf 1990 maximal um 38 % reduziert. Bis 2030 steigt die Emissionsminderung in diesen Sensitivitäten bis auf 62 %, während in den Sensitivitätsrechnungen ohne striktere Klimaschutzziele der CO_2-Ausstoß im Jahr 2030 maximal um 49 % gegenüber 1990 verringert wird.

Die EU-Vorgabe, den **Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020** auf 18 % auszuweiten, wird bei allen Sensitivitätsrechnungen nur **knapp verfehlt,** ebenso wie das nationale Ziel, bis 2020 einen Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 30 % zu erreichen.

Die Biokraftstoffquote liegt, unabhängig von der Variation der vier Einflussgrößen, **im Jahr 2020 bei circa 10,5 %** und wird damit im Wesentlichen von den Quotenvorgaben bestimmt.

Das Ziel einer Verdopplung des **Anteils des KWK-Stroms** bis 2020 kann **bei keiner dieser Sensitivitätsrechnungen erfüllt** werden. Bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke fällt die Stromerzeugung mittels KWK-Anlagen etwas geringer aus.

Das für 2020 ausgegebene, ambitionierte nationale Ziel einer Verdopplung der **Energieproduktivität** gegenüber 1990 wird in keiner der untersuchten Sensitivitäten erreicht.

Die **Variation einzelner Rahmenannahmen** führt zu **unterschiedlich starken Verringerungen des Primärenergieverbrauchs**. Der stärkste Rückgang erfolgt in der Sensitivität S1 (Längere Wirtschaftskrise). Eine vergleichbare Reduktion ergibt sich bei verschärften Klimaschutzvorgaben und gleichzeitigem Kernenergieausstieg (S3a). In den Sensitivitäten mit Laufzeitverlängerung wird jeweils eine deutlich geringere Verbrauchsminderung erzielt.

Der **Endenergieverbrauch** kann in allen Sensitivitäten aufgrund signifkanter Effizienzsteigerungen deutlich gesenkt werden. Somit wird die **Vorgabe der EU-Direktive, den Endenergieverbrauch bis 2016** gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2001 bis 2005 **um 9 % zu senken**, nach allen Sensitivitätsrechnungen **bereits 2012 erfüllt**.

Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030

Energieprognose 2009

Teil C

Langfassung

Inhaltsverzeichnis Langfassung

1 Einführung 1
1.1 Hintergrund und Zielsetzung 1
1.2 Vorgehensweise 2
1.3 Arbeit des Begleitkreises 4
1.4 Vorliegende Studien – Methodik und Ergebnisse 5

2 Politische Rahmenbedingungen der Energieprognose 8
2.1 Internationale Energie- und Klimaschutzpolitik 8
2.2 Nationale Energie- und Klimaschutzpolitik 15
2.3 Wettbewerb in Energiemärkten 22

3 Prognoserelevante Annahmen 26
3.1 Bevölkerung und Haushalte 27
Bevölkerungsentwicklung 28
Private Haushalte 30
Haushaltsprognose 30
3.2 Wohnflächennachfrage und Geräteausstattung der Haushalte 32
3.3 Wirtschaftswachstum 39
Weltwirtschaftliche Rahmenbedingungen 39
Wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland 41
3.4 Weltweites Angebot und künftige Energiepreise 45
Langfristige Verfügbarkeit von Öl, Gas, Kohle und Uran 46
Rohölpreise 51
Grenzübergangs- und Verbraucherpreise in Deutschland 53
3.5 Fahr- und Verkehrsleistungen im Personen- und im Güterverkehr 58
Pkw-Fahrleistung 59
Fahrleistungen mit Bussen und Stadt- bzw. Straßenbahnen 62
Güterverkehrsleistung 63
3.6 Auswirkungen des Klimawandels auf den Energiesektor 66
Klimawandel 66
Mögliche Konsequenzen des Klimawandels für den Energiesektor 67
Anpassungsmaßnahmen 68
3.7 Elektrizitätserzeugung und -verteilung 68
Kraftwerksbestand und Kraftwerkssterbelinie 70
Aktuelle Kraftwerksprojekte 70
Charakterisierung zukünftiger Erzeugungstechnologien 72
Nutzung regenerativer Energiequellen 79
Ausbau des Übertragungs- und Verteilnetzes und der Kuppelkapazitäten 81

4 Referenzprognose 83
4.1 Entwicklungen auf europäischer Ebene 83
Primärenergieverbrauch 84
Strombereitstellung 85
CO_2-Emissionen und Zertifikatspreise 86
4.2 Endenergieverbrauch in Deutschland 88
Industrie 88
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) 92
Haushalte 94
Verkehr 97
Endenergieverbrauch insgesamt 101
4.3 Umwandlungssektor 103
Strombedarf 104
Strombereitstellung 105
Stromerzeugungskapazitäten 107
Kraftwerkszubau 109
Strompreise 113
Kraft-Wärme-Kopplung 120
Fernwärmeerzeugung 121
Raffinerien 121
Nichtenergetischer Verbrauch 123
4.4 Primärenergieverbrauch 123
Primärenergieverbrauch insgesamt 124
Bilanz der Erneuerbaren Energien 125
Energieproduktivität 129
4.5 Emissionen 130
CO_2- und Treibhausgas-Emissionen 130
Sonstige Emissionen 131

5 Varianten mit Laufzeitverlängerung 133
5.1 CO_2-Preise 134
5.2 Strompreise 135
5.3 Kostendifferenzen und volkswirtschaftliche Auswirkungen 139
5.4 Endenergieverbrauch in Deutschland 145
Industrie 145
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) 147
Haushalte 148
Verkehr 149
Endenergieverbrauch 150

5.5 Umwandlungssektor 151
Strombedarf 151
Strombereitstellung 152
Kraftwerksleistung 154
Kraftwerkszubau 155
Kraft-Wärme-Kopplung 156
5.6 Primärenergieverbrauch 157
Primärenergieverbrauch insgesamt 158
Bilanz der Erneuerbaren Energien 160
Energieproduktivität 160
Energieversorgungsrisiko 162
5.7 Emissionen 168
CO_2- und Treibhausgas-Emissionen 168
Sonstige Emissionen 170
5.8 Energie- und klimapolitische Ziele 175

6 Sensitivitätsanalysen 178

7 Resümee 183

8 Ausblick 2050 185

9 Literatur 193

10 Anhang A: Energieverbrauch und Deckung – Historie 211
10.1 Determinanten des Energieverbrauchs 212
10.2 Primärenergieverbrauch 213
10.3 Stromerzeugung 215
10.4 Endenergieverbrauch 216
10.5 Energieproduktivität und Energieintensität 218
10.6 Emissionen 221

11 Anhang B: Ergebnistabellen und Sensitivitätsanalysen 222
11.1 Datentabellen „Referenzprognose" 222
11.2 Datentabellen „Varianten mit Laufzeitverlängerung" 238
11.3 Sensitivitätsanalyse „Wirtschaftswachstum – Die Krise dauert länger" 270
Veränderungen bei den Rahmenannahmen 270
Veränderungen bei den Ergebnissen 271
11.4 Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg" 279
Veränderungen bei den Rahmenannahmen 279
Veränderungen bei den Ergebnissen 280

11.5 Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung“ 287
Veränderungen bei den Rahmenannahmen 287
Veränderungen bei den Ergebnissen 288
11.6 Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg“..... 296
Veränderungen bei den Rahmenannahmen 296
Veränderungen bei den Ergebnissen 298
11.7 Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung“..... 306
Veränderungen bei den Rahmenannahmen 306
Veränderungen bei den Ergebnissen 307
11.8 Sensitivitätsanalyse „Niedrigere Bevölkerungsentwicklung“ 315
Veränderungen bei den Rahmenannahmen 315
Veränderungen bei den Ergebnissen 316

12 Anhang C: Bericht des wissenschaftlichen Beirats 323
12.1 Zusammensetzung, Ziel und Arbeitsweise des wissenschaftlichen Beirats 323
12.2 Beitrag des Beirats zum Gesamtprojekt 323
12.3 Bewertung der Energieprognose 2009 aus Sicht des Beirats 324
12.4 Kritikpunkte zum Hauptbericht 325

13 Glossar 327

Verzeichnis der Exkurse

Exkurs: Strombedarf von IKT 38
Exkurs: CCS-Technologien 76
Exkurs: Reserveleistung und Windleistungskredit 111
Exkurs: Sensitivitätsanalyse „CCS wird nicht marktfähig" (Ra_NoCCS) 117
Exkurs: Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen höherer Strompreise in Deutschland 137
Exkurs: Kostenbegriffe 142
Exkurs: Variante mit Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 60 Jahre 171
Exkurs: Kosten der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke 175
Exkurs: Wasserstoff und Brennstoffzelle 188

Verzeichnis der Infoboxen

Infobox: Reserven und Ressourcen 47
Infobox: Peak-Oil 49
Infobox: Güterverkehrskennziffern 64
Infobox: Neue Gaspipelines und LNG 166

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Modellinstrumentarium 3

Abbildung 3.1: Wesentliche Bestimmungsgrößen des Energiebedarfs 26

Abbildung 3.2: Entwicklung der Bevölkerungszahl (StaBuA 2008) 28

Abbildung 3.3: Potenzielle Bevölkerungsentwicklungen 29

Abbildung 3.4: Anzahl an privaten Haushalten in Deutschland (StaBuA 2007b) 30

Abbildung 3.5: Entwicklung der Zahl der Haushalte bis 2030 31

Abbildung 3.6: Wohnflächenbestand 1997 und 2007 33

Abbildung 3.7: Wohnflächenentwicklung in der Referenzprognose (Ra) 34

Abbildung 3.8: Räumliche Abgrenzung von städtischen und ländlichen Gebieten..... 36

Abbildung 3.9: BIP-Entwicklung in Deutschland in der Referenzprognose (Ra) 44

Abbildung 3.10: Verschiedene Ölpreisprognosen in realen Preisen 53

Abbildung 3.11: Preisentwicklungen für Benzin und Gas 55

Abbildung 3.12: PKW-Fahrleistung in Deutschland in Mrd. km 62

Abbildung 3.13: Prognostiziertes Verkehrsaufkommen und Verkehrsleistung im Güterverkehr in Deutschland zwischen 2004 und 2030 66

Abbildung 3.14: Anteil an der installierten elektrischen Netto-Engpassleistung und bereitgestellte elektrische Arbeit in 2008 nach Energieträgern 70

Abbildung 3.15: Kraftwerkssterbelinie des Anfang 2009 in Deutschland bestehenden Kraftwerksparks bei Kernenergieausstieg 71

Abbildung 3.16: Entwicklung von Wirkungsgraden und Investitionskosten ausgewählter konventioneller Wärmekraftwerke 75

Abbildung 3.17: Entwicklung der Investitionskosten für Windenergiekonverter (WEA) und Photovoltaikanlagen (PV). 78

Abbildung 4.1: Primärenergieverbrauch in der EU-27 nach Energieträgern in der Referenzprognose (Ra) 85

Abbildung 4.2: Nettostrombereitstellung in der EU-27 in der Referenzprognose (Ra) 86

Abbildung 4.3: Reduktion der CO_2-Emissionen in der EU-27 und resultierender CO_2-Preis im ETS in der Referenzprognose (Ra)..... 87

Abbildung 4.4: Entwicklung der Produktionsmengen in Deutschland für ausgewählte Sektoren in der Referenzprognose (Ra)..... 90

Abbildung 4.5: Endenergieverbrauch der Industrie nach Branchen in der Referenzprognose (Ra) 91

Abbildung 4.6: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern in der Referenzprognose (Ra) 92

Abbildung 4.7: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in der Referenzprognose (Ra) 93

Abbildung 4.8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Haushalte in der Referenzprognose (Ra) 95

Abbildung 4.9: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor nach Kraftstoffen in der Referenzprognose (Ra) 98

Abbildung 4.10: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor nach Verkehrsmitteln in der Referenzprognose (Ra) 100

Abbildung 4.11: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in der Referenzprognose (Ra) 102

Abbildung 4.12: Endenergieverbrauch nach Sektoren in der Referenzprognose (Ra) 103

Abbildung 4.13: Nettostrombedarf in Deutschland in der Referenzprognose (Ra) 105

Abbildung 4.14: Nettostrombereitstellung in Deutschland in der Referenzprognose (Ra) 106

Abbildung 4.15: Stromimportsalden Deutschlands in 2012 und 2020 in der Referenzprognose (Ra) 107

Abbildung 4.16: Nettoengpassleistung in Deutschland in der Referenzprognose (Ra) 108

Abbildung 4.17: Kraftwerkskapazitäten und Nachfragelast zur Spitzenlastzeit in Deutschland in 2012 in der Referenzprognose (Ra) 110

Abbildung 4.18: Zubaukapazitäten in Deutschland nach 2012 in der Referenzprognose (Ra) 111

Abbildung 4.19: Leistungskredit der Windkonverter in der Referenzprognose (Ra) 113

Abbildung 4.20: Reale Jahresdurchschnittspreise für Elektrizität am deutschen Großhandelsmarkt in der Referenzprognose (Ra) 114

Abbildung 4.21: Entwicklung der Strompreise der Haushalte in der Referenzprognose (Ra) 116

Abbildung 4.22: Entwicklung der Industriestrompreise in der Referenzprognose (Ra) 116

Abbildung 4.23: CO_2-Preis in der Referenzprognose (Ra) und in der Sensitivitätsanalyse „CCS wird nicht marktfähig" (Ra_NoCCS) 117

Abbildung 4.24: Nettostromverbrauch in der Referenzprognose (Ra) und in der Sensitivitätsanalyse „CCS wird nicht marktfähig" (Ra_NoCCS) 118

Abbildung 4.25: Nettostrombereitstellung in der Referenzprognose (Ra) und in der Sensitivitätsanalyse „CCS wird nicht marktfähig" (Ra_NoCCS) 119

Abbildung 4.26: KWK-Stromerzeugung in der Referenzprognose (Ra) 120

Abbildung 4.27: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern in der Referenzprognose (Ra) 124

Abbildung 4.28: Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch in der Referenzprognose (Ra) 127

Abbildung 4.29: Entwicklung der CO_2-Emissionen in Deutschland nach Sektoren in der Referenzprognose (Ra) 130

Abbildung 4.30: Reduktion der CO_2-Emissionen in Deutschland im ETS- bzw. Nicht-ETS-Sektor in der Referenzprognose (Ra) 132

Abbildung 5.1: Merit-Order-Kurven der thermischen Erzeugungskapazitäten in Deutschland an einem repräsentativen Wintertag in 2020 für die Referenzprognose (Ra) und für die Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 135

Abbildung 5.2: Jahresdurchschnittspreise für Elektrizität am deutschen Großhandelsmarkt in der Referenzprognose (Ra) und in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 136

Abbildung 5.3: Wertschöpfungseffekte bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke 139

Abbildung 5.4: Beschäftigungseffekte in 2020 bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke 140

Abbildung 5.5: Endenergieverbrauch der Industrie in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 146

Abbildung 5.6: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 148

Abbildung 5.7: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Haushalte in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 149

Abbildung 5.8: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 150

Abbildung 5.9: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 151

Abbildung 5.10: Strombedarf in Deutschland in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 152

Abbildung 5.11: Nettostrombereitstellung in Deutschland in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 153

Abbildung 5.12: Nettostrombereitstellung in der EU-27 in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 154

Abbildung 5.13: Nettoengpassleistung in Deutschland in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 155

Abbildung 5.14: Zubaukapazitäten in Deutschland nach 2012 in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 156

Abbildung 5.15: KWK-Stromerzeugung in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 157

Abbildung 5.16: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 159

Abbildung 5.17: Energieproduktivität in der Referenzprognose (Ra) und in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 162

Abbildung 5.18: Energieversorgungsrisiken der G7 Staaten 164

Abbildung 5.19: Entwicklung der THG-Emissionen nach Emittentengruppen in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) 169

Abbildung 5.20: Reduktion der CO_2-Emissionen in Deutschland im ETS- bzw. Nicht-ETS-Sektor in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 170

Abbildung 5.21: Nettostrombereitstellung in der Variante „Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 60 Jahre" (Rc) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) und zur Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb)..... 171

Abbildung 5.22: Merit-Order-Kurve der thermischen Erzeugungskapazitäten in Deutschland an einem repräsentativen Wintertag in 2020 für die Variante „Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 60 Jahre" (Rc) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) und zur Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) 172

Abbildung 5.23: Primärenergieverbrauch in der Variante Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 40 Jahre (Rc) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) und zur Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rb) 174

Abbildung 5.24: Vergleich energie- und klimapolitischer Ziele mit den Entwicklungen in der Referenzprognose bei Kernenergieausstieg (Ra) und in den Varianten mit Laufzeitverlängerung (Rb, Rc) 177

Abbildung 6.1: Primärenergieverbrauch der Jahre 2020 und 2030 in den Sensitivitätsanalysen 180

Abbildung 6.2: Erreichung energie- und klimapolitischer Ziele in den Sensitivitätsanalysen in 2020 181

Abbildung 8.1: Ausblick 2050 zur Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in der Referenzprognose (Ra) (links) und in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) (rechts) 187

Abbildung 8.2: Ausblick 2050 zur Entwicklung des Endenergieverbrauchs in der Referenzprognose (Ra) (links) und in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) (rechts)..... 189

Abbildung 8.3: Ausblick 2050 zur Entwicklung der Nettostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland in der Referenzprognose (Ra) (links) und in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) (rechts) 191

Abbildung 8.4: Ausblick 2050 zur Entwicklung der CO_2-Emissionen in Deutschland in der Referenzprognose (Ra) (links) und in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) (rechts) 192

Abbildung 10.1: Reale Grenzübergangspreise wichtiger fossiler Energieträger (Jahresdurchschnittswerte) 213

Abbildung 10.2: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland..... 214

Abbildung 10.3: Beitrag der Erneuerbaren Energien zum Primärenergieverbrauch in Deutschland 215

Abbildung 10.4: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland..... 216

Abbildung 10.5: Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Bruttostromerzeugung in Deutschland 217

Abbildung 10.6: Endenergieverbrauch nach Sektoren in Deutschland 217

Abbildung 10.7: Wesentliche Energieindikatoren für Deutschland im Überblick 219

Abbildung 10.8: Primärenergieverbrauch pro Kopf und pro Einheit Bruttoinlandsprodukt im internationalen Vergleich (2006) 220

Abbildung 10.9: Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Sektoren in Deutschland..... 221

Abbildung 11.1: Veränderung prognoserelevanter Inputgrößen in der Sensitivitätsanalyse „Die Krise dauert länger" (S1) gegenüber der Referenzprognose (Ra) 270

Abbildung 11.2: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor in der Sensitivitätsanalyse „Die Krise dauert länger" (S1) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) 271

Abbildung 11.3: Endenergieverbrauch im Industriesektor in der Sensitivitätsanalyse „Die Krise dauert länger" (S1) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) 272

Abbildung 11.4: Veränderungen prognoserelevanter Inputgrößen in der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg" (S2a) gegenüber der Referenzprognose (Ra) 279

Abbildung 11.5: Endenergieverbrauch in der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg" (S2a) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) 280

Abbildung 11.6: Nettostrombereitstellung in der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg" (S2a) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) 281

Abbildung 11.7: Veränderungen prognoserelevanter Inputgrößen in der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung" (S2d) gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rd) 287

Abbildung 11.8: Endenergieverbrauch in der Sensitivität „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung" (S2d) im Vergleich zur Variante mit Laufzeitverlängerung (Rd)..... 288

Abbildung 11.9: Nettostrombereitstellung in der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung" (S2d) im Vergleich zur Variante mit Laufzeitverlängerung (Rd) 290

Abbildung 11.10: Veränderungen prognoserelevanter Inputgrößen in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a) gegenüber der Referenzprognose (Ra) 297

Abbildung 11.11: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) 299

Abbildung 11.12: Nettostrombereitstellung in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) 300

Abbildung 11.13: Veränderungen prognoserelevanter Inputgrößen in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung" (S3d) gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rd) 306

Abbildung 11.14: Endenergieverbrauch der Industrie in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung" (S3d) im Vergleich zur Variante mit Laufzeitverlängerung (Rd) 308

Abbildung 11.15: Nettostrombereitstellung in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung" (S3d) im Vergleich zur Variante mit Laufzeitverlängerung (Rd) 309

Abbildung 11.16: Veränderungen prognoserelevanter Inputgrößen in der Sensitivitätsanalyse S4 „Niedrigere Bevölkerungsentwicklung" (S4) gegenüber der Referenzprognose (Ra) 316

Abbildung 11.17: Endenergieverbrauch in der Sensitivitätsanalyse „Niedrigere Bevölkerungsentwicklung" (S4) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) 317

Abbildung 11.18: Nettostrombereitstellung in der Sensitivitätsanalyse „Niedrigere Bevölkerungsentwicklung" (S4) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) 318

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1: Kürzel der Referenzprognose, der Varianten mit Laufzeitverlängerung und der Sensitivitätsanalysen 4

Tabelle 1.2: Kurzüberblick zu den sozioökonomischen Annahmen aktueller Referenzszenarien für Deutschland 6

Tabelle 1.3: Kurzüberblick zu den Ergebnissen aktueller Referenzszenarien für Deutschland 7

Tabelle 2.1: Nationale energie- und klimapolitische Ziele 17

Tabelle 2.2: Gerundete Steuersätze auf Mineral- und Heizöl in €/1 000 Liter sowie auf Erdgas in €/MWh 21

Tabelle 2.3: Nachfolgeregelung ab 2015 der Beimischungsquoten für Biokraftstoffe 22

Tabelle 3.1: Annahmen über Bevölkerung und Haushalte für die Referenzprognose (Ra) 31

Tabelle 3.2: Wohnflächennachfrage nach Gebäudetyp sowie städtischen und ländlichen Gebieten 36

Tabelle 3.3: Elektrogeräte - Ausstattung in % der Haushalte und spezifischer Jahresverbrauch, Quelle: Fachserie 15, Reihe 2. Fortschreibung des zwischen 2000 und 2007 beobachteten Trends 37

Tabelle 3.4: Konventionelle Reserven an Energierohstoffen 47

Tabelle 3.5: Reichweiten der konventionellen Energiereserven und -ressourcen für das Jahr 2007 48

Tabelle 3.6: Annahmen zur Entwicklung der Rohölpreise des OPEC-Korbs 53

Tabelle 3.7: Korrelationen zwischen den Jahresmittelwerten der Rohöl- und Grenzübergangs- bzw. Nettoverbraucherpreise während der vergangenen drei Jahrzehnte 54

Tabelle 3.8: Grenzübergangspreise 56

Tabelle 3.9: Rohöl- und Endverbrauchspreise für Haushalte 57

Tabelle 3.10: Verbraucherpreise für Industriekunden (ohne Mehrwertsteuer) 57

Tabelle 3.11: Fahrleistung privater Pkw in Mrd. km 61

Tabelle 3.12: Fahrleistung der Busse und Bahnen in Mio. Personenkilometer 63

Tabelle 3.13: In Bau befindliche fossil befeuerte Erzeugungsanlagen ab 50 MW Leistung, Stand April 2009 72

Tabelle 3.14: Kurzcharakteristik ausgewählter konventioneller Wärmekraftwerke, Stand 2010 75

Tabelle 3.15: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in der Referenzprognose (Ra) der Energieprognose 2009 in TWh 79

Tabelle 3.16: Geplanter Ausbau der Kuppelstellen in der EU bis 2020 in MW 82

Tabelle 4.1: Entwicklung wesentlicher Rahmendaten für die Referenzprognose bei Kernenergieausstieg (Ra) der Energieprognose 2009 83

Tabelle 4.2: Entwicklung der ETS-Zertifikatspreise in der Referenzprognose (Ra) 88

Tabelle 4.3: Entwicklung des Nichtenergetischen Verbrauchs nach Energieträgern in der Referenzprognose (Ra) 123

Tabelle 4.4: Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland in der Referenzprognose (Ra) 125
Tabelle 4.5: Beitrag der Erneuerbaren Energien zum Primärenergieverbrauch in Deutschland in der Referenzprognose (Ra) 126
Tabelle 4.6: Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen (in Mrd. €$_{2007}$) in der Referenzprognose (Ra) 129
Tabelle 4.7: Entwicklung der Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen in der Referenzprognose (Ra) 132
Tabelle 5.1: Entwicklung der ETS-Zertifikatspreise in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 135
Tabelle 5.2: Makroeffekte der Laufzeitverlängerung im Vergleich zur Referenzprognose 139
Tabelle 5.3: Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 159
Tabelle 5.4: Primärenergiemix und Versorgungsrisiko in Deutschland 163
Tabelle 5.5: Primärenergiemix und Versorgungsrisiko von Frankreich 165
Tabelle 5.6: Primärenergiemix und Versorgungsrisiko (1980:100) in der Referenzprognose bei Kernenergieausstieg (Ra) 165
Tabelle 5.7: Primärenergiemix und Versorgungsrisiko in Deutschland (1980:100) in der Variante mit Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke (Rb) 166
Tabelle 5.8: Entwicklung der Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) 170
Tabelle 5.9: Entwicklung der ETS-Zertifikatspreise und der Strompreise in der Variante mit Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 60 Jahre (Rc) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) und zur Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) 173
Tabelle 5.10: Nettostromverbrauch in der Variante mit Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 60 Jahre (Rc) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) und zur Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) 173
Tabelle 7.1: Vergleich energie- und klimapolitischer Ziele mit den Entwicklungen in der Referenzprognose bei Kernenergieausstieg und in den Varianten mit Laufzeitverlängerung 184
Tabelle 10.1: Demografische und wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland 212
Tabelle 10.2: Energieeffizienzindikatoren nach Sektoren 220
Tabelle 11.1: Ergebnistabelle Referenzprognose (Ra) 222
Tabelle 11.2: Energiebilanz Deutschland 2012 für die Referenzprognose (Ra) 225
Tabelle 11.3: Energiebilanz Deutschland 2015 für die Referenzprognose (Ra)) 226
Tabelle 11.4: Energiebilanz Deutschland 2020 für die Referenzprognose (Ra) 227
Tabelle 11.5: Energiebilanz Deutschland 2025 für die Referenzprognose (Ra) 228
Tabelle 11.6: Energiebilanz Deutschland 2030 für die Referenzprognose (Ra) 229
Tabelle 11.7: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2012 für die Referenzprognose (Ra) 230
Tabelle 11.8: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2015 für die Referenzprognose (Ra) 230

Tabelle 11.9: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2020 für die Referenzprognose (Ra) 231
Tabelle 11.10: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2025 für die Referenzprognose (Ra) 231
Tabelle 11.11: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2030 für die Referenzprognose (Ra) 232
Tabelle 11.12: Entwicklung der CO_2-Emissionen in der Referenzprognose (Ra) entsprechend der Systematik der nationalen Emissionsinventare 232
Tabelle 11.13: Entwicklung der CO_2-Emissionen in der Referenzprognose (Ra) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie 233
Tabelle 11.14: Entwicklung der CH_4-Emissionen in der Referenzprognose (Ra) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie 234
Tabelle 11.15: Entwicklung der N_2O-Emissionen in der Referenzprognose (Ra) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie 235
Tabelle 11.16: Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen in der Referenzprognose (Ra) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie 236
Tabelle 11.17: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Referenz-prognose (Ra) 237
Tabelle 11.18: Ergebnistabelle Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) 238
Tabelle 11.19: Energiebilanz Deutschland 2012 für die Variante mit Laufzeit-verlängerung auf 40 Jahre (Rb) 241
Tabelle 11.20: Energiebilanz Deutschland 2015 für die Variante mit Laufzeit-verlängerung auf 40 Jahre (Rb) 242
Tabelle 11.21: Energiebilanz Deutschland 2020 für die Variante mit Laufzeit-verlängerung auf 40 Jahre (Rb) 243
Tabelle 11.22: Energiebilanz Deutschland 2025 für die Variante mit Laufzeit-verlängerung auf 40 Jahre (Rb) 244
Tabelle 11.23: Energiebilanz Deutschland 2030 für die Variante mit Laufzeit-verlängerung auf 40 Jahre (Rb) 245
Tabelle 11.24: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2012 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) 246
Tabelle 11.25: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2015 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) 246
Tabelle 11.26: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2020 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) 247
Tabelle 11.27: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2025 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) 247
Tabelle 11.28: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2030 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) 248
Tabelle 11.29: Entwicklung der CO_2-Emissionen in der Variante mit Laufzeit-verlängerung auf 40 Jahre (Rb) entsprechend der Systematik der nationalen Emissionsinventare 248
Tabelle 11.30: Entwicklung der CO_2-Emissionen in der Variante mit Laufzeit-verlängerung auf 40 Jahre (Rb) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie 249

Tabelle 11.31: Entwicklung der CH_4-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie 250
Tabelle 11.32: Entwicklung der N_2O-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie 251
Tabelle 11.33: Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie 252
Tabelle 11.34: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) 253
Tabelle 11.35: Ergebnistabelle Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) 254
Tabelle 11.36: Energiebilanz Deutschland 2012 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) 257
Tabelle 11.37: Energiebilanz Deutschland 2015 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) 258
Tabelle 11.38: Energiebilanz Deutschland 2020 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) 258
Tabelle 11.39: Energiebilanz Deutschland 2025 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) 260
Tabelle 11.40: Energiebilanz Deutschland 2030 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) 261
Tabelle 11.41: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2012 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) 262
Tabelle 11.42: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2015 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) 262
Tabelle 11.43: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2020 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) 263
Tabelle 11.44: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2025 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) 263
Tabelle 11.45: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2030 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) 264
Tabelle 11.46: Entwicklung der CO_2-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) entsprechend der Systematik der nationalen Emissionsinventare 264
Tabelle 11.47: Entwicklung der CO_2-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie 265
Tabelle 11.48: Entwicklung der CH_4-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie 266
Tabelle 11.49: Entwicklung der N_2O-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie 267
Tabelle 11.50: Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie 268

Tabelle 11.51: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) 269
Tabelle 11.52: Ergebnistabelle Sensitivitätsanalyse „Die Krise dauert länger" (S1) 275
Tabelle 11.53: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Sensitivitätsanalyse „Die Krise dauert länger" (S1) 278
Tabelle 11.54: Ergebnistabelle Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg" (S2a) 283
Tabelle 11.55: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg" (S2a) 286
Tabelle 11.56: Ergebnistabelle Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung" (S2d) 292
Tabelle 11.57: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung" (S2d) 295
Tabelle 11.58: Ergebnistabelle Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a) 302
Tabelle 11.59: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a) 305
Tabelle 11.60: Ergebnistabelle Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung" (S3d) 311
Tabelle 11.61: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung" (S3d) 314
Tabelle 11.62: Ergebnistabelle Sensitivitätsanalyse „Niedrigere Bevölkerungsentwicklung" (S4) 319
Tabelle 11.63: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Sensitivitätsanalyse „Niedrigere Bevölkerungsentwicklung" (S4) 322

1 Einführung

Mit dem derzeit schwindenden relativen Beitrag heimischer Energieträger zum gesamten Energieangebot in Deutschland geht eine zunehmende Importabhängigkeit bei gleichzeitig stärker werdendem Wettbewerb um die weltweit vorhandenen Ressourcen einher. Aspekte, die in diesem Zusammenhang von Bedeutung sind, sind die Ölpreisrekorde der jüngeren Vergangenheit, die Peak-Oil Diskussion oder der Erdgaskonflikt zwischen Russland und der Ukraine. Zudem sind die Liberalisierung der Energiemärkte und hier insbesondere das Unbundling, die Kernkraftwerksdebatte und das Schlagwort der bevorstehenden Stromlücke aktuelle Themen der energiewirtschaftlichen und –politischen Diskussion. Des Weiteren sind die Bestrebungen zum Klimaschutz von zentraler Bedeutung für die Entwicklung des globalen und nationalen Energiemarktes. Mit der weltweiten Wirtschaftskrise hat sich zudem der gesamtwirtschaftliche Rahmen des Energiesystems deutlich verändert.

1.1 Hintergrund und Zielsetzung

Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel der Energieprognose 2009, die aktuelle Energieversorgungssituation zu analysieren und die langfristige Entwicklung von Angebot und Nachfrage nach Energieträgern in Deutschland für den Zeitraum bis 2030 mit einem Ausblick bis 2050 abzuschätzen. Dabei sind die Wechselwirkungen hinsichtlich der Nachfrage nach unterschiedlichen Energieträgern und die Einflussnahme über energie- und umweltpolitische Entscheidungen, mit denen verstärkt auf die wachsende Bedeutung von Umweltproblemen reagiert wird, zu berücksichtigen.

Ein bis 2030 sehr wichtiger politischer Einflussfaktor für die Entwicklung der Energiemärkte in Europa und weltweit ist die Klimapolitik. Hier sind in nächster Zeit wichtige Weichenstellungen zu erwarten, insbesondere im Hinblick auf ein Nachfolgeabkommen für das Kyoto-Protokoll. In Deutschland werden wesentliche Teile der Energie- und Klimapolitik durch das Integrierte Energie- und Klimaprogramm (IEKP) der Bundesregierung zusammengefasst. Hier werden Maßnahmen zur Förderung Erneuerbarer Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz ergriffen, um eine Reduktion der Treibhausgasemissionen zu erreichen. Es umfasst neben konkreten Maßnahmen auch politische Absichtserklärungen, deren Umsetzung politischen Unsicherheiten unterliegt.

Aussagen über die künftige Entwicklung der Energiemärkte in Deutschland bedürfen der adäquaten Berücksichtigung der politischen und ökonomischen, aber auch der technischen und ökologischen Rahmenbedingungen und haben zudem der mit Prognosen inhärent verbundenen Unsicherheit Rechnung zu tragen. Vor diesem Hintergrund wurden in der jüngsten Vergangenheit zunehmend modellgestützte Szenarioanalysen durchgeführt, um sachgerechte Entscheidungshilfen für Politik und Energiewirtschaft bereitzustellen. Ziel derartiger Zukunftsanalysen ist es, Konsequenzen alternativer Handlungsoptionen bzw. Rahmenbedingungen quantitativ aufzuzeigen und die damit einhergehende Unsicherheit explizit zu erfassen. Damit kann aufgezeigt werden, welche Konsequenzen hinsichtlich der Erreichung des energiepolitischen Zieldreiecks Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit mit den energie-

wirtschaftlichen Entwicklungen und Rahmensetzungen verbunden sind.

Die für die Analysen entwickelten und eingesetzten EDV-gestützten Modelle erlauben es, komplexe Energiesysteme zu analysieren und Wechselwirkungen der Energiemärkte untereinander sowie mit der übrigen Wirtschaft und der Umwelt zu erfassen. Damit ist es möglich, Informationen über potenzielle zukünftige Entwicklungen der Energieversorgung sowie über die Wirkungen von energiepolitischen Entscheidungen, technologischen Entwicklungen und Veränderungen der nationalen und internationalen Rahmenbedingungen zu gewinnen und bewerten zu können. Diesem Grundansatz folgt auch die methodische Vorgehensweise für die Erstellung der Energieprognose 2009.

Die im Rahmen des Projektes „Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 – Energieprognose 2009" erarbeiteten quantitativen Entwicklungen des Energiesystems und der Energiemärkte in Deutschland und Europa sind dabei nicht als Versuch zu verstehen, die tatsächlich eintretende Entwicklung vorherzusagen. Sie beschreiben eine wahrscheinliche Entwicklung von Energieverbrauch und –versorgung, wenn die unterstellten Entwicklungen unsicherer Einflussfaktoren, wie z. B. der Ölpreise oder des Bruttoinlandsprodukts (BIP), tatsächlich einträten und die unterstellten energiepolitischen Rahmensetzungen und Maßnahmen ihre Wirkung entfalten würden.

Die Bearbeitung dieses Kooperationsprojektes erfolgt durch das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, das Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Essen, das Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim.

1.2 Vorgehensweise

Die Arbeitsgemeinschaft verfolgt für die Erstellung der Energieprognose 2009 einen integrierten Ansatz, bei dem die wesentlichen in das Analysemodell eingehenden Parameter (Abbildung 1.1) auf Basis anerkannter empirischer Untersuchungsmethoden bestimmt werden (Abschnitt 3). Hierzu gehört die Einschätzung der zukünftigen Entwicklung der Preise der fossilen Energieträger. Zudem erfolgt die Bestimmung der ökonomischen, sozio-demographischen und technologischen Determinanten der künftigen Energienachfrage. Die Untersuchung der wesentlichen Determinanten der Energienachfrage erfolgt, nach Energieverbrauchssektoren gegliedert, anhand moderner ökonometrischer und technisch-ökonomischer Analyseverfahren. Eine Projektion der Entwicklung der sektoralen Energienachfrage sowie eine technische, ökonomische und ökologische Charakterisierung von Schlüsseltechnologien des Umwandlungssektors runden diese Analysen ab.

Aufbauend auf den Szenariorandbedingungen werden mit dem Berechenbaren Allgemeinen Gleichgewichtsmodell NEWAGE die volkswirtschaftlichen Entwicklungen quantifiziert. Hierzu gehören die Auswirkungen der Szenarien und Varianten auf gesamtwirtschaftliche Indikatoren, wie z. B. Wachstum des Bruttoinlandsprodukts, Beschäftigung, Konsum, Investitionen, Außenhandel und Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie. Die ökonomischen Auswirkungen von Energiepolitiken, wie z. B. der Förderung Erneuerbarer Energien, der CO_2-Minderung oder des Kernenergieausstiegs, sind das Ergebnis komplexer technologischer und

ökonomischer Anpassungsreaktionen, die sich nur im Rahmen geschlossener gesamtwirtschaftlicher Modelle erfassen lassen, die neben den sektoralen Rückkopplungseffekten auch die internationalen außenhandelsbezogenen Wirkungen abbilden. Für die Szenarioanalysen wird daher eine globale Modellversion von NEWAGE verwendet, die Deutschland mit seiner sektoralen Produktion (5 Energiesektoren, 11 Industrie- und Dienstleistungssektoren) explizit modelliert. Neben Deutschland sind 9 weitere Länder bzw. Regionen, darunter der Rest der EU-15 sowie die 12 neuen EU-Staaten, die USA und China erfasst. Die Modellspezifikation erlaubt z. B. auch die Abbildung einer Weiterentwicklung des internationalen Emissionsrechtehandels.

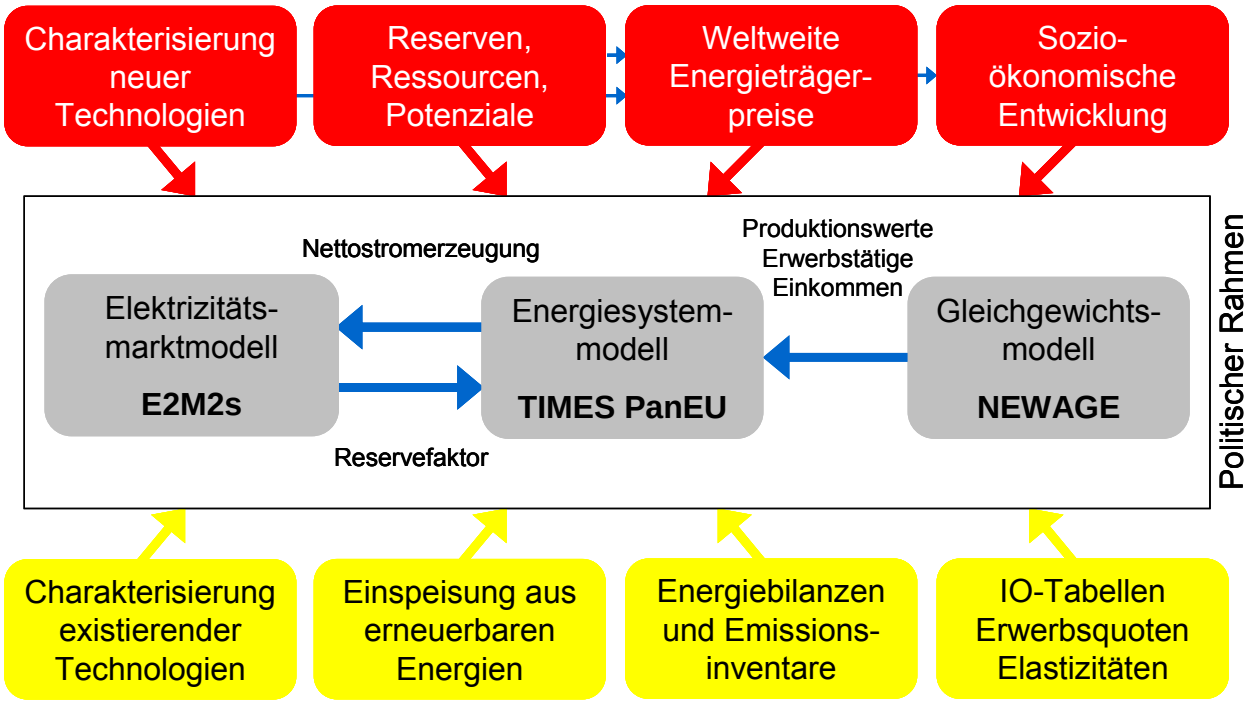


Abbildung 1.1: Modellinstrumentarium

Den Kern der modelltechnischen Fundierung der Energieprognose 2009 stellt das europäische Energiesystemmodell TIMES PanEU[1] dar (Abbildung 1.1). Hier erfolgt die Projektion detailliert sowohl bezüglich der Energieanwendung (Nieder-, Mittel- und Hochtemperaturwärme, Kraft stationär, Kraft mobil, Information/Kommunikation) als auch bezüglich der Energieträger (Mineralölmarkt, Kohlemarkt, Gasmarkt, Elektrizitätsmarkt, Fern- und Nahwärmemarkt, regenerative Energien, neue Sekundärenergieträger (Methanol, Wasserstoff)) und nach Sektoren (inkl. dem nicht-energetischen Verbrauch). Mit dem europäischen Modellansatz und seiner Untergliederung nach 30 einzelnen Ländern wird gewährleistet, dass der deutsche Energiemarkt vollständig und konsistent als Teil des europäischen Energiemarktes beschrieben wird.

Die Einspeisung der Onshore und Offshore Windenergie in das Elektrizitätsnetz beeinflusst zunehmend die Entwicklung der Stromerzeugung und die Bereitstellung von Reserveleistung. Dies hat

[1] Eine umfassendere Modellbeschreibung sowie Anwendungsbeispiele für das TIMES PanEU Modell finden sich u.a. bei (NEEDS 2006), (Blesl et al. 2008), (Kuder, Blesl 2008) und (Kober, Blesl 2009).

signifikante Auswirkungen auf die Strom-Großhandelspreise in Deutschland. Um den mittel- bis langfristigen Einfluss der Windenergieeinspeisung und des geplanten Kernenergieausstiegs auf die Entwicklung des Kraftwerksparks und die notwendige Reservevorhaltung zu identifizieren sowie die Großhandelspreise (Baseload, Peakload) zu bestimmen, wird das hoch aufgelöste Elektrizitätsmarktmodell E2M2s verwendet. Damit werden, basierend auf den Ergebnissen aus TIMES PanEU zum Kraftwerkseinssatz die Großhandelspreise berechnet. Die Bestimmung der Reservevorhaltung dient dann wiederum als Input für die systemtechnischen Analysen.

Auf dieser Basis wird mit Hilfe des konsistenten Modellinstrumentariums für die Stichjahre 2012, 2015, 2020, 2025 und 2030 sowie einem Ausblick bis 2050 die Referenzprognose der Entwicklung der deutschen Energiewirtschaft erläutert. Es ist hier darauf hinzuweisen, dass die ausgewiesenen Werte für die Untersuchungsjahre 2012 bis 2030 als Trendpfad zu verstehen sind, von dem es in Realität Abweichungen geben kann. In der Referenzprognose wird vom 2002 gesetzlich geregelten Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland ausgegangen, in zwei Varianten wird diese Restriktion fallen gelassen, wobei die Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke auf 40 bzw. 60 Jahre festgelegt wird.

Für die Referenzprognose und für die Varianten mit Laufzeitverlängerung werden die internationale (globale) Einbettung und die Wechselwirkungen zwischen der Entwicklung der Energieversorgung und der Gesamtwirtschaft bzw. der Arbeitsplätze sowie der Umwelt bzw. des Klimas im Sinne eines konsistenten Szenariobildes berücksichtigt. Zur Erfassung der Auswirkungen der Variation zentraler Einflussgrößen und um die Effekte verschiedener energie- und umweltpolitischer Einflussnahmen und Handlungsoptionen aufzuzeigen, werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Die im Rahmen der Energieprognose 2009 verwendeten Szenarienkürzel sind in Tabelle 1.1 aufgeführt.

Tabelle 1.1: Kürzel der Referenzprognose, der Varianten mit Laufzeitverlängerung und der Sensitivitätsanalysen

	Referenzprognose / Varianten	Sensitivitäten			
		Lange Wirtschaftskrise	Hoher Ölpreis	Verstärkter Klimaschutz	Niedrige Bevölkerungsentwicklung
Kernenergieausstieg	Ra	S1	S2a	S3a	S4
Laufzeitverlängerung in Deutschland auf 40 (b) / 60 (c) Jahre bzw. in Europa auf 60 Jahre (d)	Rb / Rc / Rd		S2d	S3d	

1.3 Arbeit des Begleitkreises

Bei der Erstellung der Energieprognose 2009 wurde der Projektgruppe ein wissenschaftlicher Begleitkreis zur Seite gestellt. Er setzt sich aus Wissenschaftlern zusammen, die über langjährige Erfahrungen mit eigenen Modell- und Szenariostudien verfügen:

Prof. Dr. Georg Erdmann, Technische Universität Berlin (Leiter des Begleitkreises)

Dipl.-Math. Jürgen-Friedrich Hake, Forschungszentrum Jülich

Prof. Dr. Bernd Meyer, Universität Osnabrück

Prof. Dr. Wolfgang Pfaffenberger, Jacobs-Universität Bremen

Ziel des Begleitkreises ist die unvoreingenommene methodische und inhaltliche Beratung der Studienersteller und des Auftraggebers, wobei die Plausibilitätsprüfung der Prognose im Vordergrund steht. Das Vorgehen des Begleitkreises kann mit einem in der Wissenschaft üblichen Review-Prozess verglichen werden.

Der wissenschaftliche Begleitkreis traf sich im Projektverlauf insgesamt dreimal mit dem Projektteam sowie Vertretern des Auftraggebers, um die Arbeitsergebnisse zu sichten, zu diskutieren und zu kommentieren. Parallel dazu erstellten die Mitglieder des Begleitkreises schriftliche Stellungnahmen zu den Zwischenberichten. Besonderes Augenmerk lag in der Diskussion der Gesamtkonsistenz der gewählten methodischen Ansätze, der getroffenen Rahmenannahmen und der quantitativen Prognoseergebnisse. Als Ergebnis dieses Prozesses entstand eine Liste von Fragen und Anregungen, die dem Auftraggeber und den an der Projektarbeit engagierten Instituten zur Verfügung gestellt wurde. Schwerpunkte waren insbesondere:

Inhaltliche und strukturelle Ausgestaltung des Prognosevorgehens

Konsistenz des gewählten Modellinstrumentariums hinsichtlich der abgebildeten Interdependenzen von internationalen und nationalen Entwicklungen

Inhaltliche und formale Plausibilität zwischen Demographie, Einkommensentwicklung und anderen binnenwirtschaftlichen Veränderungen einerseits sowie der Entwicklung des Energiesystems andererseits

Adäquate Berücksichtigung der Auswirkungen der weltweiten Finanzkrise

Konkrete Vorschläge für die Definition von Szenarien und Sensitivitätsanalysen

Diskussion und Interpretation prognoserelevanter Themen vor dem Hintergrund unterschiedlicher theoretischer Denkschulen

Während und über die Arbeitstreffen bestand zwischen den Studienerstellern und dem Begleitkreis ein sehr intensiver wissenschaftlicher Austausch im Stile eines Review-Prozesses, wobei um die eine oder andere Position in Einzelfällen gelegentlich auch hart, aber am Ende immer konstruktiv gerungen wurde. Durch den Prozess konnte der Beirat verschiedentlich Anregungen geben, die von der Projektgruppe positiv aufgegriffen und bei den Modellierungsarbeiten entsprechend umgesetzt wurden.

Der Bericht des wissenschaftlichen Beirats ist im Anhang C enthalten (Abschnitt 12). Die Kritikpunkte zum Hauptbericht (Abschnitt 12.4) beziehen sich auf den Berichtsentwurf der Energieprognose 2009 vom 14.09.2009. Diese wurden in der vorliegenden Schlussfassung bereits berücksichtigt.

1.4 Vorliegende Studien – Methodik und Ergebnisse

Im Folgenden werden wesentliche Ergebnisse und Annahmen ausgewählter neuerer Untersuchungen zur Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland vergleichend dargestellt. Damit soll eine Einordnung der Ergebnisse der Energieprognose 2009 und der ihr zugrunde lie-

genden sozioökonomischen Rahmenentwicklungen ermöglicht werden.

Die Angaben in Tabelle 1.2 und Tabelle 1.3 umfassen die Energiewirtschaftliche Referenzprognose (EWI REF) (EWI/Prognos 2005), die Studie European Energy and Transport – Trends to 2030 Update 2007 (PRIMES 2007) (Europäische Kommission 2008), das Mit-Maßnahmen-Szenario der Politikszenarien für den Klimaschutz IV und V (POL IV MMS & POL V MMS) (UBA 2008 & 2009), und das Referenzszenario der ESSO Energieprognose 2008 (ESSO 2008) (ExxonMobil 2008).

Dazu sind in Tabelle 1.2 als wichtige Rahmenannahmen die Entwicklung der Bevölkerung, des Bruttoinlandsprodukts und der Rohölimportpreise dargestellt. Abgesehen von der Studie der Europäische Kommission European Energy and Transport – Trends to 2030 Update 2007, unterstellen diese Szenarien bis 2020 einen sehr ähnlichen Bevölkerungsrückgang, um etwas mehr als eine Million Menschen gegenüber 2005. Von einer stärkeren Verringerung wird bis 2030 ausgegangen: Je nach Szenario beträgt der Bevölkerungsumfang zwischen 79,3 bis 81,1 Mio. im Vergleich zu 82,5 Mio. im Jahr 2005.

Tabelle 1.2: Kurzüberblick zu den sozioökonomischen Annahmen aktueller Referenzszenarien für Deutschland

	2005	2020					2030				
	Statistik*	EWI REF	PRIMES 2007	POL IV MMS	POL V MMS	ESSO 2008	EWI REF	PRIMES 2007	POL IV MMS	POL V MMS	ESSO 2008
Bevölkerung (Mio)	82,5	81,3	82,7	81,4	81,3	81,3	79,3	81,1	79,4	79,8	79,8
Veränderung ggü. 2005 (%)	-	-1,41	0,29	-1,30	-1,38	-1,41	-3,84	-1,65	-3,69	-3,29	-3,23
Bruttoinlandsprodukt (Mrd. €$_{2000}$)	2125,0	2638	2781	2669	2779	2886	2990	3113	3029	3208	3511
Wachstumsrate ab 2005 (% p.a.)	-	1,45	1,81	1,53	1,80	2,06	1,38	1,54	1,43	1,66	2,03
Rohölimportpreis ($_{2007}$/bbl)	54,82	39,2	64,9	57,5	61,9	-	45,3	66,7	73,4	64,0	-
Veränderung ggü. 2005 (%)	-	-28,6	18,4	4,9	12,9	-	-17,4	21,7	33,9	16,8	-

* Statistische Werte aus BMWI (2009): Energiedaten

Bezüglich der Entwicklung der Wirtschaftsleistung wird für den Zeitraum von 2005 bis 2030 von einer jährlichen durchschnittlichen Wachstumsrate des realen Bruttoinlandsprodukts zwischen 1,38 % und 2,03 % ausgegangen. Alle Szenarien gehen im Zeitablauf von einer Abschwächung des Wirtschaftswachstums aus. Demnach erreicht das Bruttoinlandsprodukt Werte zwischen 2 990 Mrd. €$_{2000}$ und 3 511 Mrd. €$_{2000}$ in 2030, ausgehend von 2 125 Mrd. €$_{2000}$ im Jahr 2005.

Bei der Entwicklung des Rohölimportpreises sind zwischen den verschiedenen Referenzszenarien deutliche Abweichungen zu beobachten. In der 2005 erstellten Energiewirtschaftlichen Referenzprognose (EWI REF) von (EWI, Prognos 2005) liegt der reale Grenzübergangspreis für Rohöl 2030 mit 45,3 $_{2007}$ pro Barrel circa 17 % niedriger als der statistische Ausgangswert für 2005. Diesbezüglich muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass diese Studie bereits Anfang 2005 fertig gestellt wurde und somit der deutliche Preisanstieg seit 2005 nicht mehr in die Analyse miteinbezogen werden konnte. Demgegenüber erwarten die anderen Studien in ihren Referenzszenarien einen Anstieg des realen Rohölimportpreises um 17 % bis 34 % bis 2030, so dass er 2030 zwischen 64 und 73 $_{2007}$ pro Barrel liegt. Des Weiteren muss darauf hingewiesen werden, dass in European Energy and Transport – Trends to 2030 Update 2007 nicht der Rohölimportpreis, sondern der Weltmarktpreis für Rohöl ausgewiesen wird.

In allen Szenarien ergibt sich ein leichter Rückgang des Primärenergiever-

brauchs bis 2030 (Tabelle 1.3). Bezogen auf 2005 liegt dieser Rückgang bis 2020 zwischen 6 % und 11 %, bis 2030 zwischen 7 % und 16 %. 2030 liegt der Primärenergieverbrauch demnach zwischen 12 129 PJ und 13 418 PJ. Eine Ausnahme bilden die Politikszenarien V, wo sich bis 2020 nur eine geringfügige Reduktion des Primärenergieverbrauchs gegenüber dem statistischen Ausgangswert von 2005 von circa 2 % ergibt. Diesbezüglich muss allerdings darauf hingewiesen werden, dass in den verschiedenen Studien bereits für das Jahr 2005 unterschiedliche Ausgangswerte genannt werden. Während die Politikszenarien IV in Übereinstimmungen mit der AG Energiebilanzen von 14 465 PJ ausgeht, wird etwa in den Politikszenarien V oder in der Esso Energieprognose 2008 ein deutlich höherer Wert angesetzt.

Tabelle 1.3: Kurzüberblick zu den Ergebnissen aktueller Referenzszenarien für Deutschland

	2005	2020					2030				
	Statistik	EWI REF	PRIMES 2007	POL IV MMS	POL V MMS	ESSO 2008	EWI REF	PRIMES 2007	POL IV MMS	POL V MMS	ESSO 2008
Primärenergieverbrauch (PJ)	14465	13019	13592	12855	14116	13511	12129	13418	12342	-	13276
Anteil EE (%)	4,6	8,3	8,6	9,3	14,9	8,2	11,5	10,2	14,3	-	11,7
Stromerzeugung (TWh)	623,6	594	673	597	611	-	584	694	584	-	-
Anteil EE (%)	16,3	23,6	13,5	23,6	31,7	-	29,5	16,1	30,3	-	-
Endenergieverbrauch (PJ)	9173	8838	9607	8927	9562	-	8427	9708	8575	-	-
Veränderung der CO_2-Emissionen ggü.1990 (%)	-15,7	-18,1	-14,5	-26,4	-28,1	-11,0	-24,4	-14,2	-32,3	-	-16,3
Wachstumsrate der Energieproduktivität ab 2005 (% p.a.)	-	2,2	2,2	2,3	2,0	2,5	2,1	1,8	2,1	-	2,4

Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch steigt weiterhin leicht an und liegt im Jahr 2030 zwischen 10 % und 14 %. Auch der Beitrag der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung erhöht sich, in der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose und den Politikszenarien IV auf knapp 24 % bis 2020 und bis 2030 auf ca. 30 %. In den Politikszenarien V wird bereits 2020 ein Anteil von beinahe 32 % erreicht. Die Angaben in European Energy and Transport – Trends to 2030 Update 2007 umfassen nur den Anteil von Wasserkraft und Windenergie an der Stromerzeugung und können daher nicht für diesen Vergleich herangezogen werden.

In Bezug auf die Entwicklung bei der Stromerzeugung ist hingegen kein eindeutiger Trend erkennbar: Während sich für den Zeitraum 2005 bis 2030 in European Energy and Transport ein Anstieg der Stromproduktion um 11 % auf 694 TWh ergibt, wird in der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose und den Politikszenarien IV ein schwacher Rückgang um ca. 6 % auf 584 TWh erwartet. Auch beim Endenergieverbrauch steht einer leichten Reduktion um 8 % (auf 8 427 PJ) in der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose bzw. um knapp 7 % (auf 8 575 PJ) in Politikszenarien IV zwischen 2005 und 2030 eine Erhöhung in European Energy and Transport um ca. 6 % (auf 9 708 PJ) gegenüber.

In allen Szenarien ergibt sich ein Rückgang der energiebedingten CO_2-Emissionen gegenüber 1990. Dieser beläuft sich auf 11 % bis 28 % im Jahr 2020 und in 2030 auf 14 % bis 32 %. Als eine weitere wichtige Kenngröße wird in der deutschen Energiepolitik die Energieproduktivität (gemessen als Einheit Bruttoinlandsprodukt (BIP) pro Primärenergieverbrauch) angesehen. Diese steigt in diesen Szenarien zwischen 2005 und 2020 im Durchschnitt jährlich um 2,0 % bis 2,5 %.

2 Politische Rahmenbedingungen der Energieprognose

Für die zukünftige Entwicklung der Energiemärkte ist eine Reihe von politischen Rahmenbedingungen bedeutsam, die in diesem Abschnitt als Grundlage für die in der Energieprognose 2009 getroffenen Annahmen diskutiert werden. Eine besondere Herausforderung stellt dabei die Abschätzung der Ergebnisse gegenwärtiger Entscheidungsprozesse in der Umwelt- und Ordnungspolitik dar, die voraussichtlich für die Energieversorgung wesentliche Veränderungen mit sich bringen werden. In der Energieprognose 2009 werden globale, europäische und nationale Entwicklungen berücksichtigt. Abschnitt 2.1 schildert die internationale und Abschnitt 2.2 die nationale Energie- und Klimaschutzpolitik. Abschnitt 2.3 geht auf die wettbewerblichen Rahmenbedingungen in der EU und Deutschland ein.

2.1 Internationale Energie- und Klimaschutzpolitik

Zur Charakterisierung der gegenwärtigen und zukünftigen Entwicklung der internationalen Energie- und Klimaschutzpolitik werden einerseits die politischen Parameter hergeleitet, die den quantitativen Analysen zugrunde liegen. Andererseits werden die modellbasierten Analysen in eine schlüssige Gesamtentwicklung eingebettet.

Hinsichtlich der internationalen Entwicklung besteht nach dem Scheitern der Verhandlungen in Kopenhagen nach wie vor große Unsicherheit. Dennoch ist davon auszugehen, dass es für die Zeit nach dem Auslaufen des Kyoto-Protokolls im Jahr 2012 zu einem Klimaschutzabkommen kommen wird. Es ist jedoch nicht zu erwarten, dass anspruchsvolle Emissions-Minderungsziele für 2020 zeitnah festgeschrieben werden.

Die internationale Energie- und Klimapolitik wirkt auf die deutschen Energiemärkte insbesondere durch die rechtliche Rahmensetzung der EU: Mit den im „Climate and Energy Package" zusammengefassten Regelungen wurden Vorgaben zur Emissionsminderung, zur Energieeinsparung und zum Ausbau Erneuerbarer Energien für die Zeit bis 2020 gemacht. Für die Zeit von 2020 bis 2030 wird von einer Fortsetzung solcher Politiken in der EU und in anderen Ländern mit konstanten Emissionsminderungsraten ausgegangen.

Die globale Klimapolitik ist mittlerweile eine zentrale Größe für die weitere Entwicklung der Energiemärkte. Gemeinsame Grundlage der weltweiten Klimaschutzbemühungen ist bisher das Kyoto-Protokoll. Weltweit haben jedoch viele Länder das Protokoll nicht ratifiziert oder die gesetzten Ziele verfehlt. Dies betrifft auch Mitgliedsländer der EU, obwohl in der Folge des Abkommens das europäische Emissionshandelssystem (Emission Trading Scheme ETS) eingeführt wurde: bei hinreichend stringenter Umsetzung ein sehr effizientes Instrument zur Reduktion von Treibhausgasen.

Internationale Klimapolitik bis 2030: eine bleibende Herausforderung

Nach dem Copenhagen Accord der im Dezember 2009 in Kopenhagen erreicht wurde (UNFCCC, 2009) und bisher nur einen Minimalkonsens darstellt, wird auf der UN-Klima-Konferenz in Mexiko Ende 2010 erneut ein bindendes Abkommen zur

Reduktion von Treibhausgasemissionen nach 2012 angestrebt. Die Notwendigkeit stringenter Emissionsminderungen ist seit dem letzten Report des Intergovernmental Panel on Climate Change allgemein anerkannt (IPCC 2007). Die bisherigen Erfahrungen lassen jedoch vermuten, dass es in naher Zukunft keine Möglichkeit geben wird, einen adäquaten Beitrag aller Länder zum Klimaschutz tatsächlich durchzusetzen. Es ist daher absehbar, dass ein zukünftiges Abkommen nur begrenzte Klimaschutzbemühungen weltweit nach sich ziehen wird. Für die Referenzprognose ist daher ebenso wenig von einem Durchbruch im globalen Klimaschutz auszugehen wie von einem endgültigen Abbruch der internationalen Bemühungen. Die Herausforderung, weltweit stringente Maßnahmen zur Emissionsreduktion durchzusetzen, bleibt damit bestehen[2].

Kernstück eines neuen Abkommens werden Emissionsminderungsziele sein. Die Förderung klimafreundlicher Technologien wird sich nur als abgeleitetes Ziel in der Vereinbarung wiederfinden. Als Ergebnis zukünftiger Verhandlungen sind vor allem Emissionsminderungszusagen von Seiten der Industrieländer zu erwarten. Im Rahmen des sogenannten „Copenhagen Accords" haben eine Reihe von Ländern Ende Januar 2010 ihre grundsätzliche Bereitschaft zur Reduktion von Treibhausgasen auch quantitativ dargelegt. Die Umsetzung wird weiterhin auf nationaler oder kontinentaler Ebene stattfinden. Bedeutende Entwicklungs- und Schwellenländer wie China oder Indien sind gemäß der Ende Januar 2010 beim Sekretariat der UNFCCC eingegangenen „Pledges" derzeit nicht Willens verbindlichen Emissionsobergrenzen zuzustimmen. In aufstrebenden Volkswirtschaften ist daher maximal mit Effizienzverbesserungen zu rechnen.

Die Parallel-Existenz unterschiedlicher Emissionshandelsysteme in den entwickelten Staaten ist aus ökonomischer Sicht nicht effizient (Anger 2008, Alexeeva-Talebi/Anger 2007), wird sich jedoch aufgrund von politischen Divergenzen nicht in Kürze überwinden lassen. Im Rahmen des Clean Development Mechanismus (CDM) wird jedoch die klimapolitische Zusammenarbeit von Industriestaaten und Entwicklungs- und Schwellenländern fortgesetzt. Dieser Mechanismus erlaubt es Industrienationen, ihre Zusagen durch Umsetzung von Emissionsminderungsmaßnahmen in Entwicklungs- und Schwellenländern günstiger zu erreichen, als dies allein durch Maßnahmen im Inland möglich wäre[3]. Voraussetzung für die Effektivität des Mechanismus sind verbindliche Umsetzungszusagen der Zielländer.

Auch für den Zeitraum ab 2020 ist mit einer Fortsetzung der nationalen Klimaschutzbemühungen zu rechnen. Die Europäische Kommission strebt einen integrierten Emissionshandel der OECD-Staaten bereits im Jahr 2015 an, einen globalen Markt für Emissionsrechte ab dem Jahr 2020. Dies erscheint angesichts der unterschiedlichen Zielsetzungen einzelner Kontinente und bedeutender Schwellenländer kaum erreichbar. Ohne ein internationales Klimaabkommen ist sogar die Fortsetzung des Clean Devellopment Mechanism und der Joint Implementation gefährdet. Mit dem Ende der Rechtsgültigkeit des Kioto-Protokolls laufen auch die Bestimmungen

[2] Eine Sensitivitätsanalyse, die ein stringentes internationales Klimaschutzregime berücksichtigt, wird in Kapitel 6 bzw. Kapitel 11.6 und 11.7 vorgestellt.

[3] In den Modellen, die für die Energieprognose 2009 verwendet werden, werden solche Mechanismen zum Teil implizit berücksichtigt.

für die genannten flexiblen Mechanismen aus. Die Nutzung von CER und ERU im Emissionshandel aus Projekten die vor 2012 genehmigt wurden bleibt davon unbenommen.

Klimapolitik in der Europäischen Union

Im Januar 2008 wurde das Klima- und Energiepaket der EU vorgestellt (EU Climate and Energy Package). Kern des Pakets sind die sogenannten 20-20-20 Ziele: Bis 2020 soll der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch in der EU 20 % betragen, 20 % des Primärenergieverbrauchs bezogen auf eine vorher bestimmte Trendentwicklung eingespart werden und die CO_2-Emissionen gegenüber 1990 um 20 % verringert werden. Im Dezember 2008 wurden mehrere Richtlinien zur Umsetzung des Klima- und Energiepaketes beschlossen, die die Entwicklung des europäischen Energiesektors für die nächsten Jahre bestimmen werden.

Die Emissionen der am europäischen Emissionshandelssystem (ETS) beteiligten Sektoren sollen ab 2013 gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2008-2012 um jährlich 1,74 % gesenkt werden, um so bis 2020 eine Reduktion von 21 % gegenüber dem Ausstoß von 2005 zu erreichen. Bis zu 50 % der Minderungen können durch CDM-Maßnahmen erbracht werden, sofern ein internationales Klimaschutzabkommen in Kraft tritt (Europäisches Parlament 2008a, Richtlinie 2009/29/EG).

Zentrale Neuerungen im Emissionshandel betreffen die Art der Zuteilung der Zertifikate, die sektorale Abdeckung und die Zahl der berücksichtigten Treibhausgase. Neben CO_2 sollen zukünftig weitere Treibhausgase wie Lachgas und vollhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe einbezogen werden. Ab 2013 werden zudem Anlagen aus dem Bereich der Nichteisenmetallverarbeitung, die chemische Industrie und Teile der Mineralien verarbeitenden Industrie dem ETS unterliegen. Der Flugverkehr wird bereits ab 2012 am Emissionshandel teilnehmen. Die Zuteilung der Zertifikate wird, anstatt wie bislang durch nationale Allokationspläne, nach 2012 an EU-einheitliche Regeln gebunden.

Ab 2013 müssen die Industriesektoren 20 % der benötigten Zertifikate ersteigern. Der Versteigerungsanteil erhöht sich bis 2020 gleichmäßig auf 70 % (Art. 10a, Abs. 11). Der Flugverkehr erhält für 2013 eine kostenfreie Zuteilung von 85 % (Europäische Kommission 2008a). Dieser Anteil wird über die Jahre sukzessive gesenkt. Die Stromerzeuger müssen hingegen ab 2013 sämtliche Rechte ersteigern. Eine Ausnahme bilden Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, deren Wärmeleistung durch eine freie Zuteilung von Zertifikaten gefördert wird (Europäisches Parlament 2008a, Artikel 10a, Abs. 4). Weiterhin bestehen für die Stromwirtschaft einiger osteuropäischer Staaten Übergangsregelungen bezüglich der Versteigerung. Sektoren, die im internationalen Wettbewerb stehen (sog. Carbon-Leakage-Sektoren) und deren Wettbewerbsfähigkeit durch die daraus resultierende direkte Belastung überdurchschnittlich in Mitleidenschaft gezogen würde, erhalten auch weiterhin eine freie Zuteilung an Zertifikaten. Die Zuteilung orientiert sich dabei an den 10 Prozent effizientesten Anlagen eines Sektors. Konkret bedeutet dies, dass Carbon-Leakage-Sektoren mit einer freien Zuteilung in Höhe von 100 Prozent des sektoralen Benchmarks ausgestattet werden. Weniger effiziente Anlagen müssen also in Zukunft ebenfalls einen Teil der benötigten Zertifikate zukaufen.

Für die Zeit nach 2020 wird von einem Fortbestehen des EU-ETS in seiner jetzigen Form ausgegangen. Auch wenn das Zustandekommen eines weltweiten Emissionshandels in ferner Zukunft möglich erscheint, wird für die Energieprognose 2009 weiterhin von einem separaten EU-Emissionshandelssystem ausgegangen und auch die sektorale Trennung innerhalb der EU zwischen beteiligten Sektoren und solchen, die nicht am Handel teilnehmen, wird beibehalten. Die Emissionsobergrenzen für die Zeit nach 2020 ergeben sich aus der Fortschreibung der jährlichen Minderungen im EU-ETS während des Zeitraums 2013-2020, nämlich genau 1,74 % p.a. der durchschnittlichen Emissionen von 2008 bis 2012 pro Jahr.

Auch für die Nicht-ETS-Sektoren in der EU sind Emissionsbeschränkungen bis 2020 vorgeschrieben (Europäisches Parlament 2008b, 2009). Diese variieren von Land zu Land und sehen für manche Länder begrenzte Emissionssteigerungen vor, für andere Länder hingegen Emissionsminderungen. Insgesamt soll damit für die EU eine Reduktion gegenüber 2005 um 10 % erreicht werden. Für Deutschland ist eine Minderung um 14 % bis 2020 gegenüber 2005 vorgeschrieben.

Es ist eine lineare Senkung der Emissionen ab 2013 vorgegeben, bis die Ziele im Jahr 2020 erreicht werden. Laut Richtlinie können, von Jahr zu Jahr, bis zu 5 % der Emissionen des Folgejahrs „geliehen" werden, um so die Begrenzung im laufenden Jahr zu mildern, bei entsprechender Verschärfung im Folgejahr. Ebenso kann bei „Übererfüllung" die Menge an Emissionen, die in einem Jahr nicht ausgestoßen wurden, dem Folgejahr gutgeschrieben werden. Darüber hinaus können durch CDM-Maßnahmen pro Jahr bis zu 3 % der Emissionen – unter gewissen Bedingungen sogar bis zu 4 % – durch Projekte außerhalb der EU eingespart und dem finanzierenden Mitgliedsland zugeschrieben werden. Anrechenbar sind alle Emissionsminderungsprojekte, die im Zeitraum 2008-2012 bereits bewilligt wurden, sowie solche, die in den am wenigsten entwickelten Staaten stattfinden.

Die Vorgaben sind auf europäischer Ebene beschlossen und rechtskräftig, allerdings ist bisher kein Instrument zur Sanktion bei Nicht-Erfüllung durch die Mitgliedsstaaten vorgesehen. In der Energieprognose 2009 wird daher davon ausgegangen, dass ausschließlich die nationalen Maßnahmen der Mitgliedsstaaten wirken und eine Erfüllung dieser Ziele somit nicht unbedingt erreicht wird. Bei Nicht-Erfüllung kann davon ausgegangen werden, dass die flexiblen Mechanismen wie oben beschrieben (z. B. Emissionsminderungen im Ausland) entsprechend ausgedehnt werden.

Als Energieeffizienzziel im Rahmen des Klima- und Energiepakets hat sich die EU auf eine Minderung des Primärenergieverbauchs gegenüber einer vorher fixierten Trendentwicklung festgelegt: Bis 2020 soll 20 % weniger Primärenergie verbraucht werden als in einem Referenzszenario ohne Regulierung. Dieses Ziel wurde bereits im März 2007 vom Europäischen Rat beschlossen, und entspricht dem im Grünbuch der Kommission über Energieeffizienz vom Juni 2005 genannten Potenzial an Energieeinsparung. Demnach sollten vor allem die Energieeffizienz im Verkehr sowie bei Geräten und Gebäuden verbessert werden. Seit 2006 gibt es bereits eine EU Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen (BMWi 2007), in der Effizienzsteigerungen festgeschrieben werden. Die Umsetzung der Richtlinie in Deutschland wird im Abschnitt 2.2 über

die nationale Energie- und Klimapolitik dargestellt.

Von Ökonomen ist das Energieeffizienzziel der EU in letzter Zeit in Frage gestellt worden (Gillingham et al. 2006, Mennel/Sturm 2009). Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz zusätzlich zur Emissionsreduktion werden als überflüssig kritisiert. Durch marktbasierte Instrumente – wie z. B. dem Emissionshandel - würden Klima- und Umweltschäden bereits internalisiert und Anreize zu Effizienzverbesserungen gegeben. Hierbei bleibt es den Akteuren überlassen, an welcher Stelle solche Maßnahmen sinnvoll erscheinen oder nicht. Bisher ist nicht absehbar, mit welchen Mechanismen zielgenaue Effizienzsteigerungen EU-weit durchgesetzt werden sollen. EU-Organe verhandeln derzeit über die Ausgestaltung neuer Effizienzrichtlinien, die konkrete Umsetzung ist jedoch weitgehend offen. Vor dem Hintergrund, dass Effizienzziele ebenfalls nicht Teil eines internationalen Klimaabkommens sein werden, und daher geringere Verbindlichkeit als Emissionsreduktionen aufweisen, wird für die Energieprognose 2009 kein über die bereits bestehende Richtlinie von 2006 hinaus gehendes Ziel vorgegeben. Effizienzverbesserungen sind aufgrund bereits beschlossener, konkreter klimapolitischer Maßnahmen zu erwarten. Es bleibt jedoch a priori unklar, ob das 2020 Ziel der EU im Hinblick auf Energieeffizienz erfüllt werden wird.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch der EU soll bis 2020 auf 20 % gesteigert werden. Zur Erreichung dieses Ziels sind sehr unterschiedliche Quoten für jedes Mitgliedsland vorgeschrieben. Dabei wurde berücksichtigt, dass manche Länder aufgrund geographischer Gegebenheiten einen hohen Anteil an Erneuerbaren Energien haben, so etwa Österreich, das durch die Nutzung von Wasserkraft über 20 % des Primärenergiebedarfs deckt. In anderen Ländern spielen Erneuerbare Energien bislang keine große Rolle.

Da auf eine EU-weit einheitliche Regulierung zur Förderung der Erneuerbaren Energien verzichtet wurde, erscheint die Erreichung der angestrebten länderspezifischen Anteile der Erneuerbaren Energien am Energiemix als kaum gesichert. Die Kommission bemüht sich in diesem Bereich Verbindlichkeit herzustellen. Bisher sind jedoch keine bindenden Sanktionsmechanismen bei Nichterfüllung beschlossen. Die angestrebten Quoten gehen daher nicht als feste Größen in die Berechnungen zur Energieprognose 2009 ein. Vielmehr ergeben sich die Anteile Erneuerbarer Energien als Resultat der den Berechnungen zugrunde gelegten Annahmen über die nationalen Förderpolitiken für die einzelnen Regenerativtechnologien. Sollten unter diesen Annahmen die Quoten aus den 2020 Zielen nicht erreicht werden, so ist davon auszugehen, dass sich betroffene Mitgliedsstaaten um eine Lockerung ihrer Quote oder um die Anrechnung von Projekten in Drittländern bemühen werden.

Energie- und Klimapolitik außereuropäischer Industrieländer

Bereits vor der Wahl nahm der Klimaschutz in den Absichtserklärungen von Barack Obama, dem 44. Präsidenten der **USA** eine wichtige Stellung ein. Tatsächlich wurde im ersten Halbjahr 2009 im Repräsentantenhaus der „American Clean Energy and Security Act" bestätigt, ein neuer Gesetzesentwurf zum Klimaschutz, welcher zum ersten Mal weitgehende Emissionsreduktionen anstrebt. Ähnlich wie bisher in der EU wird damit ein eigen-

ständiges Emissionshandelssystem für die Vereinigten Staaten angestrebt. Eine im Januar 2010 beim Sekretariat der UNFCCC eingereichte Erklärung der Vereinigten Staaten signalisiert die Bereitschaft zu einer Treibhausgasreduktion von 17 Prozent bis 2020 im Vergleich zu 2005 (UNFCCC, 2010a). Dieses Ziel entspricht etwa einer Reduktion von 3 Prozent wenn als Basisjahr 1990 gewählt wird, und spiegelt damit die Zielsetzung des American Clean Energy and Security Act. Die Zustimmung des Senats zum Gesetzesvorhaben ist jedoch mehr als unsicher. In den letzten Jahren sind Gesetzesvorstöße zum Klimaschutz in den USA regelmäßig im parlamentarischen Verfahren gescheitert (eine Übersicht liefert Paltsev et al. 2007). Solche Reduktionsanstrengungen werden vermutlich nur im Falle eines internationalen Abkommens unternommen, welches strikte Emissionsobergrenzen für Entwicklungs- und Schwellenländer mit einbezieht. Auch wenn die Regierung bei internationalen Verhandlungen strikte Zusagen macht, so zeigt die Erfahrung mit dem Kyoto-Protokoll, dass die Erfüllung solcher Zusagen nicht garantiert werden kann. In der Referenzprognose der Energieprognose 2009 wird daher mit einer weniger ambitionierten Reduktion der US-amerikanischen Treibhausgasemissionen gerechnet, so dass deren Niveau im Jahr 2020 5 % über dem des Jahres 1990 liegt[4]. Als Fortsetzung dieser Politik wird für die Jahre ab 2020 bis 2030 eine jährliche Minderung in Höhe von 1 % der Emissionen von 2020 angenommen.

Kanada hatte sich zwar im Kyoto-Protokoll zu einer Reduktion von Treibhausgasen verpflichtet, tatsächlich sind die Emissionen jedoch bis 2005 massiv gestiegen. Trotzdem hat sich die kanadische Regierung in ihrem Aktionsplan vom April 2007 auf eine lineare Senkung der Emissionen ab 2012 festgelegt. Laut Aktionsplan sollen bis 2020 die Emissionen gegenüber 2006 um 20 % sinken (Kanadisches - Umweltministerium 2007). Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass dieses Ziel um 5 Prozentpunkte verfehlt wird. Für die Zeit nach 2020 wird eine jährliche Minderung in Höhe von 1 % der Emissionen von 2020 angenommen. Allgemein orientiert sich Kanada hinsichtlich seiner Treibhausgasreduktionsziele an den USA. Im Januar 2010 reichte Kanada beim Sekretariat der UNFCCC eine Erklärung ein in der es Reduktionen von 17 Prozent bis 2020 im Vergleich zu 2005 in Aussicht stellt (UNFCCC, 2010b). Dies entspricht einer Reduktion von 16 Prozent gegenüber 2006 und liegt damit nur knapp über den in der Energieprognose veranschlagten 15 Prozent gegenüber 2006. Im Vergleich zum Basisjahr 1990 stellt dieses Ziel jedoch eine Steigerung des Treibhausgasausstoßes um 3 Prozent dar.

Im Rahmen eines internationalen Abkommens wird sich auch **Australien** zu Emissionsminderungen verpflichten. Die Regierung hat sich zu Emissionsminderungen bis 2020 von bis zu 25 % gegenüber dem Jahr 2000 bereit erklärt, sofern ein signifikanter Beitrag aller Länder zu erwarten ist. Andernfalls sollen die Emissionen im gleichen Zeitraum nur auf ein Niveau von 5 % unterhalb dessen von 2000 reduziert werden (UNFCCC 2010c). Im Vergleich zum Basisjahr 1990 würde das australische Reduktionsziel eine Veränderung des Treibhausgasausstoßes in einem Bereich von -11 Prozent bis +13 Prozent bedeuten. Obwohl sich die australische Regierung damit gegen die Empfehlung der von ihr beauftragten Wissenschaftler stellt (Garnaut 2008), erscheint

[4] Striktere Emissionsziele werden in einer Sensitivitätsanalyse Kapitel in 6 bzw. Kapitel 11.6 und 11.7 berücksichtigt.

das 5 % Ziel angesichts schwacher internationaler Institutionen und den Erfahrungen aus dem Klimagipfel von Kopenhagen im Dezember 2009 als wahrscheinlicher. Die Minderungen sollen mittels eines Emissionshandelssystems umgesetzt werden, welches auch Emissionsvermeidungen in Entwicklungsländern berücksichtigt. Die Einrichtung eines Handelssystems war ursprünglich für Mitte 2010 geplant. Aufgrund politischer Wiederstände wurde die Einführung des Handelssystems jedoch verschoben. Ebenso wie für die anderen außereuropäischen Industrieländer wird für die Jahre zwischen 2020 und 2030 von einer jährlichen Minderung in Höhe von 1 % der Emissionen von 2020 ausgegangen.

Japan hat sich bis zum Frühsommer 2009 nicht auf klimapolitische Ziele für die Zeit nach 2012 festgelegt. Am 10. Juni 2009 erklärte Premierminister Aso, Japan verpflichte sich, seine Treibhausgasemissionen bis 2020 um ca. 9 % unter das Level von 1990 zu bringen. Im Januar 2010 reichte Japan beim Sekretariat der UNFCCC ein Dokument ein, in dem es die Bereitschaft zu einer Treibhausgasreduktion von 25 Prozent im Vergleich zu 1990 signalisiert. Japan ist damit das einzige Land, das seine Position nach den gescheiterten Verhandlungen in Kopenhagen deutlich verändert hat. In der Tat hatte sich Japan schon 2002 mit der Ratifikation des Kyoto-Protokolls verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen bis 2012 gegenüber 1990 deutlich zu verringern. Bis 2006 verlief die Entwicklung jedoch entgegen gesetzt. Das natürliche Potenzial zur Nutzung Erneuerbarer Energien in Japan ist gering. Die Vorbereitungen für einen Emissionshandel sind getroffen, eine Teilnahme daran ist allerdings nicht verpflichtend.

Da Japan sein ambitioniertes Reduktionsziel von 25 Prozent bis 2020 im Vergleich zu 1990 jedoch nur dann verbindlich eingehen wird, wenn es zu einem fairen und effektiven internationalen Abkommen unter Einbeziehung aller bedeutenden Ökonomien kommt (UNFCCC, 2010d), wird im Folgenden davon ausgegangen, dass Japan für 2020 eine Rückführung der inländischen Treibhausgasemissionen auf ein Niveau von 5 % über dem von 1990 erreicht. Die Umsetzung wird durch einen bindenden nationalen Emissionshandel erfolgen. In Fortsetzung dieser Politik wird für die Jahre zwischen 2020 und 2030 eine jährliche Minderung in Höhe von 1 % der Emissionen von 2020 angenommen. Darüber hinaus gehende Forderungen der internationalen Gemeinschaft an Japan werden voraussichtlich eher über Emissionsminderungsprojekte in Drittländern abgegolten.

Entwicklungs- und Schwellenländer

Die BRIC-Staaten **B**rasilien, **R**ussland, **I**ndien und **C**hina nehmen als aufstrebende Volkswirtschaften eine immer wichtigere Rolle in der Weltwirtschaft ein. Der fortwährende Abstand zu den führenden Industrienationen in der wirtschaftlichen Entwicklung und den Pro Kopf Emissionen lässt hingegen nur wenige eigene Klimaschutzbemühungen erwarten.

In ihren im Januar 2010 beim Sekretariat der UNFCCC eingereichten Vorschlägen für Beiträge der aufstrebenden Ökonomien in zukünftigen internationalen Klimaschutzabkommen, verweisen Brasilien, China und Indien lediglich freiwillige Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz und Treibhausgaseinsparung vor (UNFCCC, 2010e, 2010f, 2010g). Tatsächlich sind Effizienzverbesserungen schon seit längerem Teil der Entwick-

lungsstrategie dieser Staaten, um Versorgungsrisiken zu verringern und ihre Stellung auf den weltweiten Rohstoffmärkten zu stärken. Diese Maßnahmen folgen nationalen Interessen in der Energieversorgung oder im Energieexport. Beispielsweise hat Brasilien bereits seit Anfang der neunziger Jahre zwei laufende Programme, CONPET und PROCEL, zur Förderung von Energieeffizienz im Strom- und Ölverbrauch. Eine Minderung der energiebezogenen CO_2-Emissionen pro Einheit des realen BIP wurde damit jedoch nicht erreicht. Für China hat sich die Regierung in ihrem elften Fünfjahresplan das Ziel gesetzt, bis 2010 den Energieverbrauch pro Einheit BIP, bezogen auf das Jahr 2005, um 20 % zu senken (SCIO 2007).

Russland, als weiteres Land der BRIC Staaten, hat 2004 das Kyoto-Protokoll ratifiziert, tritt jedoch in den kommenden Jahren vor allem als Erzeugerland für fossile Energien auf. Effizienzsteigerungen im russischen Inland werden angestrebt, um das Volumen an Brennstoffen, das für den Export zur Verfügung steht, zu erhöhen (Russisches Energieministerium 2003). Laut eigener Erklärung im Rahmen des UNFCC strebt Russland für sich ein Reduktionsziel von 15 bis 25 Prozent bis 2020 im Vergleich zu 1990 an (UNFCCC, 2010h). Aufgrund des Wandels in der russischen Wirtschaft in Folge des Endes der Sowjetunion bedeutet dieses Ziel jedoch eine Steigerung des Treibhausgasausstoßes von 23 bis 39 Prozent, wenn man 2000 als Basisjahr zur Messung heranzieht.

Zusammenfassend ist für die BRIC Staaten davon auszugehen, dass Energiepolitik vor allem aus entwicklungsökonomischem Kalkül betrieben wird. Klimapolitisch motivierte Maßnahmen werden nur dann umgesetzt, wenn diese durch CDM-Maßnahmen oder durch Technologietransfer von den Industrieländern unterstützt werden.

Für weitere Entwicklungs- und Schwellenländer werden keine Aussagen zu einer eigenständigen Energie- und Klimapolitik gemacht. Damit wird u. a. berücksichtigt, dass Klimaschutzpolitiken in vielen Staaten nicht durchsetzbar sind.

2.2 Nationale Energie- und Klimaschutzpolitik

Neben dem europäischen Emissionshandel gibt es auf der nationalen Ebene drei Haupthandlungsfelder energiepolitisch relevanter Umweltregulierung mit Vorgaben der EU: Förderung Erneuerbarer Energien, Energieeffizienz-Regulierung und Energiesteuern. In Deutschland wurde diese im Integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP) formuliert. Die Förderung Erneuerbarer Energien erfolgt heute durch das Erneuerbare Energien Gesetz im Elektrizitätsmarkt und durch das Erneuerbare Energien Wärmegesetz und das Marktanreizprogramm für Erneuerbare Energien im Wärmemarkt. Es wird davon ausgegangen, dass die Gesetze über den gesamten Analysezeitraum Bestand haben werden.

Auch die Förderung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen über das KWKG wird bis 2020 verlängert, danach jedoch als auslaufend betrachtet. Skepsis besteht im Hinblick auf die Verabschiedung des Gesetzes zu Steigerung der Energieeffizienz (EnEf), das sich zur Zeit in der Ressortabstimmung befindet. Hier wird nur von einer teilwei-

sen Umsetzung ausgegangen. Bei der im Energiesteuergesetz festgelegten Energiebesteuerung wird kein Paradigmenwechsel erwartet. Die Besteuerungssätze werden in der Energieprognose 2009 nominal fortgeschrieben, sofern ein Auslaufen von Regelungen nicht bereits vereinbart ist.

Nationale Ziele der Energie- und Klimaschutzpolitik

Im Folgenden werden die nationalen Ziele der Energie- und Klimaschutzpolitik sowie deren erwartete Umsetzung vorgestellt. Sie haben für die Entwicklung der deutschen Energiemärkte eine hohe Bedeutung. Während auf globaler Ebene, wie im vorherigen Abschnitt entwickelt, die Bemühungen um die Reduktion von Treibhausgasemissionen im Vordergrund stehen (in der EU für die energieintensiven Industrien durch den Emissionsrechtehandel umgesetzt), gibt es auf der nationalen Ebene drei Haupthandlungsfelder energiepolitisch relevanter Umweltregulierung mit konkreten Vorgaben der EU: Förderung Erneuerbarer Energien, Energieeffizienz-Regulierung und Energiesteuern. Im Einzelnen fordern die EU Gesetze Folgendes (Tabelle 2.1): Die im Dezember 2008 vereinbarte europäische Richtlinie über Erneuerbare Energien fordert für Deutschland bis 2020 einen Anteil von 18 % aus Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch. Unter Beibehaltung der nationalen Förderinstrumente für Erneuerbare Energien, wie sie die jüngste EU-Gesetzgebung vorsieht, soll dieses Ziel durch drei nationale Zielsetzungen erreicht werden: In der Stromerzeugung sollen Erneuerbare Energien 2020 einen Beitrag von mindestens 30 % am (Bruttoinlands-)Stromverbrauch leisten. Im Wärmebereich wird ein Anteil von 14 % des Endenergieverbrauchs angestrebt. Ferner sollen Biotreibstoffe, die den herkömmlichen Kraftstoffen beigemischt werden, im Jahr 2020 die daraus resultierende Treibhausgasbelastung um 7 % verringern.

Durch die europäische Richtlinie 2006/32/EG über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen wird jeder EU-Mitgliedsstaat zu einer Einsparung von Endenergie von 9 % im Zeitraum von Januar 2008 bis Dezember 2016 verpflichtet, d. h. im Mittel um durchschnittlich 1 % pro Jahr. Der Referenzwert für Deutschland ist der durchschnittliche Endenergieverbrauch der Jahre 2001 bis 2005, der bei 9 256 PJ liegt. Das nationale Einsparziel entspricht somit rund 833 PJ (BMWi 2007).

Die im Folgenden dargestellten Regelungen gehen überwiegend auf das im August 2007 im brandenburgischen Meseberg initiierte „Integrierte Energie- und Klimaprogramm" (IEKP) zurück, welches die meisten der energie- und umweltpolitischen Maßnahmen in Deutschland bündelt. Das Gesetzgebungsverfahren ist für einzelne Punkte des IEKP inzwischen abgeschlossen, die Regelungen sind damit rechtskräftig. Andere Punkte befinden sich noch im Gesetzgebungsverfahren. Der Koalitionsvertrag der Regierungsparteien vom 26.10.2009 bestätigt die Leitlinien des IEKP in der Energie- und Klimapolitik.

Tabelle 2.1: Nationale energie- und klimapolitische Ziele

	Status Quo (2008)	Ziel 2020	Erläuterung
THG-Emissionen	-20% (1990-2007)	-21% (bis 2012) (-40%)	-40% nur, wenn EU-weit Reduktion um 30%
Energie aus erneuerbaren Quellen	9,3% (2007)	18%	Anteil am Bruttoendenergie-verbrauch
Strom aus Erneuerbaren Energien	14%	Mindestens 30%	Anteil am Bruttostromverbrauch
Wärme aus Erneuerbaren Energien	ca. 6%	14%	Anteil am Endenergie-verbrauch für Wärme
Energieeffizienz	1,84%/a (1990-2008)	Verdopplung der Energieproduktivität (BIP/PEV)	Basisjahr: 1990
		-9% Endenergie (bis 2016, Einsparrichtwert)	Basis: EEV Durchschnitt 2001-2005
Biokraftstoffanteil	7,3%	7%	Gemessen als Treibhausgaseinsparung (Änderung der Systematik)
KWK-Strom	ca. 12%	Verdopplung auf etwa 25 %	

Das IEKP enthält insbesondere eine Absichtserklärung zur Reduktion der CO_2-Emissionen in Deutschland. Diese sollen bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 reduziert werden, falls sich die EU auf eine Emissionsreduktion von 30 % festlegen würde und andere Nicht-EU-Staaten „vergleichbar ehrgeizige" Ziele übernehmen. Angesicht der auf die Klimakonferenz in Kopenhagen gemachten Erfahrungen ist es ungewiß, ob die bedeutenden Industrieländer auf eine ambitionierte Klimaschutzvereinbarung verständigen können (Abschnitt 2.1). Gleichwohl hat sich die Bundesregierung in ihrem Koalitionsvertrag zu dem Emissionsreduktionsziel von 40 % verständigt. Indessen ist vor dem Hintergrund des EU-weiten Emissionsrechtehandels zu hinterfragen, ob eine Vorgabe eines nationalen Emissionsminderungziel sachgerecht ist. Der Handel mit Emissionsrechten führt zur Vermeidung von Emissionen dort, wo dies am kostengünstigsten ist.[5] Dieser Effizienzgewinn des transnationalen Handels ist beabsichtigt – und deshalb ist für die eingebundenen Sektoren nur ein EU-weites Reduktionsziel sinnvoll.

Erneuerbare Energien im Strommarkt

In Deutschland wird die Stromerzeugung auf Basis von Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) gefördert. Das EEG sieht Einspeisevergütungen für Strom aus regenerativen Quellen vor, die in der Regel auf 20 Jahre bewilligt werden und nach Energietechnologie und Anlagengröße gestaffelt sind. Dass das EEG Wirkung gezeigt hat, kann an der rasanten Zunahme der installierten Leistung von Anlagen zur Stromerzeugung

[5] Vermeidung erfolgt immer dann, wenn sie günstiger ist als der Marktpreis des entsprechenden Emissionsrechts.

aus regenerativen Quellen abgelesen werden (Abbildung 10.5 im Abschnitt 10). Aufbauend auf einem bestehenden Sockel an Wasserkraftwerken hat sich die installierte Leistung von rund 6,5 GW im Jahr 1996 auf rund 34,0 GW im Jahr 2007 vervielfacht. Den bedeutendsten Zubau hat die Windkraft erfahren: 2007 ging mehr als 65 % der installierten Leistung an regenerativen Technologien auf Windkraft zurück.

Das EEG sieht einen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von mindestens 30 % für das Jahr 2020 vor. In der am 1. Januar 2009 in Kraft getretenen Novelle wurden erhöhte Einspeisevergütungen für zahlreiche Technologien festgeschrieben, insbesondere die Stromerzeugung durch On- und Offshore-Windkraft. Im Koalitionsvertrag haben die Regierungsparteien ein Bekenntnis zur Förderung der erneuerbaren Energien durch das EEG abgegeben. Gleichzeitig wurde eine weitere Novellierung des EEG in der laufenden Legislaturperiode angekündigt und die zeitgerechte Anbindung der Offshore-Windkraft betont. Es wird deshalb vom Fortbestand des EEG bis 2030 ausgegangen und die in der Novelle 2009 genannten Vergütungssätze wie auch alle weiteren Regelungen des Gesetzes übernommen. Explizite Ausnahme bildet die Förderung von Offshore-Windstrom. Die Einspeisevergütungen werden hier höher angesetzt als im EEG 2009 vorgesehen, insbesondere da die Degression der Vergütungen für Offshore-Windkraft noch vor dem Jahr 2020 zu einer geringeren Förderung als bei Onshore-Windkraftanlagen führt. Die Fördersätze werden so festgelegt, dass die Ausbauziele der Bundesregierung erreicht werden.

Kraft-Wärme-Kopplung

Die Bundesregierung beabsichtigt, den Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bis 2020 zu verdoppeln, auf dann etwa 25 %. Zu diesem Zweck wurde im Rahmen des IEKP der Bundesregierung eine Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) beschlossen, die mit Wirkung zum 1. Januar 2009 in Kraft trat. Das KWKG regelt die vorrangige Abnahme und Vergütung von Strom aus KWK-Anlagen durch die Netzbetreiber; KWK-Strom ist damit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen gleichgestellt.

Anlagen zur Nutzung der KWK und Wärmenetze werden mit jährlich bis zu 750 Mio. Euro gefördert. Grundlage der Förderung ist wie bisher ein Zuschlag, den der Netzbetreiber auf die Endkunden umlegen kann. Die Förderung umfasst einerseits neue und modernisierte KWK-Anlagen, die bis Ende 2016 ihren Dauerbetrieb aufgenommen haben. Andererseits werden neue oder ausgebaute Wärmenetze, deren Dauerbetrieb bis Ende des Jahres 2020 begonnen hat, mit einem Zuschuss von einem Euro je mm Nenndurchmesser und Trassenmeter, mit maximal 20 % der Wärmenetzkosten bzw. maximal 5 Mio. Euro, bezuschusst. Die Förderfrist läuft zunächst bis Ende 2016. Der Förderzuschlag beträgt für Stromleistungen bis 50 kW 5,11 Cent, zwischen 50 kW und 2 MW 2,1 Cent und für mehr als 2 MW 1,5 Cent, jeweils pro kWh.

Für die Energieprognose wird angenommen, dass das KWKG bis 2020 mit den bestehenden (nominalen) Fördersätzen verlängert wird und es danach dann zu einem Auslaufen der KWK-Förderung kommt.

Erneuerbare Energien im Wärmemarkt

Mit Wirkung zum 1. Januar 2009 trat das Erneuerbare Energien Wärmegesetz (EEWärmeG) in Kraft. Es sieht eine Nutzungspflicht von Erneuerbare Energien Technologien zur Wärmeerzeugung in Neubauten vor; eine Nutzungspflicht für Bestandsbauten besteht derzeit nicht.[6]

Der Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme soll bis 2020 auf 14 % erhöht werden. Aktuell stellen biogene Festbrennstoffe den überwiegenden Teil der regenerativen Wärmeerzeugung dar. Von den bis heute erreichten 7,5 % des Endenergieverbrauchs für Wärme gehen mit mehr als 200 PJ alleine 4 Prozentpunkte auf das im Haushaltssektor genutzte Brenn- und Kaminholz zurück. Solarthermie spielt derzeit noch eine eher untergeordnete Rolle: Bislang wurde bei 8 % aller Ein- und Zweifamilienhäuser eine solarthermische Anlage installiert (Frondel/Grösche 2008).

Es wird davon ausgegangen, dass das EEWärmeG in seiner jetzigen Form bis 2030 unverändert bestehen bleibt und sich auf eine Nutzungspflicht für neu zu errichtende Gebäude beschränkt. Eine Ausweitung der Vorgaben des EEWärmeG auf Bestandsgebäude würde einen Wirtschaftlichkeitsnachweis der Nachrüstpflicht voraussetzen, welcher vor dem Hintergrund jeweils individueller Gebäudecharakteristika nur als Einzelfallnachweis aussagekräftig wäre. Diesen Aufwand für eine Nachrüstpflicht könnte der Gesetzgeber scheuen.

Energieeffizienz

Die Initiativen zur Erreichung der in der EU-Richtlinie 2006/32/EG vorgegebenen Minderung des Endenergieverbrauchs um 9 % während des Zeitraums von 2008 bis 2016 wird von den europäischen Mitgliedsstaaten durch nationale Energieeffizienz-Aktionspläne konkretisiert. Deutschland erstellte erstmals 2007 einen Aktionsplan. Darin ist vorgesehen, die Anreize zur Energieeinsparung durch ein verbessertes Informationsangebot zu stärken, die Rahmenbedingungen für einen Markt für Energiedienstleistungen und Finanzierungsleistungen für Energieeffizienz zu schaffen sowie die Energieeinsparung im Wohngebäudebestand weiter zu forcieren. Schließlich dient rund ein Drittel des Endenergiebedarfs in Deutschland der Raumwärmeerzeugung. Im Haushaltssektor liegt der Anteil der Raumwärme am Endenergieverbrauch bei annähernd 75 %.

Zur energetischen Ertüchtigung des Gebäudebestands existieren finanzielle Investitionsanreize, allen voran die Programme der KfW-Förderbank. Diese sind derzeit bis 2011 gesichert. Für Neubauten gibt es die baurechtlichen Vorschriften der Energieeinsparverordnung (EnEV), in der wärmetechnische Mindestanforderungen an die Gebäudehülle und die Heizungsanlage formuliert sind. Nach Novellierungen aus den Jahren 2004 und 2007, u. a. zur Einführung des Gebäudeenergieausweises, ist eine Neufassung mit Wirkung zum 1. Oktober 2009 beschlossen worden. Die EnEV 2009 sieht unter anderem eine Verschärfung der primärenergetischen Anforderungen bei Neubau und Sanierung und die stufenweise Außerbetriebnahme von elektrischen Nachtspeicherheizungen in Mehrfamilienhäusern ab 2020 vor. Eine weitere EnEV-Novelle ist für 2012 geplant und sieht eine nochmalige Verschärfung

[6] Die Bundesländer sind ermächtigt, eine solche Nutzungspflicht für Bestandsbauten einzuführen. Diese besteht bereits in Baden-Württemberg.

der Anforderungen an die Gebäudeenergieeffizienz vor. Dies wird im Koalitionsvertrag noch einmal bestätigt.

Der Entwurf eines „Gesetzes zur Steigerung der Energieeffizienz" (EnEfG) ist in der vergangenen Legislaturperiode nicht verabschiedet worden. Der Koalitionsvertrag sieht allerdings die Umsetzung der EU-Vorgaben zur Energieeffizienz vor. Der Entwurf beinhaltete die Schaffung einer „Bundesstelle für Energieeffizienz" für das Monitoring der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen, die Verpflichtung von Energielieferanten, Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz bei ihren Kunden durchzuführen, sowie die Verpflichtung des Produzierenden Gewerbes, sich einem betrieblichen Energiemanagementsystem zu unterziehen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat entschieden, die Bundesstelle für Energieeffizienz am Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) einzurichten. Ungeachtet dessen sind weite Teile des Gesetzentwurfs umstritten.[7] Der Koalitionsvertrag betont die verstärkte Nutzung marktwirtschaftlicher Mechanismen in der Energiepolitik unter weitgehender Vermeidung ordnungsrechtlicher Bestimmungen zur Erhöhung der Energieeffizienz. Daher wird in der Energieprognose davon ausgegangen, dass die umstrittenen regulatorischen Bestandteile des EnEfG-Entwurfs in der derzeitigen Form das Gesetzgebungsverfahren nicht überstehen werden.

Energiebesteuerung

Die EU-Mitgliedsstaaten sind gemäß der Richtlinie 2003/96/EG dazu verpflichtet, Mindeststeuersätze auf Energie zu erheben. Diese Richtlinie wird mit zwei Gesetzen, dem Strom- und dem Energiesteuergesetz, in nationales Recht umgesetzt. Der Regelsteuersatz auf Strom beträgt derzeit 20,50 € je Megawattstunde (MWh). Es gibt jedoch Ausnahmen: Unternehmen des Öffentlichen Personennahverkehrs haben aktuell eine reduzierte Steuer von 11,42 € je MWh zu entrichten, für Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft gilt ein Steuersatz von 12,30 € je MWh, sofern der Verbrauch betrieblichen Zwecken dient. Dieser verminderte Steuersatz gilt auch für Betriebe des Produzierenden Gewerbes. Darüber hinaus sieht §10 für besonders stromintensive Unternehmen den sogenannten „Spitzenausgleich" vor. Hierbei handelt es sich um einen weit reichenden Steuererlass, der an die Erfüllung der Klimaschutzvereinbarung zwischen Industrie und Regierung aus dem Jahr 2000 gekoppelt ist, welche die Minderung der Emissionen der sechs Kyoto-Gase bis Ende 2012 um 35 % gegenüber 1990 zum Ziel hat (RWI 2009). Der Steuererlass unterliegt einer jährlichen Überprüfung und ist befristet bis Ende 2012.

Das Energiesteuergesetz hat im Jahr 2006 das Mineralölsteuersteuergesetz abgelöst und regelt die Besteuerung von Energieerzeugnissen, von denen die Besteuerung von Kraftstoffen der bedeutendste Posten des Steueraufkommens ist. Derzeit beträgt der Steuersatz für Benzin 65,45 Cent je Liter, für Diesel 47,04 Cent je Liter. Wird Erdgas als Kraftstoff in Fahrzeugen verwendet, gilt seit dem 1. Januar 2003 ein ermäßigter Steuersatz von 12,4 €/MWh. Es wird hier angenommen, dass die Mineralölsteuern (Tabelle 2.2) in Zukunft unverändert bestehen bleiben. Dies erscheint angesichts der annahmegemäß tendenziell weiter

[7] Kritisiert wird vor allem der Widerspruch zwischen verpflichtenden Energieeffizienzmaßnahmen durch Energielieferanten einerseits und der Zielsetzung eines liberalisierten Energiemarktes mit wechselnden Vertragsbeziehungen andererseits.

steigenden Rohölpreise und dem Bekenntnis der derzeitigen großen Koalition zu einer preisgünstigen Energieversorgung plausibel. Tatsächlich sieht die gesetzliche Regelung vom April 2009 keine Erhöhung der Mineralölsteuern im Energiesteuergesetz bis zum Jahr 2014 vor.

Tabelle 2.2: Gerundete Steuersätze auf Mineral- und Heizöl in €/1 000 Liter sowie auf Erdgas in €/MWh (MWV 2008)

	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003-2007
Ottokraftstoff verbleit	332	552	583	614	634	667	721
Ottokraftstoff bleifrei	291	501	532	562	603	603	655
Diesel	272	317	345	378	425	425	470
Leichtes Heizöl (Haushalte)	29	41	57	61	59	59	61
Erdgas (Haushalte)	13	18	34	34	34	34	55
Erdgas in Fahrzeugen	-	9,3	9,9	10,5	11,0	11,8	12,4

Für Biotreibstoffe wie Biodiesel und Pflanzenöl besteht eine teilweise Steuerentlastung von der Energiesteuer, sofern diese als Reinkraftstoffe in unvermischter Form in den Verkehr gebracht werden. Beispielsweise wurden 2008 für den Liter Biodiesel 13,36 Cent Energiesteuer erhoben. Im Vergleich zum mineralischen Diesel entspricht dies einer Steuerentlastung von rund 33,68 Cent je Liter. Im Energiesteuergesetz ist bislang eine sukzessive Erhöhung des Steuersatzes vorgesehen, die im Zuge der beschlossenen Gesetzesnovelle gegenüber dem derzeitigen Recht abgeschwächt wird. Eine weitere Regelung des Gesetzes betrifft Energieerzeugnisse, die einen Bioethanolanteil von mindestens 70 % aufweisen.[8] Diese sind von der Energiesteuer bis Ende 2015 ausgenommen. Vor dem Hintergrund der beabsichtigten Steigerung des Biokraftstoffanteils in Deutschland wird angenommen, dass diese Steuerbefreiung auch im Folgezeitraum gültig sein wird.

Darüber hinaus gibt es eine Beimischungspflicht zu den herkömmlichen mineralischen Kraftstoffen, die im Bundes-Immissionsschutzgesetz über einen Mindestanteil von Biokraftstoffen am Absatz an Kraftstoffen festgelegt ist. Im Zuge der Gesetzesänderung zur Förderung von Biokraftstoffen ist im April 2009 auch eine Neugestaltung der Beimischungsquoten für Biokraftstoffe beschlossen worden. Insgesamt ist den im Jahr 2009 in Verkehr gebrachten Diesel- und Ottokraftstoffen ein Mindestanteil an Biokraftstoffen von 5,25 % beizumischen; für die Jahre 2010 bis 2014 sieht die Novelle des Bundes-Immissionsschutzgesetzes eine Erhöhung dieser Quote auf 6,25 % vor. Eine weitere Verpflichtung besteht darin, bis einschließlich 2014 dem jährlich in Verkehr gebrachten Dieselkraftstoff ein Biokraftstoffanteil von 4,4 % zuzusetzen, für Ottokraftstoffe beträgt die Beimischungsquote 2,8 %. Für die Zeit ab 2015 wird es keine separaten Quoten für Biodiesel und Bioethanol mehr

[8] Bioethanol ist ein Ersatz für Ottokraftstoffe und wird aus nachwachsenden Rohstoffen wie Mais oder Weizen gewonnen.

geben und die Bezugsbasis wird anstatt des Energiegehalts die Treibhausgaseinsparung sein. Die durch die Beimischung von Biotreibstoffen zu erzielenden relativen Treibhausgaseinsparungen sind in Tabelle 2.3 aufgeführt.

Tabelle 2.3: Nachfolgeregelung ab 2015 der Beimischungsquoten für Biokraftstoffe

	2015-2016	2017-2019	Ab 2020
Zu erzielende Treibhausgaseinsparung durch Beimischung	3 %	4,5 %	7 %

Neben alternativen Treibstoffen wird insbesondere die Elektroantriebstechnologie gefördert. Mit dem „Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität" soll in Deutschland die Markteinführung von Hybridfahrzeugen und vor allem Elektromobilen unterstützt werden. Im Konjunkturpaket II (2009) hat die Bundesregierung zudem das Ziel von 1 Million Elektro- und Plug-in-Hybridfahrzeugen im Jahr 2020 ausgegeben.

2.3 Wettbewerb in Energiemärkten

Hinsichtlich der wettbewerbspolitischen Rahmenbedingungen der deutschen und europäischen Strom- und Gasmärkte ergibt sich der besondere Regulierungsbedarf aus der leitungsgebundenen Versorgung, die die Struktur eines regulierungsbedürftigen natürlichen Monopols aufweist. Der Liberalisierungsprozess der Energiemärkte in Deutschland und der EU seit Ende der 90er Jahre beinhaltet die Hauptthemen Schaffung eines Marktrahmens in Erzeugung und Handel, Entflechtung vertikaler Versorgungsunternehmen und Einrichtung von Regulierungsbehörden. Hier geht die Energieprognose von einem wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt in Deutschland aus. Es wird ein störungsfreier Netzbetrieb erwartet, unabhängig von einer möglichen Veränderung der Eigentumsstruktur. In Bezug auf die Integration der Strommärkte befindet sich die EU derzeit auf einem Weg der Konvergenz, und zwar durch ein verbessertes Netzmanagement, einen Ausbau der Kuppelstellen und eine verstärkte industrielle Integration über die Grenzen der Mitgliedsstaaten hinweg. Bislang hat sich der Wettbewerb auf dem deutschen Gasbinnenmarkt nur in Ansätzen entwickelt. Vier Entwicklungen der letzten Zeit weisen aber darauf hin, dass es in Zukunft zu einer Belebung kommen wird: die Eröffnung des Gashandels an der Energiebörse EEX, die Umsetzung des Entry-Exit-Modells, die Einführung der Anreizregulierung und die schrittweise Zusammenlegung von Marktgebieten. Die Gaspreise werden aber auch in Zukunft im Wesentlichen durch die Entwicklungen der Ölpreise bestimmt.

Liberalisierte Energiemärkte in der EU und Deutschland

Der letzte Abschnitt zu den politischen Rahmenbedingungen stellt die Wettbewerbssituation und -regulierung in den Elektrizitäts- und Gasmärkten dar. Die wahrscheinlichen künftigen Entwicklungen werden skizziert, soweit sie für die Energieprognose relevant sind. Sie begründen

die Annahmen der Simulationsrechnungen in Kapitel 4. Mit dem Beginn der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte im Jahr 1998 verabschiedete sich die EU vom Paradigma der vertikal integrierten Energieversorgung: Bei diesem wird die Erzeugung von Strom, sein Transport und Vertrieb als natürliches Monopol angesehen (bei Gas entsprechend Förderung, Transport und Vertrieb), das einer staatlichen Organisation oder Regulierung bedarf. Heutzutage gilt allein der Transport von Gas und Strom als natürliches Monopol (Hogan 1998, Erdmann Zweifel 2008) mit Regulierungsbedarf. Die Bereiche der Erzeugung von Elektrizität bzw. die Förderung von Gas sowie der Vertrieb dieser Energieträger wurden hingegen für den freien Wettbewerb geöffnet. Weitere Reformen umfassen die Überwachung des fairen und diskriminierungsfreien Netzzugangs für Anbieter und Kunden durch Netzregulierungsbehörden, die Entflechtung der vertikal integrierten Energieversorger und die Öffnung von Endkundenmärkten. Darüber hinaus setzt sich die Europäische Union für einen integrierten europäischen Energiebinnenmarkt ein.

In Deutschland wurden die zugehörigen europäischen Richtlinien durch zwei Novellierungen des Energiewirtschaftsgesetzes von 1998 und 2005 umgesetzt, die u. a. zur Gründung der Bundesnetzagentur führte. In der Folge der Liberalisierung sind in der EU mehrere Großhandelsplätze entstanden, wo Strom und Gas auf Spot- und Future-Märkten gehandelt werden. In Deutschland ist dies die European Energy Exchange (EEX) in Leipzig. In der öffentlichen und wissenschaftlichen Debatte gibt es vielfach Vorwürfe über Preismanipulationen an der EEX[9], die jedoch umstritten sind. In der Energieprognose werden die Spot-Preise mit dem wettbewerblichen Strommarktmodell E2M2 aus den Input-Preisen bestimmt, so dass die wesentlichen Determinanten der Spot-Preisbildung explizit erfasst werden (Ellersdorfer et al. 2008).

Das deutsche Elektrizitätsnetz weist im Wesentlichen derzeit keine Engpässe auf (Consentec 2008). In den Berechnungen der Energieprognose wird angenommen, dass die für den Erhalt notwendigen Investitionen in den nächsten Jahren getätigt werden (Abschnitt 3.7). Deshalb und aufgrund der gesetzlichen Regelung des fairen und freien Netzzugangs sowie der weitgehend beschwerdefreien Regulierungspraxis wird davon ausgegangen, dass der Betrieb von Stromnetzen in Deutschland kein Wettbewerbshindernis darstellt und künftige Änderungen beim Eigentum der Netze – etwa durch Gründung einer vollkommen unabhängigen, gesamtdeutschen und eigenständigen Netzbetreibergesellschaft – keine kostenrelevanten Vorteile für die Energieversorgung mit sich bringen würden. Diese Annahme liegt auch der Berechnung der Strompreise zugrunde.

Hingegen ist die Durchsetzung eines fairen und diskriminierungsfreien Netzzugangs im deutschen Gasmarkt nicht zuletzt aufgrund der technischen Gegebenheiten wesentlich schwieriger (Hirschhausen et al. 2007b). Seit der Liberalisierung dominierten häufig die langjährigen Eigentümer der Fern- und Versorgungsgasnetze auch deren Nutzung (Monopolkommission 2007). Neben den Kostenvorteilen, die den vormaligen regionalen Versorgern

[9] Diese Auffassung vertreten z. B. die Studien von London Economics (2007) und Hirschhausen et al. (2007a). Deren methodisches Vorgehen wird von Ockenfels (2007) und Ellersdorfer et al. (2008) kritisiert, die zu dem Schluss kommen, dass Manipulationen des Strompreises an der EEX nicht nachweisbar seien.

durch entsprechende Betriebsführung und den Besitz der (nur eingeschränkt regulierten) Speicherkapazitäten entstanden, spielten dabei auch langfristige Buchungen der Durchleitungskapazitäten und eine Zerstückelung des Netzgebietes eine Rolle.

In jüngster Zeit sind vier wesentliche Neuerungen in den deutschen Gasmärkten zu verzeichnen, die für Abhilfe sorgen können: Die Festlegung eines Entry-Exit-Modells[10] zum 1. Oktober 2007, die Eröffnung des Gashandels an der EEX am 2. Juli 2007, das Inkrafttreten der Anreizregulierung[11] für den Netzbetrieb in Elektrizitäts- und Gasnetzen am 1. Januar 2009 und die schrittweise Zusammenlegung von Marktgebieten, deren Zahl sich von 19 in 2006 auf heute 6 verringerte (Stand 1.10.2009). Es gibt erste Anzeichen, dass diese Maßnahmen zu einer Wettbewerbsbelebung im deutschen Gasmarkt führen (BNetzA 2008, 2009).

Integration der EU Binnenmärkte

Der schleppende Fortschritt beim Zusammenwachsen der europäischen Energiemärkte ist ein weiterer Gegenstand der Kritik. Von einem vollständig integrierten EU-Strommarkt kann in der Tat noch nicht gesprochen werden. Die von der Europäischen Kommission 2007 vorgestellte „Energy Sector Inquiry" und das Sondergutachten der Monopolkommission 2007 sehen den Grund dafür vor allem im Fehlen von ausreichenden grenzüberschreitenden Netzkapazitäten sowie in einem ineffizienten Zuteilungsregime für diese Kuppelkapazitäten an Stromhändler. Der seitdem vorangeschrittene und weiter forcierte Ausbau der Kuppelkapazitäten (Abschnitt 3.7), der in den Modellrechnungen zur Energieprognose berücksichtigt wird, sollte die gegenwärtig noch zu beobachtenden Engpässe mildern helfen.

Weitere Fortschritte sind durch ein transnationales Netzmanagement (d. h. die verbesserte Koordination der Netzbetriebe), eine harmonisierte Regulierung und eine integrierte industrielle Struktur zu erwarten. Durch ein effizientes, lastflussbasiertes Netzmanagement kann auch bei begrenzten Kuppelkapazitäten durch Ausregelung gegenläufiger Stromflüsse ein ansteigender transnationaler Stromhandel gewährleistet werden. Es gibt gegenwärtig ernsthafte Bestrebungen, die Koordination der Netzbetriebe auf regionaler Basis[12] zu verbessern. Vorreiter ist dabei insbesondere in der Region Westeuropa das unter anderem von Deutschland ins Leben gerufene Pentalaterale Energieforum.

Darin wirken Regierungen, Regulierungsbehörden und Unternehmen aus Deutschland, Frankreich und BeNeLux zusammen, um die Strommärkte in der Region möglichst rasch lastflussbasiert zu verknüpfen. So hat sich die „Electricity Regional Initiative" (ERI) zum Ziel gesetzt, Engpässe an den Grenzen zu identifizieren. Zur Verbesserung der transnationalen Regulierung schlägt die Kommission in

[10] Beim Entry-Exit-Modell muss für die Gasdurchleitung durch mehrere Netzgebiete nur noch eine Ein- und Ausspeisevergütung entrichtet werden, anstelle von Einzelentgelten in jedem Netz (BNetzA 2008).

[11] Durch Festlegung der Netzentgelte in einem Effizienzvergleich werden bei der Anreizregulierung Anreize für einen effizienten Netzbetrieb gesetzt – im Gegensatz zu einer Kostenregulierung, in der alle Kosten des Netzbetriebs auf die Kunden umgelegt werden.

[12] Die UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity), der Dachverband europäischer Netzbetreiber, hat Europa in fünf regionale Blöcke aufgeteilt: Nordwest (A, B, CH, D, F, LU, NL), Nordost (CZ, HU, PL, UKR), Südost (Balkanstaaten), Südzentral (CRO, SL, I), Südwest (E, P).

ihrem dritten Legislativpaket von 2007, das laut Koalitionsvertrag zügig umgesetzt werden soll, die Einrichtung einer unabhängigen EU-Regulierungsbehörde für Strom- und Gasmärkte vor. In dieser Behörde sollen die Vertreter der nationalen Regulierungsbehörden gleichberechtigt vertreten sein und den Kooperationsrahmen für nationale Regulierer setzen. Schließlich trägt die sich verändernde industrielle Struktur zu einer Binnenmarktintegration bei. In den vergangenen Jahren hat es eine Reihe von transnationalen Fusionen gegeben sowie zahlreiche Investitionen von Energieversorgungsunternehmen außerhalb ihres nationalen Marktes.

3 Prognoserelevante Annahmen

Zur Erarbeitung der Rahmenbedingungen für die Energieprognose werden hier neben methodischen Aspekten und die Nachfrage bestimmenden Größen (Abbildung 3.1) die Verbraucherpreise für Energie sowie die wesentlichen Annahmen für die Entwicklung der Struktur des Kraftwerksparks erläutert.

Von herausragender Bedeutung für den künftigen Energiebedarf ist die Größe der Bevölkerung bzw. sind Anzahl und Größe sowie das Siedlungsverhalten der Haushalte, welche die Nachfrage nach Wohnfläche, elektrischen Geräten und Mobilität determinieren. Zudem bestimmt der Bevölkerungsumfang das Erwerbstätigenpotenzial und ist damit entscheidend für das Wachstumspotenzial der Wirtschaft.

Das Wirtschaftswachstum ist wiederum mit entscheidend für die Güterverkehrsleistung und die Energienachfrage in den Wirtschaftssektoren. Weitere wichtige Determinanten für die Entwicklung der Energienachfrage sind die weltwirtschaftliche Entwicklung, die energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen (Abschnitt 2) und die Rohölpreise auf dem Weltmarkt. Der Rohölpreis übt als Leitindikator einen wichtigen Einfluss auf die Preise der übrigen Energierohstoffe aus.

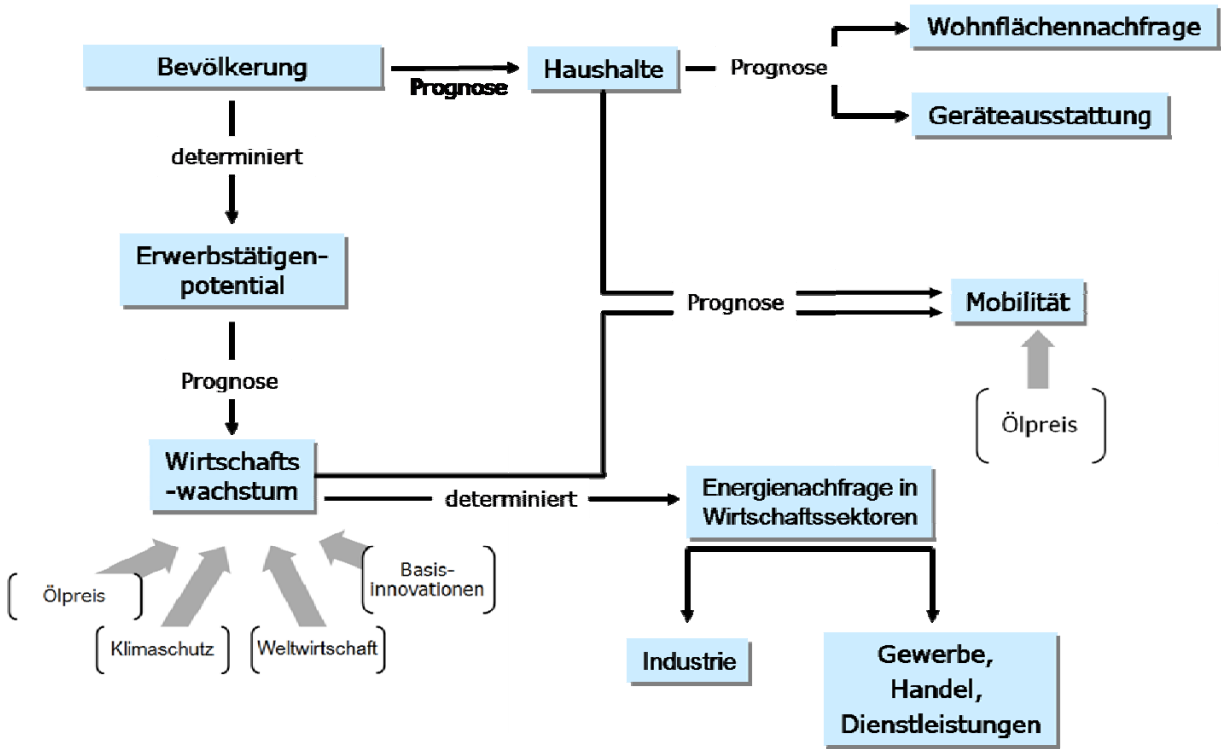


Abbildung 3.1: Wesentliche Bestimmungsgrößen des Energiebedarfs

3.1 Bevölkerung und Haushalte

Die Größe der Bevölkerung und die sich daraus ergebende Anzahl an privaten Haushalten sind bedeutende Einflussfaktoren für den Energieverbrauch eines Landes. Die Referenzprognose geht von einem Schrumpfen der Bevölkerung in den folgenden beiden Jahrzehnten aus, auf 79,7 Mio. im Jahr 2030. Dies sind 2,5 Mio. Menschen weniger, als Ende 2007 in Deutschland lebten. Die Gründe für den Bevölkerungsrückgang liegen in einer geringen, seit geraumer Zeit nahezu konstanten Fertilitätsrate von 1,4 Kindern pro Frau und einer im Vergleich zu früheren Dekaden unterdurchschnittlichen Zuwanderung von annahmegemäß 150 000 Menschen pro Jahr, die sich mit den schwächer werdenden Wanderungsbewegungen der vergangenen Jahre begründen lässt.

Trotz eines Bevölkerungsrückgangs wird die Zahl der Haushalte auch künftig weiterhin zunehmen. Die für die Energieprognose 2009 eigens erstellte Haushaltsprognose ergibt einen Anstieg der Zahl der Haushalte auf 42,0 Mio. im Jahr 2030. Dies sind 2,3 Mio. Haushalte mehr als im Jahr 2007.

Dieser Anstieg ist mit einer weiteren Alterung der Gesellschaft und einer zunehmenden Individualisierung zu begründen, welche die Zahl der Ein- und Zweipersonenhaushalte weiter ansteigen lassen, während die Anzahl der Haushalte mit mehr als zwei Personen weiterhin rückläufig sein dürfte.

Die zunehmende Zahl an kleineren Haushalten lässt erhebliche Änderungen im Energieverbrauch erwarten. Zum einen steigt mit sinkender Haushaltsgröße üblicherweise der Wohnraum pro Kopf; selbst eine sinkende Bevölkerungszahl kann daher mit einer steigenden Wohnraumnachfrage und zunehmendem Raumwärmebedarf verbunden sein.

Zum anderen lässt die steigende Zahl an Haushalten einen höheren Mobilitätsbedarf erwarten, sodass die Anzahl an Pkw sowie die Pkw-Fahrleistung zunehmen dürfte. Die Anzahl der Haushalte, aufgeteilt nach unterschiedlicher Größe, ist daher eine wesentliche Eingangsgröße für die ökonometrische Schätzung der künftigen Wohnflächennachfrage und der Fahrleistung im Personenverkehr.

Die Größe der Bevölkerung und die sich daraus ergebende Anzahl an privaten Haushalten sind bedeutende Einflussfaktoren für den Energieverbrauch eines Landes. So determiniert die Zahl der Haushalte die Nachfrage nach Mobilität in wesentlichem Maße (Abbildung 3.1). Neben dem daraus resultierenden Kauf von Treibstoffen wie Diesel oder Benzin fragen Haushalte Strom, Heizöl, Erdgas und andere Energieträger nach. Darüber hinaus benötigen Haushalte Güter und Dienstleistungen, deren Herstellung ebenfalls mit dem Verbrauch von Energie verbunden ist. Somit nutzen Haushalte letztlich auch auf mittelbare Weise Energie. Dies schlägt sich in der Energiebilanz der Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen nieder.

Schließlich bildet die Bevölkerung auch das Reservoir an Erwerbspersonen, aus dem die Wirtschaft ihren Bedarf an Arbeitskräften deckt. Ein Mangel an Arbeitskräften schränkt die Produktionsmöglichkeiten und Wachstumsaussichten einer Volkswirtschaft ein.

Die Größe der Bevölkerung ist folglich unmittelbar wie auch mittelbar wesentlich für den Energieverbrauch eines Landes. Daher wird hier der Entwicklung der Bevölkerung wie auch der Anzahl an privaten Haushalten besonders hohe Aufmerksamkeit geschenkt und eigens eine Haushaltsprognose erstellt.

Bevölkerungsentwicklung

Ende 2007 lebten in Deutschland rund 82,2 Mio. Menschen (StaBuA 2008). Dies sind rund 13 Mio. mehr als im Jahr 1950. Ein wesentlicher Grund dafür war die Zuwanderung aus dem Ausland. Neben dem Bevölkerungsanstieg ist die zunehmende Alterung der Gesellschaft die bedeutendste demographische Entwicklung der vergangenen Jahrzehnte. So verdoppelte sich gegenüber 1950 die Zahl der über 60-Jährigen (Abbildung 3.2). Die Alterskategorien der 60-80 Jährigen sowie der über 80-Jährigen machen inzwischen rund 25 % der deutschen Bevölkerung aus.

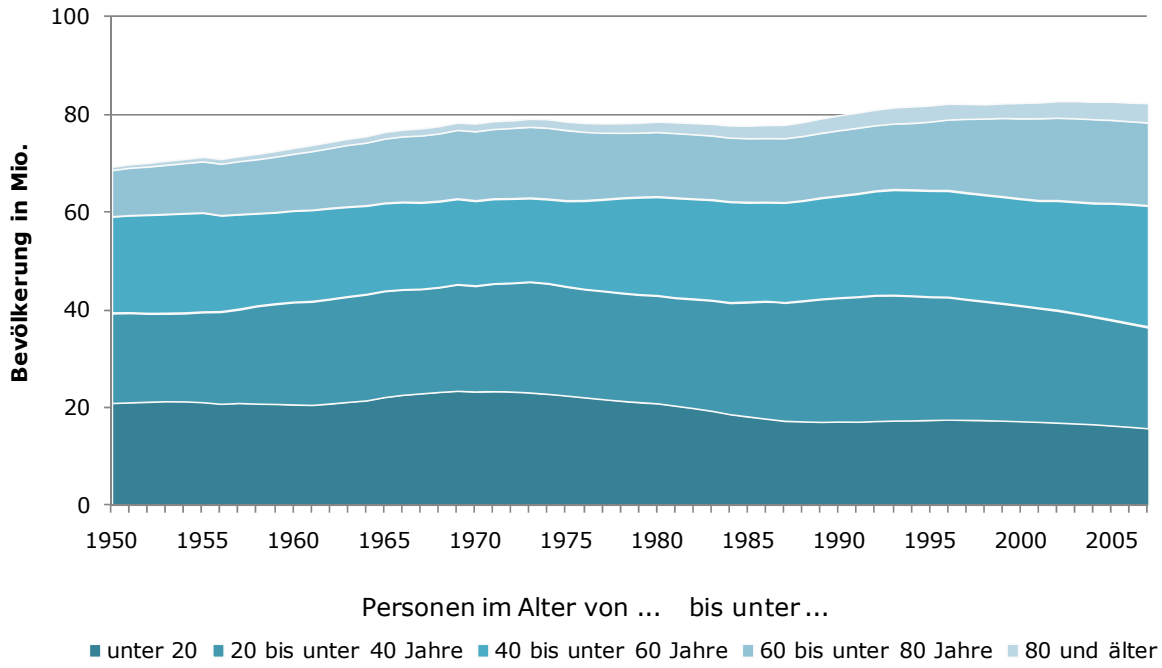


Abbildung 3.2: Entwicklung der Bevölkerungszahl (StaBuA 2008)

Eine zunehmende gesellschaftliche Alterung bleibt nicht ohne Auswirkungen auf die Energienachfrage der privaten Haushalte. So lässt eine wachsende Zahl an älteren Menschen eine steigende Anzahl der Ein- und Zweipersonenhaushalte erwarten, welche im Vergleich zu Haushalten mit mehr Personen einen im Durchschnitt höheren Energieverbrauch pro Kopf aufweisen. Zur Prognose des künftigen Energieverbrauchs für Deutschland ist somit eine adäquate Berücksichtigung der Alterung der Gesellschaft unerlässlich.

Der natürliche, nicht auf Zuwanderung beruhende demographische Wandel vollzieht sich nur allmählich. Entscheidend dafür ist, dass die Geburtenziffer wie auch die Lebenserwartung – die beiden entscheidenden Einflussgrößen für den natürlichen demographischen Wandel – keine stark volatilen Größen sind. Vielmehr befindet sich die Geburtenziffer in West-

deutschland seit mehreren Jahrzehnten auf dem relativ stabilen Niveau von durchschnittlich 1,4 Kindern pro Frau. Für die Referenzprognose wie auch für die Sensitivitätsanalysen wird daher ausnahmslos von diesem Wert der Fertilitätsrate ausgegangen. Falls sich die Geburtenziffer unvorhersehbar stark ändern sollte, würde sich dies ohnehin erst sehr spät auf die Bevölkerungsentwicklung auswirken (Börsch-Supan, Wilke 2009) und bis zum Betrachtungshorizont von 2030 kaum Relevanz haben.

Auch die Lebenserwartung ändert sich nicht sprunghaft, sondern steigt im Laufe der Zeit vergleichsweise langsam an. Damit ist auch künftig aufgrund der Fortschritte der Medizin zu rechnen (BiB 2004). Vor diesem Hintergrund wurde für die Referenzprognose auf das Bevölkerungsszenario 3W1,5 des Mannheimer Forschungsinstituts MEA zurückgegriffen (Abbildung 3.3), in dem eine im Vergleich zu den amtlichen Bevölkerungsvorausrechnungen „realistischere Entwicklung der Lebenserwartung" modelliert wird (Börsch-Supan, Wilke 2009). So geht das für die Referenzprognose gewählte Bevölkerungsszenario von einer höheren durchschnittlichen Lebenserwartung als die Szenarien der 11. Koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung des Statistischen Bundesamts (StaBuA 2006) aus.

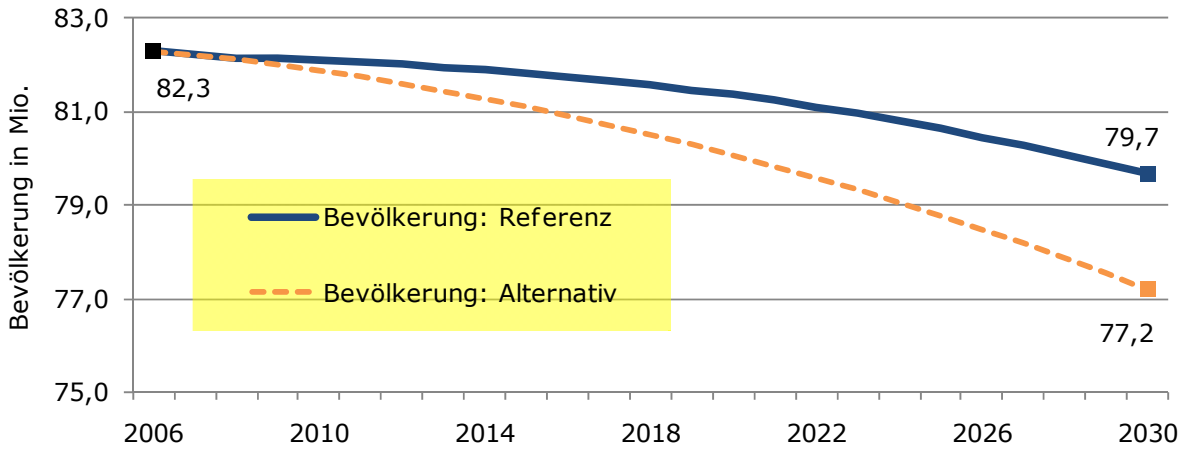


Abbildung 3.3: Potenzielle Bevölkerungsentwicklungen

Das Bevölkerungsszenario der Referenzprognose unterstellt ferner einen zukünftigen positiven Wanderungssaldo von 150 000 Personen pro Jahr, wohingegen die Rechnungen des Statistischen Bundesamtes entweder einen Wanderungssaldo von 100 000 oder sogar 200 000 Personen berücksichtigen. Zum Vergleich: Der mittlere Wanderungssaldo seit 1950 betrug lediglich 170 000 Personen, wobei in den Zeiten des wirtschaftlichen Aufschwungs in den 50er und 60er Jahren eine massive Zuwanderung von Arbeitskräften aus dem südeuropäischen Ausland und der Türkei zu verzeichnen war. Für die Zukunft ist allerdings kaum vorstellbar, dass sich die starken Zuwanderungswellen der Vergangenheit wiederholen werden.

Einhergehend mit der überragenden Bedeutung des Umfangs der Bevölkerung und der daraus resultierenden Zahl an Haushalten ist es naheliegend, zur Über-

prüfung der Sensitivität des Energieverbrauchs zuallererst alternative Bevölkerungsszenarien zu Rate zu ziehen. Für die Sensitivitätsanalyse mit einer niedrigeren Bevölkerung (Abschnitt 6) wird das Szenario V1W1 des Statistischen Bundesamtes gewählt, das aufgrund des relativ niedrigen jährlichen Zuwanderungssaldos von 100 000 einen deutlichen Rückgang der Bevölkerung bis 2030 um rund 5,1 Mio. Personen beinhaltet. Mit 77,2 anstatt 79,7 Mio. Personen im Jahr 2030 ist der Umfang der Bevölkerung im Alternativszenario deutlich geringer als im Bevölkerungsszenario der Referenzprognose (Abbildung 3.3).

Private Haushalte

Im Einklang mit der Bevölkerung ist die Anzahl an Haushalten in den zurückliegenden Jahrzehnten deutlich gestiegen. Gab es 1991 rund 35,2 Mio. Haushalte, stieg diese Zahl bis 2007 auf rund 39,7 Mio. (Abbildung 3.4). Dazu hat auch die starke Zunahme an Ein- und Zweipersonenhaushalten beigetragen. So machten diese 2007 rund 72 % aller Haushalte aus, während deren Anteil 1991 nur etwa 64 % betrug. Im Jahr 1961 stellten diese Haushaltstypen lediglich rund 47 % aller westdeutschen Haushalte dar.

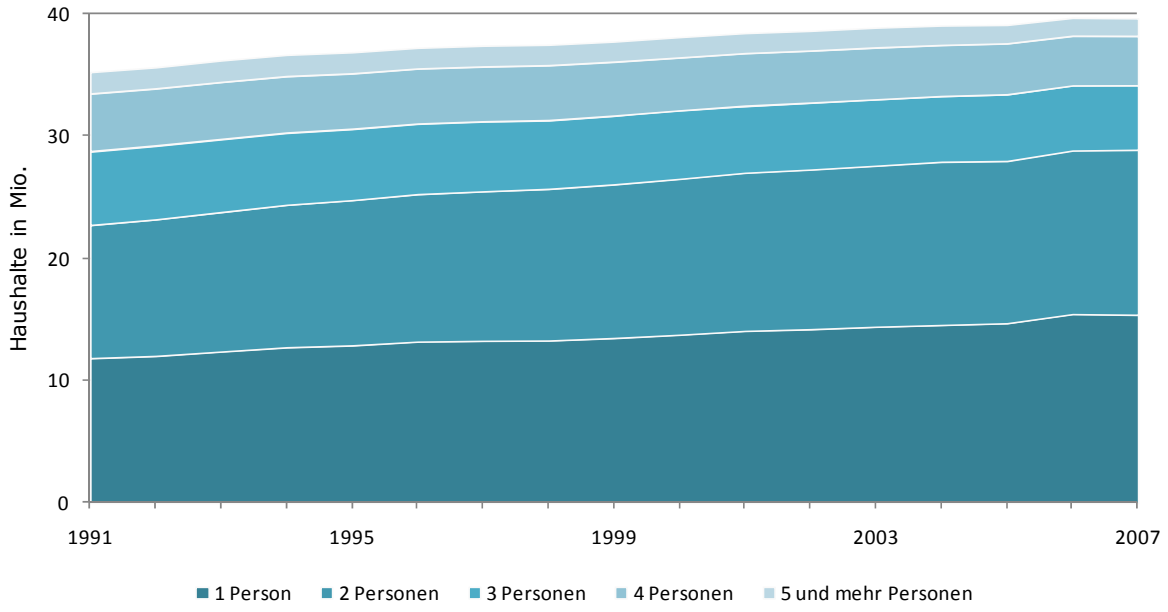


Abbildung 3.4: Anzahl an privaten Haushalten in Deutschland (StaBuA 2007b)

Haushaltsprognose

Nach der Referenzprognose steigt die Zahl der Haushalte auf 42,0 Mio. im Jahr 2030 an (Abbildung 3.5). Der Anstieg um 2,3 Mio. Haushalte, trotz einer bis 2030 um etwa 2,6 Mio. Personen abnehmenden Bevölkerung, ist auf den bereits in der Vergangenheit zu beobachtenden Trend zu mehr Ein- und Zweipersonenhaushalten zurückzuführen. Für 2030 ergibt sich in der Energieprognose 2009 eine gegenüber 2007 um 3 Mio. höhere Zahl an Einpersonenhaushalten (Tabelle 3.1). Der Anstieg der Zahl der Zweipersonenhaushalte ist mit rund 1,5 Mio. etwa halb so groß. Im Gegensatz dazu sinkt die Zahl der Haushalte mit mehr als zwei Mitgliedern. Ein wesentlicher Grund für diese gegensätzlichen Entwicklungen ist die wei-

ter voranschreitende Alterung der Gesellschaft. Demnach werden im Jahr 2030 mehr als 20 % der Bevölkerung mindestens 70 Jahre alt sein.

Mit diesen Veränderungen sollten erhebliche Änderungen im Energieverbrauch verbunden sein, da üblicherweise der Wohnraum pro Kopf mit sinkender Haushaltsgröße steigt und somit auch der Bedarf an Raumwärme.

Um die Ergebnisauswirkungen einer abweichenden Bevölkerungsentwicklung darstellen zu können, wurde eine Haushaltsprognose unter Nutzung des alternativen Bevölkerungsszenarios erarbeitet und darauf aufbauend eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt. Aufgrund der im Vergleich zur Referenzprognose unterstellten geringeren gesellschaftlichen Alterung und des geringeren Wanderungssaldos steigt die Zahl der Haushalte bis 2030 lediglich auf rund 40,5 Mio.

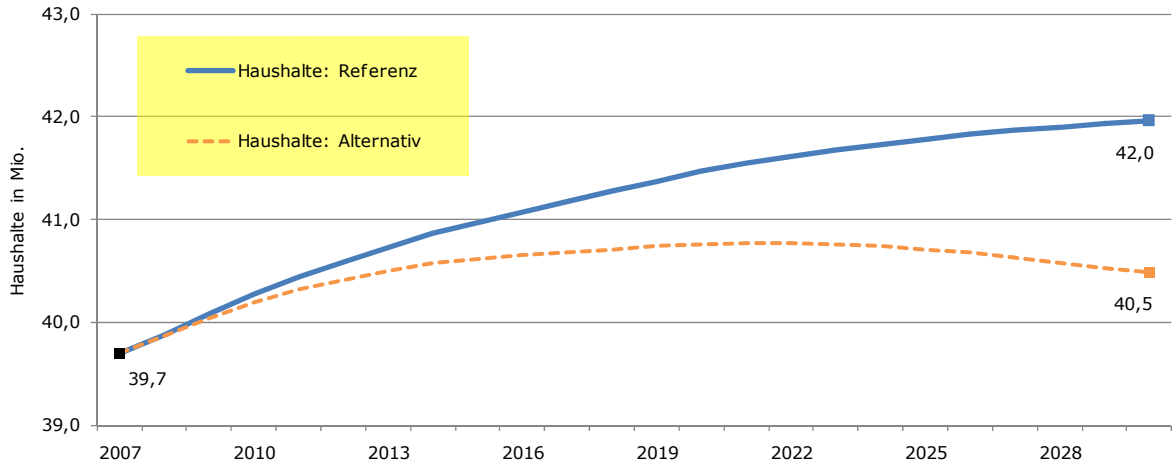


Abbildung 3.5: Entwicklung der Zahl der Haushalte bis 2030

Tabelle 3.1: Annahmen über Bevölkerung und Haushalte für die Referenzprognose (Ra)

	2007	2010	2012	2015	2020	2025	2030
1 Person-HH (Mio.)	15,9	16,5	16,8	17,1	17,7	18,3	18,9
2 Personen-HH (Mio.)	12,6	12,9	13,2	13,5	13,9	14,1	14,1
3 Personen-HH (Mio.)	5,3	5,2	5,2	5,1	4,8	4,6	4,4
4 Personen-HH (Mio.)	4,2	4,1	4,0	3,8	3,6	3,5	3,3
5 und mehr Personen-HH (Mio.)	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2
Anzahl Haushalte (Mio.)	39,7	40,3	40,6	41,0	41,5	41,8	42,0
Bevölkerung (Mio.)	82,3	82,1	82,0	81,8	81,4	80,6	79,7
Personen je Haushalt	2,07	2,04	2,02	2,00	1,96	1,93	1,90

3.2 Wohnflächennachfrage und Geräteausstattung der Haushalte

Der zentrale Bestimmungsfaktor für den Energieverbrauch der Haushalte ist die insgesamt zu beheizende Wohnfläche. Die künftige Entwicklung dieser Größe hängt wiederum maßgeblich von den demographischen Veränderungen ab. Vor diesem Hintergrund wird die künftige Wohnflächennachfrage der Haushalte mit Hilfe eines Ansatzes bestimmt, bei dem zudem die Haushaltsgröße, aber insbesondere auch Einflüsse wie das Haushaltseinkommen und die Altersstruktur berücksichtigt werden, und nicht zuletzt, ob der Haushalt im ländlichen oder städtischen Raum wohnt. Im Rahmen eines speziell dafür konzipierten ökonometrischen Modells werden die haushaltsspezifische Wohnortentscheidung und die Wohnflächennachfrage auf Basis von sozioökonomischen Faktoren empirisch abgeleitet, wobei insbesondere zwischen städtischen und ländlichen Gebieten und nach unterschiedlichen Gebäudetypen unterschieden wird.

Demnach steigt die Wohnfläche bis 2030 auf gut 4 Mrd. m^2. Pro Person stehen dann rein rechnerisch etwa 50,4 m^2 zur Verfügung, je Haushalt etwa 95,7 m^2. Die größte Flächenzunahme ist bei Ein- und Zweifamilienhäusern zu erwarten. In dieser bereits in der Vergangenheit zu beobachtenden Entwicklung schlägt sich der Trend zu einer älteren Bevölkerung mit kleineren Haushalten nieder. Nicht selten bewohnen Haushalte im Seniorenalter eine Wohnfläche, die ehemals für eine Familie mit Kindern geschaffen wurde, auch nach Auszug der Kinder weiter.

Durch die steigende Zahl an Haushalten ist im Betrachtungszeitraum mit einer weiterhin steigenden Zahl an Elektrogeräten zu rechnen. Dabei geht die Energieprognose 2009 davon aus, dass sich der Ausstattungsgrad je 1 000 Haushalte für die meisten Elektrogeräte nur noch geringfügig erhöht. Ausnahme davon sind Geräte der Informations- und Telekommunikationstechnologie (ITK), einschließlich der Unterhaltungselektronik. Der zu erwartende Anstieg des Stromverbrauchs wird dabei durch die Marktdurchdringung von verbrauchsärmeren Geräten gemindert.

Wohnflächennachfrage

Der zentrale Bestimmungsfaktor für den Energieverbrauch der privaten Haushalte ist die insgesamt zu beheizende Wohnfläche. Für deren Einschätzung werden die zuvor dargestellten Ergebnisse der Haushaltsprognose genutzt. Zur Wohnflächenvorhersage wird zwischen diversen Gebäudetypen unterschieden, zudem wird differenziert zwischen einer Wohnlage in der Stadt oder in ländlichen Gebieten, um dem vergleichsweise hohen Niveau der Miet- und Grundstückspreise in Städten Rechnung zu tragen. Dies hat Auswirkungen auf die durchschnittliche Wohnfläche und damit verknüpft auf die Raumwärmenachfrage. Schließlich ist eine Differenzierung nach Stadt und Land auch für die Prognose der Verkehrsleistung von Haushalten von Bedeutung, da in ländlichen Regionen die Wege zum Arbeitsplatz in der Regel länger ausfallen als in städtisch geprägten Gebieten, wo zumeist ein eng geknüpftes Nahverkehrsnetz unterstellt werden kann.

Deutschlandweit standen den rund 39,7 Mio. Haushalten im Jahr 2007 etwa

39,9 Mio. Wohneinheiten mit einer Fläche von insgesamt rund 3,44 Mrd. m^2 zur Verfügung. Rund 58 % der Wohnfläche befand sich in Ein- oder Zweifamilienhäusern (EFH/ZFH), Mehrfamilienhäuser (MFH) trugen etwa 40 % zur gesamten Wohnfläche bei, Nicht-Wohngebäude weniger als 2 % (Abbildung 3.6). Rein rechnerisch standen jedem Einwohner etwa 41,9 m^2 Wohnfläche zur Verfügung, jedem Haushalt rund 86,7 m^2. Im Vergleich zu den rund 3,1 Mrd. m^2 an Wohnfläche im Jahr 1997 war innerhalb von 10 Jahren ein Anstieg um knapp 11 % zu verzeichnen. Der Zuwachs war mit über 14 % bei Ein- und Zweifamilienhäusern besonders hoch, wohingegen die Wohnfläche der Mehrfamilienhäuser lediglich um gut 6 % stieg.

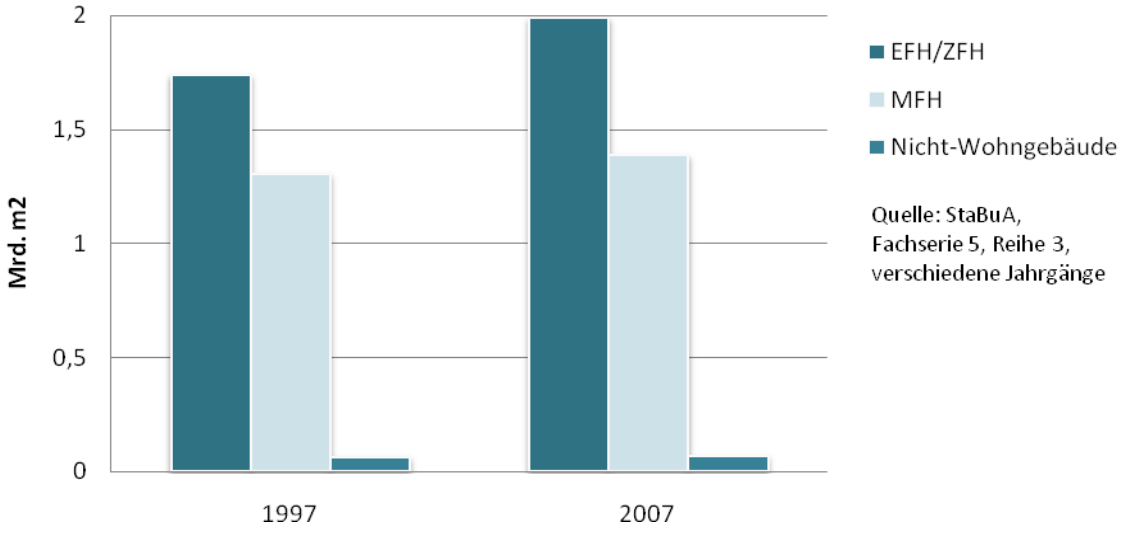


Abbildung 3.6: Wohnflächenbestand 1997 und 2007

Es ist zu erwarten, dass die Gesamtwohnfläche auch in Zukunft zunehmen wird. Wesentliche Gründe dafür sind die weiter wachsende Zahl an Haushalten sowie eine weiter steigende Wohnfläche pro Person. Die Zunahme der Wohnfläche pro Kopf ist mit auf einen Anstieg des allgemeinen Einkommensniveaus sowie auf die Alterung der Gesellschaft zurückzuführen. So verfügen ältere Personen häufig über ein vergleichsweise hohes Einkommen und bewohnen daher eine relativ große Wohnfläche.

Um diese Entwicklungen adäquat abbilden zu können, wurde die Wohnflächennachfrage auf zwei unterschiedlichen Wegen modelliert. Der erste, weniger differenzierte Ansatz bestimmt die voraussichtliche Entwicklung der Wohnflächennachfrage ohne eine Unterscheidung nach Gebäudetypen.

Diese Unterscheidung ist Bestandteil des zweiten Ansatzes, bei dem zudem die Haushaltsgröße, aber insbesondere auch Einflüsse wie das Haushaltseinkommen und die Altersstruktur berücksichtigt werden, und nicht zuletzt, ob der Haushalt im ländlichen oder städtischen Raum wohnt. Unter Verwendung individueller Haushaltsdaten aus dem Sozioökonomischen Panel (SOEP) und eines eigens dafür konzipierten ökonometrischen Modells wurden die haushaltsspezifische Wohnortentscheidung und die Wohnflächennachfrage auf Basis von sozioökonomischen Faktoren empirisch abgeleitet, wobei insbesondere zwi-

schen städtischen und ländlichen Gebieten und nach unterschiedlichen Gebäudetypen unterschieden wurde.

Methodisches Vorgehen beim weniger differenzierten Ansatz

Grundlage der folgenden empirischen Bestimmung der Wohnflächennachfrage sind die vom Statistischen Bundesamt jährlich publizierten Werte zum Wohnflächenbestand für die Jahre 1986 bis 2007 (StaBuA, Fachserie 5, Reihe 3, verschiedene Jahrgänge) sowie die amtlichen Daten zur Anzahl der Haushalte nach der jeweiligen Größe. Ausgehend davon wird in diesem Ansatz die Gesamtwohnfläche im Wesentlichen durch die jeweilige Anzahl der Haushalte unterschiedlicher Größe bestimmt.

Der Vergleich der Prognosewerte mit den vom Statistischen Bundesamt publizierten Werten zur Gesamtwohnfläche verdeutlicht für den Zeitraum von 1986 bis 2007 die Eignung des Prognosemodells: Dem amtlichen Wert für 1986 von 2 675 Mio. m^2 steht ein Schätzwert von 2 672 Mio. m^2 gegenüber. Der Schätzwert für 2007, dem letzten Jahr für das amtliche Daten vorliegen, beläuft sich auf rund 3 431 Mio. m^2, die Abweichung zum amtlichen Wert in Höhe von 3 444 Mio. m^2 beträgt lediglich rund 0,3 %. Auch die im Stützzeitraum kaum unterscheidbaren Linien zwischen Schätz- und beobachteten Werten der Abbildung 3.7 verdeutlichen die annähernd punktgenaue Übereinstimmung.

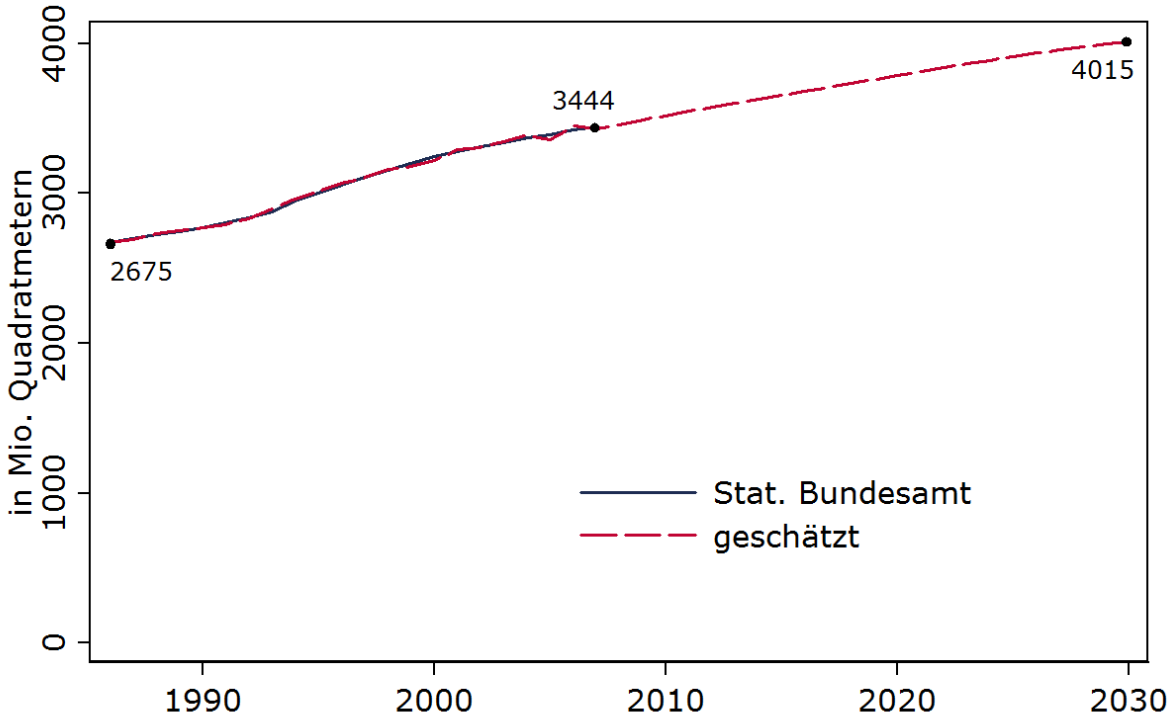


Abbildung 3.7: Wohnflächenentwicklung in der Referenzprognose (Ra)

Differenzierter Ansatz zur Prognose der Wohnflächennachfrage

Bei der Schätzung der künftigen Wohnflächennachfrage differenziert dieser Ansatz nach Gebäudetypen, d. h., er unterscheidet nach Ein- bzw. Zweifamilienhäusern (EFH/ZFH) bzw. Mehrfamilienhäusern (MFH). Zudem wird explizit berücksichtigt, ob die Haushalte in städtischen oder ländlichen Räumen wohnen.

Die Wohnflächen in Ein- und Zweifamilienhäusern unterscheiden sich deutlich von denen in Mehrfamilienhäusern. Zudem unterscheiden sich die Wohnungsgrößen je nachdem, ob die Wohneinheit sich in einem städtischen oder ländlichen Gebiet befindet. Es erscheint daher angebracht, eine entsprechende Differenzierung bei der Wohnflächenprognose zu berücksichtigen. Dementsprechend werden vier Fälle unterschieden, die sich aus den Feldern der nachfolgenden Matrix ergeben.

	Stadt	Land
MFH	Feld 1	Feld 2
EFH/ZFH	Feld 3	Feld 4

Konzeptionell folgt dieser Ansatz dem Wohnungsprognosemodell des Bundesamts für Bauwesen und Raumordnung (BBR 2006). Insbesondere werden hier die Effekte einer alternden Bevölkerung in die Betrachtung einbezogen, da diese Rückwirkungen auf die Verteilung der Haushalte auf Stadt oder Land und auf die Zahl der Wohnungen in Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern haben.

Die Vorgehensweise erfolgt in drei Schritten:

- Für jeden der vier Fälle wird die mittlere Wohnfläche in Abhängigkeit der Haushaltsgröße geschätzt. Beispielsweise wird für einen Zweipersonenhaushalt, der in einem Mehrfamilienhaus in der Stadt wohnt, die typische Wohnflächennachfrage ermittelt.
- Für jeden der vier Fälle wird in Abhängigkeit der Haushaltsgröße mit Hilfe von ökonometrischen Discrete-Choice-Modellen die Wahrscheinlichkeit des Auftretens dieses Falles abgeleitet. So wird etwa geschätzt, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein Zweipersonenhaushalt in einem Mehrfamilienhaus in der Stadt wohnt.
- Schließlich werden die abgeleiteten Wohnflächen und Wahrscheinlichkeiten für jeden Fall multipliziert.
- Datenbasis ist das Sozioökomische Panel (SOEP), welches umfassende Informationen zu den Wohnverhältnissen für mehrere tausend Haushalte für den Zeitraum 1985 bis 2007 enthält. Darüber hinaus ist dem SOEP zu entnehmen, in welchem Landkreis ein Haushalt seinen Wohnsitz hatte

Für die Aufteilung der Landkreise in städtisch und ländlich geprägte Räume wird sich an der Klassifizierung des BBR (2006) orientiert. Als „Stadt" werden hier diejenigen Landkreise behandelt, die vom BBR als „Kernstädte" klassifiziert wurden. Als „Land" werden alle anderen Landkreise definiert, insbesondere die Kreise, die das Umland um regionale Zentren bilden, etwa direkt an München und Hamburg angrenzende Gebiete (Abbildung 3.8).

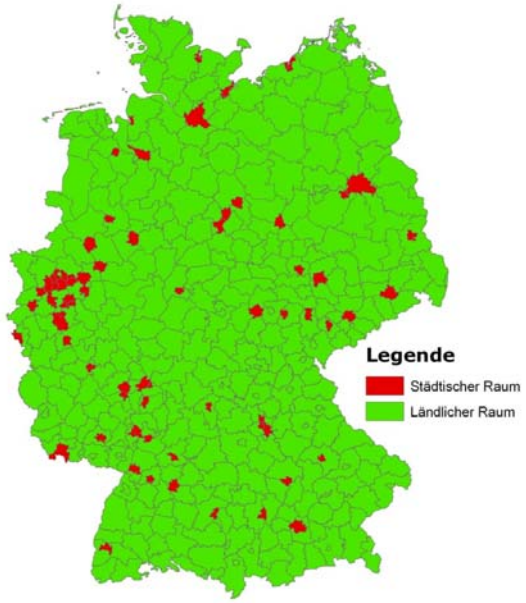


Abbildung 3.8: Räumliche Abgrenzung von städtischen und ländlichen Gebieten

Prognoseergebnisse

Beide hier benutzten Ansätze kommen zu einer praktisch identischen Einschätzung der künftigen Gesamtnachfrage nach Wohnfläche. Demnach wird die Wohnfläche bis 2030 auf gut 4 Mrd. m^2 steigen (Tabelle 3.2). Pro Person stehen dann rein rechnerisch etwa 50,4 m^2 zur Verfügung, je Haushalt etwa 95,7 m^2. Die größte Flächenzunahme ist bei Ein- und Zweifamilienhäusern (EFH/ZFH) zu erwarten. In dieser bereits in der Vergangenheit zu beobachtenden Entwicklung schlägt sich der Trend zu kleineren Haushalten nieder. So bewohnen Haushalte, deren Mitglieder im Seniorenalter sind, nicht selten eine Wohnfläche, die ehedem für eine Familie mit Kindern geschaffen wurde, auch nach Auszug der Kinder weiter.

Tabelle 3.2: Wohnflächennachfrage nach Gebäudetyp sowie städtischen und ländlichen Gebieten

	2007	2010	2012	2015	2020	2025	2030
Wohnfläche, Mio. m^2	3 444	3 520	3 574	3 654	3 788	3 913	4 015
davon in MFH, Stadt	609	612	614	616	619	622	623
davon in MFH, Land	690	697	701	708	719	731	743
davon in EFH/ZFH, Stadt	304	316	324	335	356	377	396
davon in EFH/ZFH, Land	1 840	1 895	1 935	1 996	2 094	2 183	2 253
Wohnfl./Person, m^2	41,9	42,9	43,6	44,7	46,6	48,5	50,4
Wohnfl./Haushalt, m^2	86,7	87,4	88,0	89,2	91,3	93,7	95,7

Ausstattung mit elektrischen Geräten

Für den Stromverbrauch privater Haushalte ist neben den zu Beleuchtungszwecken benötigten Lampen die Ausstattung mit elektrischen Geräten eine bedeutende Einflussgröße. Die laufenden Wirtschaftsrechnungen des Statistischen Bundesamtes geben Auskunft über die Ausstattung privater Haushalte mit langlebigen Gebrauchsgütern (Fachserie 15, Reihe 2). Hierbei handelt es sich um eine jährlich durchgeführte Haushaltsbefragung, welche die alle fünf Jahre durchgeführte Einkommens- und Verbrauchsstichprobe ergänzt. Ausstattungsgrade von über 100 % zeigen dabei an, dass elektrische Geräte wie Fernseher und Computer, aber auch Großgeräte wie Kühlschränke, oftmals mehrfach in einem Haushalt vorhanden sind.

Ausgehend von den im Zeitraum 2000 bis 2007 beobachteten Trends wurden die

Ausstattungsgrade der Haushalte bis 2030 fortgeschrieben. Eine Differenzierung der Ausstattungsgrade nach Haushaltsgröße erfolgte wegen der Inkongruenz der Haushaltsklassifikationen nicht. Für Großgeräte zeigen sich – mit Ausnahme der Geschirrspüler – bereits heute gewisse Sättigungstendenzen (Tabelle 3.3).

Tabelle 3.3: Elektrogeräte - Ausstattung in % der Haushalte und spezifischer Jahresverbrauch, Quelle: Fachserie 15, Reihe 2. Fortschreibung des zwischen 2000 und 2007 beobachteten Trends

		2005	2010	2015	2020	2025	2030
Licht	Ausstattung	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
kWh/(Jahr und Haushalt)		286	239	186	133	122	111
Gemeinschafts-beleuchtung	Ausstattung	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
kWh/(Jahr und Haushalt)		84	78	70	63	58	54
Kühlschrank	Ausstattung	116 %	118 %	119 %	120 %	121 %	121 %
kWh/(Jahr und Gerät)		214	201	185	170	158	145
Gefriergerät	Ausstattung	83 %	86 %	87 %	88 %	89 %	89 %
kWh/(Jahr und Gerät)		200	192	189	187	175	164
Geschirrspüler	Ausstattung	58 %	68 %	75 %	79 %	82 %	84 %
kWh/(Jahr und Gerät)		202	190	179	168	161	153
Waschmaschine	Ausstattung	95 %	96 %	95 %	95 %	95 %	95 %
kWh/(Jahr und Gerät)		150	139	131	122	117	113
Wäschetrockner	Ausstattung	36 %	40 %	43 %	45 %	46 %	47 %
kWh/(Jahr und Gerät)		278	253	215	177	167	157
Kochen	Ausstattung	92 %	92 %	92 %	92 %	92 %	92 %
kWh/(Jahr und Gerät)		306	297	286	276	270	265
Mikrowelle	Ausstattung	66 %	75 %	81 %	86 %	89 %	90 %
kWh/(Jahr und Gerät)		35	38	36	35	35	34
Fernseher	Ausstattung	150 %	156 %	161 %	164 %	166 %	167 %
kWh/(Jahr und Gerät)		164	202	200	200	203	205
Computer	Ausstattung	93 %	127 %	149 %	165 %	175 %	181 %
kWh/(Jahr und Gerät)		302	226	237	234	231	228
Video/DVD	Ausstattung	87 %	87 %	114 %	133 %	145 %	152 %
kWh/(Jahr und Gerät)		152	134	123	99	87	75
Radio/HiFi	Ausstattung	93 %	95 %	96 %	97 %	98 %	99 %
kWh/(Jahr und Gerät)		87	85	64	52	43	34
Sonstige IKT	Ausstattung	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
kWh/(Jahr und Haushalt)		65	77	84	89	93	95
Sonstige Geräte	Ausstattung	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
kWh/(Jahr und Haushalt)		171	174	176	177	179	181

Die Ausstattung mit Waschmaschinen stagniert sogar. Auch bei Fernsehgeräten wird davon ausgegangen, dass gekaufte Neugeräte vorwiegend ältere Technik ersetzen. Hauptsächlich dadurch lassen sich die in den vergangenen Jahren zu beobachtenden hohen Absatzzahlen für Flachbildschirmgeräte erklären. Ein deutlicher Zuwachs des Gerätebestands wird für den Bereich der neuen Informations- und Telekommunikationstechnologie (IKT) unterstellt (Fh-IZM 2009).

Der jeweils unterstellte spezifische Jahresverbrauch resultiert aus zwei gegenläufigen Effekten, dem Trend zu verbrauchsärmeren Geräten einerseits und einer steigenden Nutzungsintensität des Geräts andererseits. Der steigende Verbrauch von TV-Geräten wird vom Trend zu größeren Bildschirmdiagonalen getrieben. Die Angaben zur Entwicklung im IKT-Segment sind angelehnt an eine aktuelle Untersuchung der Fraunhofer-Gesellschaft (Fh-IZM 2009).

Exkurs: Strombedarf von IKT

Motor des technologischen Fortschritts sind Innovationen, wobei unter Basisinnovationen solche technologischen Neuerungen verstanden werden, die als wesentliche Ursache persistenten Wachstums angesehen werden. Basisinnovationen sind als solche in der Regel erst im Nachhinein erkennbar. Viele Studien messen gerade den Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) wachsende Bedeutung zu. Die IEA (2009b) erwartet, dass sich durch die Verwendung von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) sowie durch die starke Verbreitung von Geräten der Unterhaltungselektronik der dafür notwendige Energieverbrauch bis zum Jahr 2022 verdoppeln und bis zum Jahr 2030 sogar verdreifachen wird.

Berechnungen von Fh-IZM, Fh-ISI (2009) zeigen, dass der Stromverbrauch für IKT in Deutschland zwischen 2007 und 2020 um 20 % ansteigen könnte, von 55,4 auf 66,7 Mrd. kWh. Dabei zeigt die Analyse, dass bei privaten Haushalten und in Rechenzentren mit einem weiteren Anstieg des Strombedarfs durch IKT zu rechnen ist.[13] Beim Stromverbrauch der Unternehmen für IKT und für den Bereich Netzzugang und Betrieb des Netzes werden keine Steigerungen erwartet. Hinsichtlich des Stromverbrauchs durch den Standby-Modus geht die Studie davon aus, dass sich aufgrund von technischen Effizienzverbesserungen der Anteil des Standby-Stromverbrauchs von 28 % im Jahr 2007 auf 7,4 % im Jahr 2020 reduzieren lässt. Nach Fh-IZM, Fh-ISI (2009) bestehen zusätzliche Einsparpotenziale etwa durch den Einsatz von energieeffizienten Elektronikkomponenten (Displays, Prozessoren), durch Virtualisierung bei Servern und Rechenzentren oder durch optimierte Klimatisierungstechnologien in Rechenzentren.

Projektionen der IEA (2009b) zeigen, dass durch den Einsatz von effizienteren Technologien[14] in der Unterhaltungselektronik und bei Informations- und Kommunikationstechnologien, im Vergleich zur erwarteten Entwicklung ohne Effizienzmaßnahmen, Einsparungen von 30 % im Jahr 2030 möglich sind. Durch den Einsatz von bereits erhältlichen bestmöglichen Technologien könnte der erwartete Stromverbrauch bis 2030 sogar halbiert werden.

[13] Die Basisprognose aus Fh-IZM, Fh-ISI (2008) wird im Rahmen der Energieprognose 2009 für den Stromverbrauch der privaten Haushalte für IKT direkt übernommen.

[14] Technologien und Prozesse, die bereits zugänglich und in vielen Fällen zum Teil kommerziell verbreitet sind (IEA 2009).

3.3 Wirtschaftswachstum

Die Energieprognose 2009 erfolgt vor dem Hintergrund einer schweren weltweiten Rezession, deren Dauer und Folgen für die deutsche Volkswirtschaft nur schwer absehbar sind. Dies ist von hoher Relevanz, da die wirtschaftliche Entwicklung, welche üblicherweise durch die Veränderung des Bruttoinlandsprodukts (BIP) gemessen wird, die Triebfeder der gewerblichen und industriellen Energienachfrage ist.

In der Referenzprognose wird für das Jahr 2009 von einem Rückgang des BIP in Deutschland von 5,5 % gegenüber dem Vorjahr ausgegangen. Für 2010 wird eine leichte Erholung des BIP um 0,6 % gegenüber 2009 erwartet. Ein Vergleich mit aktuellen Studien der führenden deutschen Wirtschaftsforschungsinstitute, der EU und des Weltwährungsfonds zur Wirtschaftsentwicklung in Deutschland unterstreicht die Plausibilität dieser Wachstumsraten für die Jahre 2009 und 2010.

Es wird darüber hinaus damit gerechnet, dass die deutsche Volkswirtschaft erst ab 2014 auf einen langfristigen Wachstumspfad zurückkehrt, der durch das Wachstumspotenzial der deutschen Volkswirtschaft vorgezeichnet ist.

Das Wachstumspotenzial wird sehr wesentlich durch das Erwerbstätigenpotenzial determiniert, welches wiederum entscheidend von der Bevölkerungsentwicklung beeinflusst wird, sowie durch arbeitsmarktpolitische Maßnahmen zur weiteren Aktivierung des Erwerbstätigenreservoirs.

Das langfristige Wachstumspotenzial für Deutschland beträgt gemäß der RWI-Potenzialanalyse bis 2030 im Mittel rund 1,3 % pro Jahr. Aufgrund des Rückgangs und der zunehmenden Alterung der Bevölkerung verflacht das Wachstumspotenzial zum Ende des Prognosezeitraums zusehends.

Weltwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Energieprognose erfolgt vor dem Hintergrund einer schweren weltweiten Rezession. Der Einbruch der globalen Produktion hat ein Ausmaß angenommen, wie es seit der Großen Depression der 30er Jahre des 20. Jahrhunderts nicht mehr zu beobachten war. Der Produktionsrückgang wird von einem massiven Einbruch des Welthandels begleitet. Ausgehend von einer Banken- und Finanzkrise in den USA und Europa erfasste die Entwicklung im vierten Quartal 2008 fast alle Industrie- und Schwellenländer. Das auf das Jahr hochgerechnete Bruttoinlandsprodukt (BIP) ging in den USA laut dem World Economic Outlook 2009 des Weltwährungsfonds (IMF 2009b) im vierten Quartal 2008 um 6,3 % zurück, im Euro-Raum und Großbritannien um jeweils rund 6 %. Auch Asien ist von der Krise erfasst worden: In Japan schrumpfte das BIP im vierten Quartal 2008 auf das Jahr hochgerechnet um 12 %. Die im vergangenen Jahrzehnt boomenden Volkswirtschaften Chinas und Indiens wuchsen zwar weiterhin, aber die Wachstumsraten fielen 2008 gegenüber dem Vorjahr von 13,0 % auf 9,0 % bzw. von 9,3 % auf 7,3 %. Für 2009 wird dort eine weitere drastische Verlangsamung des Wachstums erwartet.

Der World Economic Outlook geht für das Jahr 2009 von einem Schrumpfen der Weltwirtschaft von 1,3 % aus, für Deutschland von einem Rückgang des BIP von 5,6 %. Der Weltwährungsfonds nimmt an, dass die gegenwärtige Abnah-

me des Welthandels nicht von Dauer sein wird, sondern das Ergebnis eines zwischenzeitlichen Vertrauensverlusts und einer vorübergehend gestiegenen Risikoaversion der Handelspartner ist (IMF 2009b).

Ein Hauptgrund für diesen verhaltenen Optimismus ist, dass sich die heutigen wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen wesentlich von denen der 30er Jahre unterscheiden, als sich eine Bankenkrise in den USA zur Weltwirtschaftskrise ausweitete. In vielen Regionen der Welt sind seither Freihandelszonen eingerichtet worden. In Europa wurde seit den römischen Verträgen von 1955 mit der Europäischen Union der größte Binnenmarkt der Welt geschaffen.

Die wirtschaftliche Integration von 27 Ländern und rund 490 Mio. Einwohnern geht dabei weit über den Freihandel hinaus: Die EU setzt für fast alle Wirtschaftsbereiche regulierende Rahmenbedingungen. In vielen Sektoren hat dies zu einer Harmonisierung der Wettbewerbsregeln und zu mehr Marktintegration geführt, insbesondere in den Energiemärkten. Die Schaffung der Europäischen Zentralbank und die Einführung des Euro in 16 der 27 Mitgliedsstaaten markierten einen weiteren fundamentalen Integrationsschritt der europäischen Volkswirtschaften. Mit der Lissabon-Strategie verfolgt die EU (Europäische Kommission 2004) eine gemeinsame Politik für Wachstum und Beschäftigung.

Der Welthandel findet seit 1947 unter den Regeln des GATT-Abkommens statt, die seit 1994 durch die Welthandelsorganisation (WTO) als Schiedsrichter überwacht werden. Auf der internationalen Ebene existieren noch eine Reihe von Institutionen, die zur wirtschaftlichen Integration und Stabilität beitragen, vor allem die 1947 gegründeten Institutionen Weltwährungsfonds und Weltbank sowie weitere Entwicklungsbanken.

Seit dem 2. Weltkrieg gibt es eine stete Zunahme der weltwirtschaftlichen Verflechtungen, die durch niedrige Zölle, gesunkene Transportkosten und verbesserte institutionelle Rahmenbedingungen befördert wird (IMF 2009a). Der Welthandel nahm zwischen 1950 und 2000 von 1,5 % auf 15,7 % des Bruttosozialprodukts der Welt zu.

Nach dem Ende der kommunistischen Planwirtschaften Osteuropas wurden auch diese zunehmend in den Welthandel integriert. Dies gilt mit Einschränkungen auch für die Volksrepublik China. Zu beobachten ist darüber hinaus eine starke Zunahme ausländischer Direktinvestitionen in Entwicklungs- und Schwellenländern (IMF 2009a). Dies hat zum Wachstum in diesen Ländern wesentlich beigetragen.

Diese globale wirtschaftliche Integration stellt einen klaren Gegensatz zur Situation in der Weltwirtschaftskrise der 30er Jahre dar, die einen weltweiten Protektionismus und den weitgehenden Zusammenbruch des Welthandels zur Folge hatte (IMF 2009a). Damals kam es zu zahlreichen Konkursen von Finanzinstituten und in Verbindung mit einer restriktiven Geldpolitik zu einer massiven Deflation. Dies trug wesentlich zur Verschärfung der damaligen Krise bei.

Anders als in den 30er Jahren haben die Regierungen auf die heutige Finanzkrise weltweit mit einer Stützung des Bankensektors reagiert. Zentralbanken bemühen sich aktiv um die Liquidität des Geldmarktes und die Wiederbelebung der Kreditvergabe. Eine expansive Fiskalpolitik federt mit Konjunkturprogrammen in Höhe

von durchschnittlich 2 % des jeweiligen BIP die ausfallende privatwirtschaftliche Nachfrage ab (IMF 2009b).

Länder, die von einer staatlichen Zahlungsunfähigkeit bedroht sind, werden mit Hilfsprogrammen des Weltwährungsfonds unterstützt. Auf dem G20-Gipfel in London im April 2009 wurden unter anderem die Koordination der Vergabe von 1,1 Billionen Dollar an Hilfsmitteln sowie eine Verschärfung der Finanzmarktregulierung und -aufsicht beschlossen. Der Gipfel gab darüber hinaus ein klares Bekenntnis zum weltweiten Freihandel ab (G20 2009).

Über die institutionellen Rahmenbedingungen hinaus zeigt dies einen Willen zur Kooperation, der sich deutlich vom Nationalismus der 30er Jahre unterscheidet. Auch dies trägt zu der Einschätzung bei, dass die gegenwärtige Entwicklung nicht in eine Wirtschaftskrise münden sollte, die mit der Großen Depression vergleichbar wäre.

Stattdessen wird für die Energieprognose 2009 von einer Stabilisierung des internationalen Finanzsystems in den Jahren 2009 und 2010 ausgegangen, in deren Folge sich die wirtschaftliche Situation ab 2010 wieder verbessern und die Integration der Güter- und Finanzmärkte mittelfristig weiter fortgesetzt wird.[15]

Diese Einschätzung wird vom World Economic Outlook 2009 geteilt. Der WEO prognostiziert für 2010 einen Zuwachs des globalen Bruttoinlandsprodukts von 1,3 % und eine schrittweise Erholung der Wirtschaftsaktivitäten in den meisten Ländern. Am Ende der weltweiten Rezession – nach einer Neuordnung des internationalen Finanzsektors – sollten sich der weltwirtschaftliche Integrationsprozess und das damit verbundene Wachstum fortsetzen.

Wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland

Die makroökonomischen Rahmenannahmen für die Energieprognose 2009 werden über die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts, der sektoralen Wertschöpfung und Produktion sowie der Beschäftigung quantifiziert. Es wird versucht, die Wirtschaftsentwicklung über vier grundlegende Schritte zu beschreiben.

Ausgangspunkt der Bestimmung der ökonomischen Parameter ist eine Wachstumspotenzialanalyse, die den Anstieg der Wirtschaftsleistung bei durchschnittlicher Auslastung der Produktionsfaktoren wie Arbeit widerspiegelt. In der Potenzialanalyse ist auch die demographische Entwicklung als wichtiger Treiber für das Wirtschaftswachstum hinterlegt.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Potenzialanalyse wird in einem zweiten Schritt die angenommene Rohölpreisentwicklung (Abschnitt 3.4) berücksichtigt. Die so ermittelte Makroentwicklung wird in einem dritten Schritt um die Auswirkungen der internationalen und nationalen Aktivitäten im Klimaschutz (Abschnitt 2.2) ergänzt.

Schließlich gehen in einem vierten Schritt die Erkenntnisse aus aktuellen Konjunkturprognosen und insbesondere aus der Gemeinschaftsdiagnose vom Frühjahr 2009 mit ein. Dadurch kann insbesondere die kurzfristige Wirtschaftsentwicklung vor dem Hintergrund der Weltwirtschaftskrise genauer spezifiziert werden.

[15] Eine Sensitivitätsanalyse, die von einer sich sehr lange auswirkenden Weltwirtschaftskrise ausgeht, wird in Kapitel 11.3 vorgestellt.

Als Resultat der Potenzialanalyse wird angenommen, dass das künftige wirtschaftliche Wachstumspotenzial bis 2030 im Mittel 1,3 % pro Jahr beträgt. Diese Annahme beruht auf Berechnungen auf Basis eines am RWI etablierten Produktionsfunktionsansatzes, wie er in verschiedenen Varianten von einer Reihe von internationalen Organisationen, wie etwa der OECD oder dem Weltwährungsfonds (IMF), zur Ermittlung des langfristigen Wachstums eingesetzt wird.

Dabei wird davon ausgegangen, dass die langfristige Entwicklung einer Volkswirtschaft vorwiegend durch angebotsseitige Faktoren bestimmt wird. Neben dem Kapitaleinsatz und dem technologischen Fortschritt liegt der Schwerpunkt dieser Betrachtungsweise auf dem Produktionsfaktor Arbeit. Folglich kommt der demographischen Entwicklung sowie der Veränderung der Zahl der Erwerbspersonen eine besondere Bedeutung bei der Einschätzung des zukünftigen Wachstumspotenzials zu.

Aufbauend auf dem für die Referenzprognose unterstellten Rückgang der Bevölkerung bis 2030 und unter Berücksichtigung der zunehmenden Alterung der Gesellschaft wird davon ausgegangen, dass das Erwerbspersonenpotenzial bis 2030 um etwa 10 % sinkt, von derzeit etwa 44,5 auf etwa 39,5 Mio. im Jahr 2030.

Die weitgehende Umsetzung von geplanten oder bereits gesetzlich verankerten arbeitsmarktpolitischen Maßnahmen, wie etwa die Erhöhung des mittleren Renteneintrittsalters, die Verringerung des mittleren Berufseintrittsalters und die Steigerung der Erwerbstätigkeit von Frauen, verhindern dabei annahmegemäß einen noch stärkeren Rückgang der Zahl der Erwerbspersonen, als dies nach der unterstellten demographischen Entwicklung sowie der zu erwartenden Alterung der Gesellschaft direkt zu erwarten wäre.

Vor allem der Rückgang der Bevölkerung und des damit verbundenen Erwerbspersonenpotenzials begründet das hier in der Potenzialanalyse des RWI mit rund 1,3 % pro Jahr relativ niedrig angesetzte wirtschaftliche Wachstumspotenzial. Zum Vergleich: Das durchschnittliche Wirtschaftswachstum seit der Wiedervereinigung betrug recht genau 1,5 % pro Jahr.

Die demographischen Faktoren bekommen im Laufe der nächsten Jahrzehnte ein zunehmend stärkeres Gewicht. Im Einklang damit wird angenommen, dass sich das Wachstumspotenzial, ausgehend von Werten, die sich derzeit über der mittleren Wachstumsrate von 1,3 % befinden, bis 2030 kontinuierlich abschwächt.

Die mit der Potenzialanalyse ermittelte Wachstumsrate dient der Bestimmung der makroökonomischen Rahmenannahmen lediglich als erste Orientierung. Das tatsächlich in der Energieprognose 2009 unterstellte Wirtschaftswachstum liegt unter dem Potenzialwachstum. Dies ist bedingt durch die volkswirtschaftlichen Effekte der angenommen Rohölpreisentwicklung und der Klimaschutzannahmen. Beide Faktoren können in der neoklassischen Potenzialanalyse nicht gesondert berücksichtigt werden.

Darüber hinaus bedingt die derzeitige Banken- und Finanzmarktkrise ein Wirtschaftswachstum unterhalb des Potenzialwachstums. In Folge der Finanzkrise ist für 2009 und die kommenden Jahre nicht damit zu rechnen, dass das ermittelte Wachstumspotenzial tatsächlich ausgeschöpft wird. Stattdessen wird für die nahe Zukunft von einer Rezession der deut-

schen Wirtschaft ausgegangen. Es wird angenommen, dass die Wachstumspotenzialraten erst ab dem Jahr 2014 wieder erreichbar sein sollten.

Konkret berücksichtigt die Referenzprognose die Auswirkungen der globalen Wirtschaftskrise für 2009 in Form einer BIP-Kontraktion um 5,5 %. Die Annahme einer zügigen globalen wirtschaftlichen Erholung führt für das Jahr 2010 zu einem Anstieg von 0,6 % gegenüber 2009.

Zum Vergleich: Die an der Gemeinschaftsdiagnose beteiligten Institute prognostizierten im Frühjahr 2009 für Deutschland eine Schrumpfung des BIP in 2009 von 6 % (GD 2009). Für 2010 wird mit keiner durchgreifenden Erholung, aber einem sehr viel geringeren Rückgang des BIP um 0,5 % gerechnet (GD 2009).

Der World Economic Outlook des Weltwährungsfonds geht für Deutschland für 2010 von einem Schrumpfen um 1 % aus (IMF 2009b), während dort für das Jahr 2009 von einem ähnlichen Rückgang des BIP von 5,6 % ausgegangen wird, wie es hier für die Energieprognose 2009 angesetzt wird.

Die EU-Kommission erwartet in ihrem aktuellen Economic Forecast für 2009 zwar auch einen deutlichen Rückgang des deutschen BIP, und zwar um 5,4 % gegenüber dem Niveau in 2008. Für 2010 rechnet die EU aber bereits mit einer merklichen wirtschaftlichen Erholung, die sich in einem Anstieg des für Deutschland prognostizierten BIP um 0,3 % gegenüber 2009 niederschlägt.

Das Institut der deutschen Wirtschaft Köln (IW) ist optimistischer und erwartet einen geringeren Wirtschaftseinbruch in Höhe von 4,5 % in 2009. Für 2010 sieht das IW bereits eine spürbare Erholung mit einem BIP-Anstieg um 0,5 % in 2010, jeweils gegenüber dem Vorjahreswert (IW 2009). Dieser Vergleich wichtiger aktueller Studien zur Wirtschaftsentwicklung in Deutschland unterstreicht die Plausibilität der hier für die Jahre 2009 und 2010 angenommenen Wachstumsraten.

Auf globaler Ebene erwartet die Weltbank für 2010 eine leichte wirtschaftliche Erholung (WB 2009), ebenso wie die EU (2009) und das IW (2009). Auch in der von der IEA in dem Bericht „The Impact of the Financial and Economic Crisis on Global Energy Investment" (IEA 2009a) zitierten Studie des IMF wird von einer Kontraktion des globalen Wirtschaftswachstums um -1,3 % im Jahr 2009 und einer leichten Expansion in 2010 ausgegangen.

Vor diesem Hintergrund berücksichtigt die Energieprognose 2009 auch für die übrigen Volkswirtschaften der Welt die aktuelle Wirtschaftskrise. Die jeweiligen gesamtwirtschaftlichen Wachstumsraten werden hergeleitet auf Basis der um eine kurzfristige BIP-Kontraktion bereinigten Wachstumsannahmen aktueller globaler Energiesystemanalysen (IEA 2008d und PRIMES 2007).

Ergebnis dieser Bestimmung der volkswirtschaftlichen Entwicklung sind die für die Energieprognose relevanten Makrodaten. Diese werden für die Referenzprognose ebenso wie für die Varianten und die Sensitivitätsanalysen ermittelt und zwar jeweils unter den szenariospezifischen Rahmenannahmen. Im Folgenden wird die wirtschaftliche Entwicklung für Deutschland in der Referenzprognose genauer beschrieben.

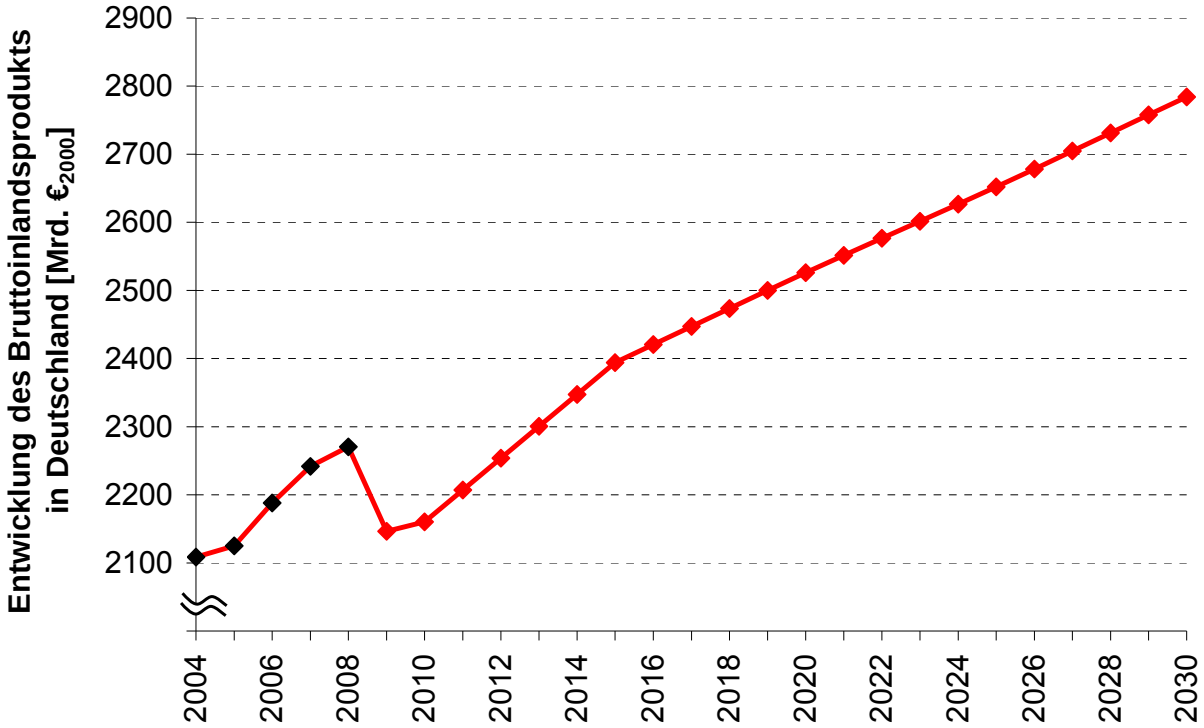


Abbildung 3.9: BIP-Entwicklung in Deutschland in der Referenzprognose (Ra)

Abbildung 3.9 zeigt, ausgehend von den BIP-Werten für 2004 bis 2008, die für die Referenzprognose abgeleiteten zukünftigen Werte. Ausgehend von einem realen BIP in Höhe von 2 109 Mrd. €$_{2000}$ im Jahr 2004 stieg die Wirtschaftsleistung bis 2008 auf 2 270 Mrd. €$_{2000}$ (jeweils preisbereinigter, verketteter Index). 2009 sinkt das BIP infolge der globalen Finanzkrise annahmegemäß um 5,5 % bzw. auf 2 146 Mrd. €$_{2000}$ und damit fast auf das Niveau von 2005 (Abbildung 3.9).

Die auf die Rezession folgende Erholungsphase beginnt 2010 mit einem leichten Aufschwung. Aus dem Anstieg der Wirtschaftsleistung von annahmegemäß 0,6 % gegenüber 2009 resultiert ein BIP von 2 160 Mrd. €$_{2000}$. Es wird ein zügiger Aufholprozess erwartet mit realen Jahreswachstumsraten von 2,2 % im Jahr 2011, jeweils 2,1 % in den Jahren 2012 und 2013 sowie 2,0 % im Jahr 2014.

Nach diesem Wirtschaftsaufschwung ist das BIP im Jahr 2015 mit 2 394 Mrd. €$_{2000}$ zu beziffern. Ab 2015 verläuft das jährliche Wachstum etwas weniger stark. 2020 beträgt das BIP 2 526 Mrd. €$_{2000}$, 2030 liegt es bei 2 784 Mrd. €$_{2000}$. In diesem langfristig flacheren Wachstumspfad kommt der demografische Wandel zum Ausdruck: Eine Verringerung des Bevölkerungswachstums führt zu einem geringeren Angebot des Produktionsfaktors Arbeit, der wiederum ein wichtiger Treiber für Produktion und Wachstum ist.

Ausgehend von 2004 ergibt sich eine jährliche reale Wachstumsrate von 1,14 % pro Jahr bis 2020 bzw. von 1,07 % pro Jahr, bis 2030. Bezogen auf den Wert von 2008 ergeben sich Wachstumsraten von 0,89 % pro Jahr bis 2020 und 0,93 % pro Jahr bis 2030. Gegenüber anderen Studien (Abschnitt 1.4) resultieren für die Referenzprognose folglich deutlich niedrigere BIP-Wachstumsraten, vor allem weil zuvor

die derzeitige wirtschaftliche Depression nicht berücksichtigt werden konnte.

Die gesamtwirtschaftliche Wachstumsentwicklung wird getrieben durch die sektorale Wertschöpfung. Nach der Referenzprognose sind keine tiefgreifenden Umbrüche im Sinne eines Rückgangs bestimmter sektoraler Wertschöpfung zu erwarten. Von einem Einbruch der Grundstoffindustrie ist ebenso wenig auszugehen wie von einem ausgeprägten Weg in die Dienstleistungsgesellschaft.

Gleichwohl trägt der Dienstleistungssektor den bei weitem größten Anteil zur gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung bei. Bemerkenswert ist schließlich, dass, bezogen auf die Bruttowertschöpfung, der Transportsektor das höchste Wachstum erfährt, was auf eine geringere Fertigungstiefe in der Produktion schließen lässt. Die aus der wirtschaftlichen Entwicklung sich ableitende Veränderung bei der Güterverkehrsleistung wird in Abschnitt 4.5 diskutiert.

Zu den relevanten Makrogrößen zählen auch die Erwerbstätigenzahlen. Insgesamt verringert sich die Zahl der im Inland Erwerbstätigen von 39,8 Mio. in 2007 auf 37,0 Mio. in 2020 und 35,7 Mio. in 2030. Aufgrund der wirtschaftlichen Erholung ab 2010 wird mittelfristig ein Rückgang der Erwerbslosenquote erwartet. So liegen die Erwerbslosenquoten sowohl für qualifizierte wie auch für gering qualifizierte Arbeit nach etwa 2020 wieder deutlich unter dem Niveau von 2007. Dieser Rückgang der Erwerbstätigkeit in Deutschland hat primär demographische Ursachen.

Aufbauend auf den hier skizzierten makroökonomischen Tendenzen und den sektoralen Entwicklungen wird die Energienachfrage in der Energieprognose für die einzelnen Wirtschaftsbereiche szenariospezifisch bestimmt.

3.4 Weltweites Angebot und künftige Energiepreise

Rund vier Fünftel des weltweiten Energieverbrauchs werden derzeit durch die drei fossilen Brennstoffe Erdöl, Erdgas und Kohle gedeckt. Von einer Erschöpfung dieser Energierohstoffe, wie auch von Uran, ist bis 2030 nicht auszugehen. So würde man mit den heutigen Reserven an Steinkohle noch rund 130 Jahre die derzeitige jährliche Fördermenge aufrechterhalten können, bei Braunkohle beträgt die Reichweite sogar rund 270 Jahre. Die Reserven und Ressourcen an Kohle sind um ein Vielfaches umfangreicher als die Vorkommen an Erdgas und Erdöl. Die Reichweite der Reserven und Ressourcen von Erdgas betragen 60 respektive 140 Jahre. Mit 40 Jahren weisen die Reserven an Öl die kürzeste Reichweite auf.

Wenngleich diese Energierohstoffe in den nächsten beiden Jahrzehnten prinzipiell in ausreichendem Maße verfügbar sind, ist damit zu rechnen, dass deren Förderung aus vielerlei Gründen zunehmend teurer wird, etwa weil die Rohstoffe in entlegenen Gebieten gewonnen werden müssen. Dies hat Auswirkungen auf die Weltmarktpreise, und somit auf die heimische Energienachfrage. Deshalb geht die Referenzprognose von einem Anstieg des realen Ölpreises zwischen 2010 und 2030 aus. Bedenklich ist nicht zuletzt, dass gerade die Vorkommen an Rohöl sich in starkem Maße auf bestimmte Regionen der Welt konzentrieren. Der Anteil der Mitglieder der Organisation der Erdöl exportierenden Länder (OPEC) an den Erdölreserven beläuft sich insgesamt auf rund 75 %.

Auf der Basis dieser Daten wird modellgestützt eine Annahme für die Entwicklung des Rohölpreises abgeleitet, die auf iterativen Analysen jeweils eines Angebots- und eines Nachfragemodells für den Weltölmarkt beruht. So geht die Referenzprognose von einem Anstieg des OPEC-Korb-Preises zwischen 2010 und 2030 von 55 US-$ je Barrel (bbl) auf 75 $/bbl (in Preisen von 2007) aus. Bei einer unterstellten Inflationsrate von 2,3 % pro Jahr läge der nominale Ölpreis im Jahr 2030 bei 127 $/bbl. Der OPEC-Korb-Preis steht dabei stellvertretend für die Preise der übrigen Ölsorten wie Brent oder West Texas Intermediate (WTI), die in der Vergangenheit um einige Dollar höher lagen.

Aufgrund der Korrelation zwischen den Preisen für Rohöl und den Preisen anderer Energieträger steigen mit den Weltmarktpreisen für Öl auch die Grenzübergangs- und Verbraucherpreise von Öl, Gas, Kohle sowie den daraus hergestellten Produkten wie Benzin oder Heizöl. Nach der Referenzprognose erhöht sich daher beispielsweise der Endverbraucherpreis für Benzin bis 2030 auf etwa 1,38 Euro/Liter, der Dieselpreis auf 1,27 Euro/Liter, jeweils gemessen in Preisen des Jahres 2007. Bei der angenommenen jährlichen Inflationsrate von 2,3 % würde der Nominalpreis für Benzin im Jahr 2030 etwa 2,32 Euro/Liter betragen, Diesel immerhin 2,14 Euro/Liter. Ähnliche prozentuale Steigerungen der realen Preise sind auch bei den vorwiegend zum Heizen verwendeten Energieträgern zu erwarten.

Rund vier Fünftel des weltweiten Energieverbrauchs werden derzeit durch die drei fossilen Brennstoffe Erdöl, Erdgas und Kohle gedeckt (IEA 2008d). Mit weitem Abstand vor Kohle ist Erdöl weltweit der bedeutendste Energieträger, während Erdgas zunehmend an Bedeutung gewinnt. Erdöl trug im Jahr 2006 mehr als ein Drittel zur Befriedigung des Weltenergieverbrauchs bei, Kohle etwa ein Viertel und Gas rund ein Fünftel.

Nach Einschätzungen der Internationalen Energieagentur (IEA 2008d) werden diese drei Energierohstoffe auch im Jahr 2030 eine bedeutende Rolle spielen und weiterhin rund vier Fünftel des weltweiten Verbrauchs decken, wenngleich mit geringfügig veränderten Gewichten. So nimmt die Bedeutung von Öl etwas ab, während der Anteil von Gas leicht zunimmt. Demnach wird sich an den weltweiten Anteilen von knapp einem Drittel Öl, etwas mehr als einem Viertel Kohle und rund einem Fünftel Gas auch in Zukunft wenig ändern. Wegen der wohl auch künftig essentiellen Bedeutung von Öl, Gas und Kohle sowie der Kernbrennstoffe, die derzeit rund 5 % zur weltweiten Energieversorgung beitragen, stellt sich die Frage, ob eine absolute Knappheit dieser Rohstoffe, mithin eine Erschöpfung ihrer Vorkommen, bereits heute erkennbar ist.

Langfristige Verfügbarkeit von Öl, Gas, Kohle und Uran

Tatsächlich sind die Reserven an Erdöl, Steinkohle, Uran, vor allem aber an Erdgas, in den vergangenen Jahrzehnten tendenziell immer weiter angestiegen (Tabelle 3.4). Zwischen 1980 und 2007 haben sich die Erdölreserven beinahe verdoppelt, die Uranreserven stiegen um fast 38 %, während die Reserven an Steinkohle um gute 15 % zulegten.

Tabelle 3.4: Konventionelle Reserven an Energierohstoffen (BGR 2009)

Reserven	Einheit	1980	1990	2000	2007
Erdöl	Mrd. t	89,7	138,1	150,2	157,3
Davon: Nicht-OPEC-Öl	Mrd. t	30,5	36,0	42,5	37,4
Erdgas	Bio. M³	75,3	134,2	161,7	182,8
Steinkohle	Mrd. t	630,8	632,7	753,0	729,5
Braunkohle	Mrd. t	251,1	306,7	183,6	268,9
Uran*	Mio. t	2,4	2,1	3,2	3,3

*) bei einem Uranpreis von unter 130 US$ pro kg

Die Erdgasreserven haben sich in diesem Zeitraum sogar weit mehr als verdoppelt. Damit überstieg beim Erdgas die Höhe der jährlichen Neufunde die Jahresfördermenge in der Vergangenheit zumeist ganz erheblich (BGR 2009). Bemerkenswert ist, dass in der Vergangenheit nicht nur die Ölreserven der OPEC-Staaten zugenommen haben, sondern auch die Reserven der Nicht-OPEC-Staaten.

Die Zunahme des Umfangs der Reserven resultiert daraus, dass dieser der Definition nach abhängig ist von den jeweiligen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, nicht zuletzt von den Rohstoffpreisen. Mit steigenden Preisen erhöht sich ceteris paribus der Reservenumfang. Ein weiterer Grund für die Zunahme an Reserven ist, dass aufgrund verbesserter Fördertechnologien die für Lagerstätten ursprünglich ausgewiesenen Reservemengen oftmals nach oben revidiert werden. Darüber hinaus ermöglicht es der technologische Fortschritt, vorhandene Vorkommen tendenziell kostengünstiger zu fördern.

Infobox: Reserven und Ressourcen

Unter Reserven versteht man diejenigen Rohstoffvorkommen, die mit großer Genauigkeit erfasst sind und mit den derzeitigen technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewonnen werden können (BGR 2008). Von den Reserven streng zu unterscheiden sind die *Ressourcen*.

Dies sind nach Definition der BGR (2008) diejenigen Vorkommen eines Rohstoffs, die entweder geologisch nachgewiesen, aber noch nicht wirtschaftlich gewinnbar sind, oder aber jene Vorkommen, die zwar nicht nachgewiesen, aber mit großer Wahrscheinlichkeit aus geologischen Gründen erwartet werden können.

Im Falle von Stein- und Braunkohle ist der Umfang der Ressourcen wesentlich größer als die Menge der Reserven (Tabelle 3.5). Gemessen an der Summe aus Reserven und Ressourcen sind aber nicht nur Braun- und Steinkohle reichlich vorhanden. Auch bei Uran und Erdgas sind in absehbarer Zeit keine absoluten Knappheiten zu erwarten. Die konventionellen Reserven und Ressourcen an Erdgas reichen noch für rund 140 Jahre aus, wenn der jährliche Bedarf sich künftig nicht erhöhen würde.

Tabelle 3.5: Reichweiten der konventionellen Energiereserven und -ressourcen für das Jahr 2007 (BGR 2009)

	Einheit	Reserven	Ressourcen	Förderung	Reichweite in Jahren	
					Reserven	Reserven+ Ressourcen
Erdöl	Mrd. t	157,3	91,5	3,88	40	64
Erdgas	Bio. m^3	182,8	239,4	3,01	60	140
Steinkohle	Mrd. t	729,5	15 674,8	5,52	132	2 971
Braunkohle	Mrd. t	268,9	4 075,9	0,98	274	4 433
Uran	Mio. t	3,3	14,2	0,04	82	437

Aus dem ökonomischen Blickwinkel wird es wohl nicht erst nach der hier ausgewiesenen Reichweite[16] der Reserven und Ressourcen von 64 Jahren dazu kommen, dass Erdöl seine bislang überragende Bedeutung verliert. Vielmehr sorgen die durch zunehmende Knappheit bedingten Preisanstiege vermutlich dafür, dass die Nachfrage nach Erdöl deutlich sinkt, zum einen durch den effizienteren Einsatz dieses Rohstoffs, aber vor allem durch die Substitution von Öl durch erneuerbare Rohstoffe und andere reichlicher vorhandene fossile Energierohstoffe.

Dabei könnte vor allem die Alternative, Öl durch Kohle zu ersetzen, künftig eine größere Bedeutung erlangen. So sind Kohleverflüssigungsverfahren, mit deren Hilfe Treibstoffe hergestellt werden können, seit nahezu einem Jahrhundert bekannt. Es zeichnet sich ab, dass diese Verfahren künftig in größerem Maßstab als bislang angewandt werden, vor allem in kohlereichen Ländern wie China oder auch den USA. In Verbindung mit CCS-Technologien zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid geht mit diesen Verfahren nicht notwendigerweise ein höherer Ausstoß an Treibhausgasemissionen einher als mit der konventionellen Mineralölproduktion auf Erdölbasis.

Neben den mit konventionellen Methoden gewinnbaren Rohstoffvorräten gibt es nicht-konventionelle Vorkommen, zu denen bei Erdöl die Schwerstöle, Ölsande und Ölschiefer zählen. Laut BGR (2008) gibt es große Mengen an solchen nicht-konventionellen Ölvorkommen. Am bekanntesten sind die großen Ölsandvorkommen Kanadas, die in zunehmendem Maße ausgebeutet werden. Deren Ausbeutung ist mit hohem Energieaufwand und nicht unbeträchtlichen Umweltauswirkungen verbunden. Auch bei anderen Energierohstoffen gibt es nicht-konventionelle Vorkommen, etwa Gashydrat oder Gas aus Aquiferen bei Erdgas und Flözgas bei Kohle.

Auf Basis der hier zusammengefassten empirischen Daten der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR

[16] Die Reichweite der Reserven und Ressourcen eines Rohstoffs stellt diese in Relation zur jährlichen Fördermenge dar. Der aus diesem Verhältnis resultierende Wert besagt, wie viele Jahre die Vorkommen bei unveränderter Förderhöhe reichen würden, wenn diese mit dem Verbrauch des Rohstoffs beständig abnehmen würden. Während die Reichweite der Reserven und Ressourcen die Rohstoffverfügbarkeit eher überschätzen dürfte, unterschätzt die Reichweite der Reserven bekanntlich die Verfügbarkeitsfrist von Rohstoffen. So wird die Reichweite der Reserven in der ressourcenökonomischen Literatur gemeinhin als ein ungeeigneter Früherkennungsindikator für eine potenzielle Erschöpfung von Rohstoffvorkommen angesehen (RWI, BGR, ISI 2006).

2009) ist eine Verknappung von Gas, Uran sowie Braun- und Steinkohle bis zum Jahr 2030 nicht erkennbar. Diese Einschätzung wird von anderen Institutionen wie etwa der Internationalen Energieagentur geteilt (IEA 2008d). Die von diesen Institutionen ausgewiesenen Mengen an konventionellen wie auch an nicht-konventionellen Energievorkommen verdeutlichen, dass die unbestreitbare Endlichkeit fossiler Rohstoffe bis zum Jahr 2030 allenfalls geringe Einschränkungen hinsichtlich der grundsätzlichen Verfügbarkeit dieser vier Rohstoffe beinhalten sollte.

Bei Erdöl hingegen äußert sich die BGR (2009) skeptischer: Würde die Produktion von Rohöl aus Ölsanden und Schwerstölen sowie aus Erdgaskondensat ignoriert, wäre eine Steigerung der Produktion auf Basis der heute bekannten Vorräten über das Jahr 2023 hinaus nicht möglich (BGR 2009). Dieses Bild ändert sich, wenn die Reserven an Ölsanden und Schwerstölen sowie die Ölproduktion aus Erdgaskondensat berücksichtigt wird: Dies führt zu einer Verschiebung der maximalen Erdölförderung in die Zeit zwischen 2030 und 2035 (BGR 2009).

Für keinen anderen Rohstoff fallen die vorliegenden Einschätzungen indessen unterschiedlicher aus als für Erdöl. So geht der US Geological Survey (USGS 2000) von einem Gesamtpotenzial an Rohöl aus, das um rund ein Viertel höher liegt als der von der BGR (2009) ausgewiesene Wert. Campbell (2008) weist hingegen ein sehr niedriges Gesamtpotenzial an Ölvorkommen aus, das sich ganz erheblich unterhalb des Wertes der BGR befindet. Allerdings erwiesen sich sämtliche früheren Einschätzungen von Campbell (1997, 2002, 2006) als viel zu pessimistisch, während der BGR-Wert eher im Mittelfeld der Einschätzungen aller vorliegenden Studien zu finden ist.

Ungeachtet dessen ist damit zu rechnen, dass die Rohstoffförderung zunehmend teurer wird, etwa weil die Rohstoffe in entlegenen Gebieten gewonnen werden müssen. Dies hat Auswirkungen auf die Weltmarktpreise und somit auf die heimische Energienachfrage. Mitunter deshalb geht die Referenzprognose von einem Anstieg des realen Ölpreises zwischen 2010 und 2030 aus. Bedenklich ist nicht zuletzt, dass die Vorkommen an Rohöl sich in starkem Maße auf die Mitglieder der Organisation der Erdöl exportierenden Länder (OPEC) konzentrieren. Der Anteil der OPEC an den Erdölreserven beläuft sich insgesamt auf rund 75 %.

Infobox: Peak-Oil

Nach der Peak-Oil-Hypothese wird die jährliche weltweite Erdölförderung in einem der kommenden Jahrzehnte ein Allzeitmaximum annehmen, von dem ab die weitere Förderung tendenziell absinken sollte. Grundlage dieser Hypothese sind die sogenannten Hubbertkurven, benannt nach dem Geologen Marion King Hubbert, die in vereinfachender Weise den Verlauf der Förderung bei einzelnen Ölfeldern beschreiben.

Demnach steigt die Förderung bei einem neu erschlossenen Ölfeld sukzessive an, bevor sich etwa bei Erreichen der Hälfte der Vorkommen des Feldes das Fördermaximum einstellt. Anschließend sinkt die Förderung bis zur Erschöpfung des Feldes ab. Dieser als symmetrisch angenommene Verlauf kann demnach durch eine Glockenkurve beschrieben werden.

Ausgehend von diesen geophysikalisch begründbaren Vorstellungen wird bei der Peak-Oil-Hypothese angenommen, dass

der intertemporale Förderverlauf eines ganzen Landes, ja sogar weltweit, einen ebenso glockenförmigen Verlauf hätte wie es bei einem einzelnen Ölfeld der Fall sei. Im Idealfall könnte auf dieser Basis der künftige Verlauf der weltweiten Erdölproduktion einschließlich des Maximums (Peak) aus dem bisherigen Produktionsverlauf durch Anpassung einer Glockenkurve vorhergesagt werden.

Allerdings sind die Berechnungen, Darstellungen, Definitionen und Ausgangsdaten verschiedener Peak-Oil-Modelle uneinheitlich, wodurch sich ein großes Spektrum an Produktionsverläufen ergibt (BGR 2009).

So sind sich die unterschiedlichen Studien insbesondere nicht darin einig, zu welchem Zeitpunkt das Maximum der weltweiten Ölförderung erreicht sein wird. Während die ASPO (2008) diesen Zeitpunkt bereits in den nächsten Jahren für gekommen sieht, steigt nach Edwards (2001) die globale Produktion an konventionellem und nicht-konventionellem Erdöl noch bis 2030 an. Besonders optimistisch ist Odell (2000), der den zugehörigen Peak auf 2070 taxiert. Ohne von einer Glockenkurve auszugehen, erwarten schließlich IEA (2008a) und EIA (2008), dass die globale Produktion an konventionellem und nicht-konventionellem Erdöl bis 2030 tendenziell ansteigen wird.

Ungeachtet der Uneinigkeit über den Zeitpunkt des Auftretens des Peaks sind generelle Zweifel an der Peak-Oil-Hypothese angebracht. So sollte allein aus mathematischen Gründen die globale Produktionsfunktion keinen glockenförmigen Verlauf haben, da die Aggregation bzw. Umhüllende von einzelnen Glockenkurven nicht notwendigerweise wieder eine Glockenkurve ergibt.

Darüber hinaus ist auch zweifelhaft, ob der Förderverlauf einzelner Ölfelder durch eine symmetrische Glockenkurven korrekt beschrieben wird. Durch Verfahren zur Verbesserung der Ausbeutung einer Lagerstätte (enhanced oil recovery) wird insbesondere der Rückgang der Ölgewinnung verlangsamt, sodass der glockenförmige Verlauf nicht symmetrisch ausfällt.

Schließlich ist die in der Peak-Oil-Hypothese vertretene Sichtweise rein angebotsorientiert und lässt die Nachfrage nach Erdöl außeracht. Aus ökonomischer Perspektive könnte das Absinken der globalen Rohölförderung nach Erreichen eines, nur ex-post feststellbaren Allzeithochs aber ebenso gut durch einen Rückgang der Nachfrage veranlasst sein wie durch eine Einschränkung des weltweiten Angebots.

So ist insbesondere damit zu rechnen, dass durch die Substitution von Rohöl, etwa bei den Antriebstechnologien im Verkehr, der Peak der Ölförderung nachfragebedingt deutlich vor dem von Odell (2000) erwarteten Jahr 2070 erreicht wird.

Da sowohl nachfragetreibende als auch –senkende Faktoren von träger Natur sind, ist zudem davon auszugehen, dass die Höhen der globalen Ölproduktion eher plateauartig verlaufen als zugespitzt mit einem anschließenden starken Abfall.

Dass nach wie vor der Peak-Oil-Hypothese Bedeutung beigemessen wird, hat unter anderem damit zu tun, dass die Vorhersagen von Hubbert zum Verlauf der Erdölproduktion in den USA scheinbar zugetroffen haben. Dabei wird allerdings häufig ignoriert, dass das Erreichen des Höhepunkts der US-Ölproduktion gegen

Ende der 60er Jahre weniger dem Zuneigegehen der dortigen Vorkommen geschuldet ist (Ströbele 1987).

Vielmehr war es für die USA ökonomisch sinnvoller, vermehrt kostengünstig gewinnbares Rohöl aus Saudi-Arabien und anderen Ländern des Nahen Ostens zu importieren anstatt auf teurere Art und Weise zusätzliches Öl im Inland zu fördern. Alles in allem ist die Peak-Oil-Hypothese in die Kategorie statistischer Artefakte einzuordnen, die einer fundierten ökonomischen Theorie entbehren und stattdessen ihren Ursprung in einer Mischung aus Plausibilitätsüberlegungen und scheinbar passenden empirischen Beobachtungen haben.

Rohölpreise

Die für die Energieprognose 2009 zugrunde gelegten Annahmen über die künftigen Ölpreise basieren auf einer modellgestützten Analyse möglicher angebots- und nachfrageseitiger Entwicklungen auf dem Weltölmarkt und ihrer Einflüsse auf den Ölpreis. Zur Beschreibung der Angebotsseite wird das Ölmarktmodell LOPEX (**L**ong-term **O**il **P**rice and **EX**traction) benutzt (Rehrl, Friedrich 2006), während die Nachfrage nach Öl mit dem den Globus abdeckenden Energiesystemmodell TIAM-IER (TIMES Integrated Assessment Model) (Remme, Blesl 2008) abgebildet wird.

Mit diesen beiden Modellen werden in konsistenter Weise fundamentale Faktoren berücksichtigt, die Einfluss auf den Ölpreis und seine Entwicklung haben (Remme et al. 2008). Hierzu zählen auf der Angebotsseite die Endlichkeit der Ölvorkommen und zeitliche Einschränkungen bei der Bereitstellung von Öl. Weiterhin werden Möglichkeiten zur Steigerung der Ausbeuterate konventioneller Ölfelder (Enhanced Oil Recovery) und die verstärkte Nutzung unkonventioneller Ölvorkommen berücksichtigt. Zudem wird die Konkurrenz von Mineralölprodukten mit synthetisch hergestellten Kraftstoffen (Kohle- oder Erdgasverflüssigung) oder Biokraftstoffen abgebildet.

Nicht zuletzt wird das Kartellverhalten der OPEC auf dem Ölmarkt simuliert. Auf der Nachfrageseite werden Einspar- und Substitutionsmöglichkeiten technologisch detailliert dargestellt. Faktoren, die für die hohe Volatilität der Ölpreisentwicklung kurzfristig bedeutsam sind, können nicht erfasst werden, da diese sich mangels empirischer Informationen einer quantitativen Analyse entziehen.

Die Ergebnisse dieser Analysen weisen eine große Bandbreite für die Ölpreise auf, die von 60 bis über 150 $\$_{2007}$ je Barrel (bbl) für das Jahr 2030 reicht (Remme et al. 2009). Die große Bandbreite ist der unterschiedlichen Intensität geschuldet, mit der die genannten Faktoren zu verschieden Zeitpunkten wirken können.

So ergibt sich der untere Preispfad unter der Annahme, dass neben Verbesserungen in der Ausbeute konventioneller Ölfelder und der verstärkten Nutzung unkonventioneller Ölvorkommen und alternativer Kraftstoffe eine stärkere Substitution von Mineralöl durch Strom erfolgt, sowohl in der Industrie als auch im Verkehrssektor. Es ist jedoch davon auszugehen, dass nicht alle diese den Preis dämpfenden Faktoren gleichzeitig ihre Wirkung entfalten können.

Aus diesen Überlegungen werden zwei Varianten abgeleitet, ein Preispfad für die

Referenzprognose und ein Preispfad „Hohe Ölpreise". Für die Referenzprognose wird davon ausgegangen, dass der reale OPEC-Korb-Preis[17] bis 2030 auf 75 $_{2007}$/bbl steigt (Tabelle 3.6). Demnach liegt der Ölpreis im Jahr 2030 um rund 40 $_{2007}$/bbl höher als in den Jahren 2000-2004.

Der OPEC-Korb-Preis steht dabei stellvertretend für die Preise der übrigen Ölsorten wie Brent oder West Texas Intermediate (WTI), die in der Vergangenheit um einige Dollar höher lagen.

Berücksichtigt man die Inflation mit einer Rate von 2,3 % pro Jahr, welche auch im World Energy Outlook 2008 unterstellt wird (IEA 2008d), ergibt sich ein nominaler Preis von 127 $/bbl im Jahr 2030. Zum Vergleich: Der Jahresdurchschnittspreis für 2007 lag bei rund 69 $_{2007}$/bbl.

Bei den in Tabelle 3.6 dargestellten Annahmen zu den künftigen Preisen handelt es sich bis auf das Jahr 2030 um Mittelwerte über 5 Jahre. So wird für 2010 bis 2014 ein 5-Jahres-Mittelwert von nominal 66 US-Dollar für OPEC-Öl angenommen. Dieser Wert liegt einerseits unter der Zielvorstellung der OPEC von 75 US-Dollar. In dieser Annahme spiegelt sich die Überzeugung wider, dass die OPEC ihre Marktmacht, ebenso wie in der Vergangenheit, nicht vollständig ausspielen kann.

Andererseits liegt der Wert von 66 US-Dollar deutlich über den im ersten Quartal 2009 zu beobachtenden Preisen für OPEC-Öl, die in diesem Zeitraum um die Marke von 40 $/bbl schwankten. Die Differenz resultiert aus der Annahme, dass die Ölpreise bei den ersten Anzeichen einer weltwirtschaftlichen Erholung wieder ansteigen.

Es wäre äußerster Zufall, wenn die künftigen Jahresdurchschnittswerte mit den in Tabelle 3.6 dargestellten 5-Jahres-Mittelwerten übereinstimmen würden: Die Wahrscheinlichkeit, einen Jahresmittelwert oder gar einen Tageswert Jahre im Voraus mit einer geringfügigen Abweichung von einigen wenigen US-Dollar vorherzusagen, ist gering. Wäre dem nicht so, könnte man auf Dauer mit entsprechenden Prognosen enorme Summen verdienen.

So sollte es purer Zufall gewesen sein, wenn jemand den starken Anstieg des Ölpreises bis auf knapp unter 150 US-Dollar im Sommer 2008 auf wenige Dollar genau vorhergesagt hätte. Dies wäre allein aufgrund der hohen Volatilität der Preise sehr unwahrscheinlich. Umkehrt darf aus einer vorübergehenden Preisspitze, so lehrt die Erfahrung des Jahres 2008, nicht vorschnell darauf geschlossen werden, dass die hier angenommenen Werte für den 5-Jahreszeitraum von 2010 bis 2014 verfehlt wären. Ein solches Urteil gestattet sich erst im Rückblick ab dem Jahr 2015.

Der Preispfad „Hohe Ölpreise", der den Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung des Ölpreises Rechnung tragen soll, geht davon aus, dass der Ölpreis bis 2030 die Marke von 100 $_{2007}$/bbl erreicht (Tabelle 3.6). Nominal entspricht dies bei der unterstellten mittleren Inflationsrate von 2,3 % einem Preis von 169 $/bbl.

Zur Einordnung dieser Annahmen über die Ölpreisentwicklung veranschaulicht Abbildung 3.10, dass viele der bisherigen Rohölpreisprognosen sich nicht nur an historischen Trends, sondern insbesondere

[17] Im OPEC-Korb sind 12 wichtige Ölsorten vereinigt. Deren Qualität ist geringer als die der Sorten Brent und West Texas Intermediate (WTI). Dieser Qualitätsunterschied hat sich in der Vergangenheit in den Preisen niedergeschlagen: Die Preise von Brent und WTI sind in der Regel höher als die des OPEC-Korbs, in den vergangenen Jahren etwa um 3 bis 4 US-Dollar.

am Ölpreisniveau zum Zeitpunkt der Prognose orientierten. Dies wird besonders deutlich an den Prognosen vom Dezember 1981 und Juli 1984 (Schrattenholzer 1998).

Tabelle 3.6: Annahmen zur Entwicklung der Rohölpreise des OPEC-Korbs

	Reale Preise in US $\$_{2007}$/bbl		Nominale Preise in US $/bbl	
Preispfad	Referenzprognose	„Hohe Ölpreise"	Referenzprognose	„Hohe Ölpreise"
2010-2014	58	66	66	75
2015-2019	66	80	82	100
2020-2024	71	90	99	127
2025-2029	74	97	116	153
2030	75	100	127	169

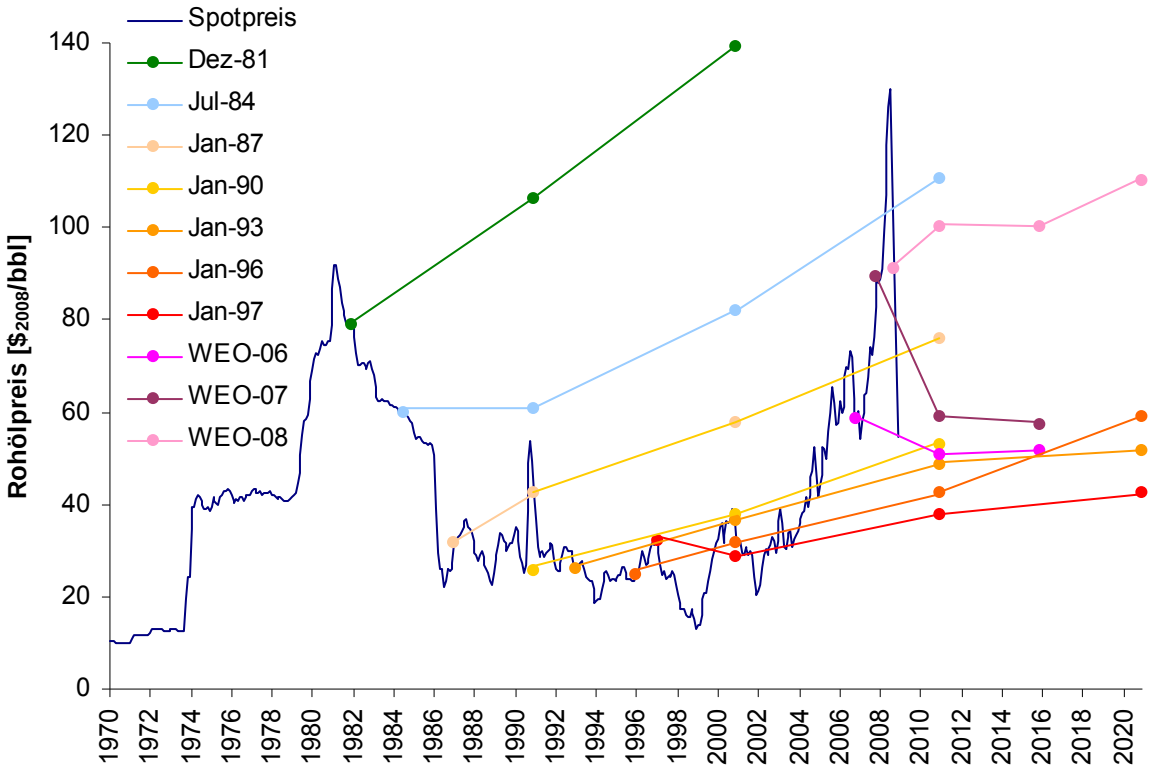


Abbildung 3.10: Verschiedene Ölpreisprognosen in realen Preisen (Schrattenholzer 1998, IEA2006, IEA 2007, IEA 2008d, EIA 2008)

Grenzübergangs- und Verbraucherpreise in Deutschland

Ausgehend von diesen Ölpreisannahmen können Aussagen für die Grenzübergangspreise von Rohöl, Erdgas und Steinkohle sowie für die Verbraucherpreise von Kraftstoffen, Heizöl und Erdgas gewonnen werden, indem ausgenutzt wird, dass es eine hohe Korrelation zwischen diesen Preisen und dem Weltmarktpreis für Rohöl

gibt, von der auch für die Zukunft ausgegangen wird.

Dieser empirisch zu beobachtende Zusammenhang ist höchst ökonomischer und somit kausaler Natur: Zum einen sind Rohöl, Erdgas und Steinkohle Substitute, zumindest langfristig betrachtet, sodass der Weltmarktpreis für Rohöl nicht nur den Grenzübergangspreis für importiertes Rohöl, sondern auch die Grenzübergangspreise für Erdgas und Steinkohle beeinflussen sollte. Zum anderen hat der Preis für den Input Rohöl einen nicht unwesentlichen Einfluss auf die Preise der daraus hergestellten Produkte wie Benzin und Diesel.

In der Tat sind die (einheitslosen) Korrelationskoeffizienten zwischen den Weltmarktpreisen für Rohöl und den um Steuern bereinigten Verbraucherpreisen (Nettopreise) für Haushalte und Industrie ausnahmslos hoch (Tabelle 3.7).

Verglichen mit dem Maximalwert von 1, den der Korrelationskoeffizient als statistisches Maß für den linearen Zusammenhang zweier Größen höchstenfalls annehmen kann, bedeutet der Wert von rund 0,89 für Benzin eine sehr starke Korrelation zwischen den Rohöl- und den Nettobenzinpreisen. Demnach schlägt sich eine Änderung der Rohölpreise nahezu 1 zu 1 in den Nettobenzinpreisen nieder.

Auch für die Grenzübergangspreise für Erdgas ist eine relativ hohe Korrelation mit den Rohölpreisen zu verzeichnen. Durch die Bindung an den Ölpreis spiegeln die heutigen Gaspreise die potenzielle Marktmacht der OPEC wider. Es ist fraglich, ob ein Gaskartell wie das Forum der Gas exportierenden Länder (Gas Exporting Countries Forum, GECF), das im Dezember 2008 offiziell gegründet wurde, in der Lage wäre, signifikante Aufschläge auf die derzeitigen Preise zu verlangen.

Es sollte zudem wenig überraschen, dass der Zusammenhang zwischen den Weltmarkt- und Grenzübergangspreisen für Rohöl ebenfalls hoch ist, wohingegen die Korrelation zwischen den Weltmarktpreisen für Rohöl und dem Grenzübergangspreis für Steinkohle mit einem Wert von etwa 0,58 vergleichsweise niedrig ausfällt (Tabelle 3.7).

Nicht zuletzt aufgrund der Kopplung an die Rohölpreise in den sehr langfristigen Gaslieferverträgen sind bei den Nettoverbraucherpreisen für Gas ähnlich hohe Korrelationskoeffizienten festzustellen wie für die auf Rohöl basierenden Produkte Benzin und Diesel.

Tabelle 3.7: Korrelationen zwischen den Jahresmittelwerten der Rohöl- und Grenzübergangs- bzw. Nettoverbraucherpreise während der vergangenen drei Jahrzehnte (BFT 2008, Kohlenstatistik 2009)

Grenzübergangspreise		Haushalte		Industrie	
Öl	0,850	Benzin	0,885	Leichtes Heizöl	0,875
Gas	0,614	Diesel	0,793	Schweres Heizöl	0,832
Steinkohle	0,575	Heizöl	0,880	Gas	0,768
		Gas	0,856		

Unter Zuhilfenahme der hier dargestellten Korrelationskoeffizienten und ausgehend von den getroffenen Rohölpreisannahmen können die künftigen Grenzübergangspreise sowie die Endverbraucherpreise ermittelt werden. Dazu wird die Annahme getroffen, dass die Mehrwert- sowie die Mineralölsteuer nicht weiter angehoben werden. Tatsächlich sieht das geplante Energiesteuergesetz bis 2014 auch keine weitere Erhöhung der Mineralölsteuern auf Benzin und Diesel vor (Abschnitt 2.2). Aber selbst wenn diese Steuern angehoben würden und auch die Mehrwertsteuer um einige Prozentpunkte erhöht würde, wären die daraus resultieren Preissteigerungen gering im Vergleich zu den unterstellten Rohölpreissteigerungen und hätten verglichen damit nur moderate Auswirkungen auf den Energieverbrauch.

Die Güte des verwendeten Verfahrens zur Ermittlung der künftigen Grenzübergangs- und Verbraucherpreise für Energie kann anhand der dafür in der Vergangenheit zu beobachtenden Werte empirisch überprüft werden. Während es für die Nettobenzinpreise aufgrund ihrer sehr hohen Korrelation mit den Rohölpreisen nicht weiter überraschend ist, dass die geschätzten und die tatsächlich zu verzeichnenden Werte nahe beieinander liegen (Abbildung 3.11), stimmen auch die Schätzwerte für die für die Haushalte in der Vergangenheit zu registrierenden Nettoerdgaspreise mit den tatsächlichen Werten gut überein.

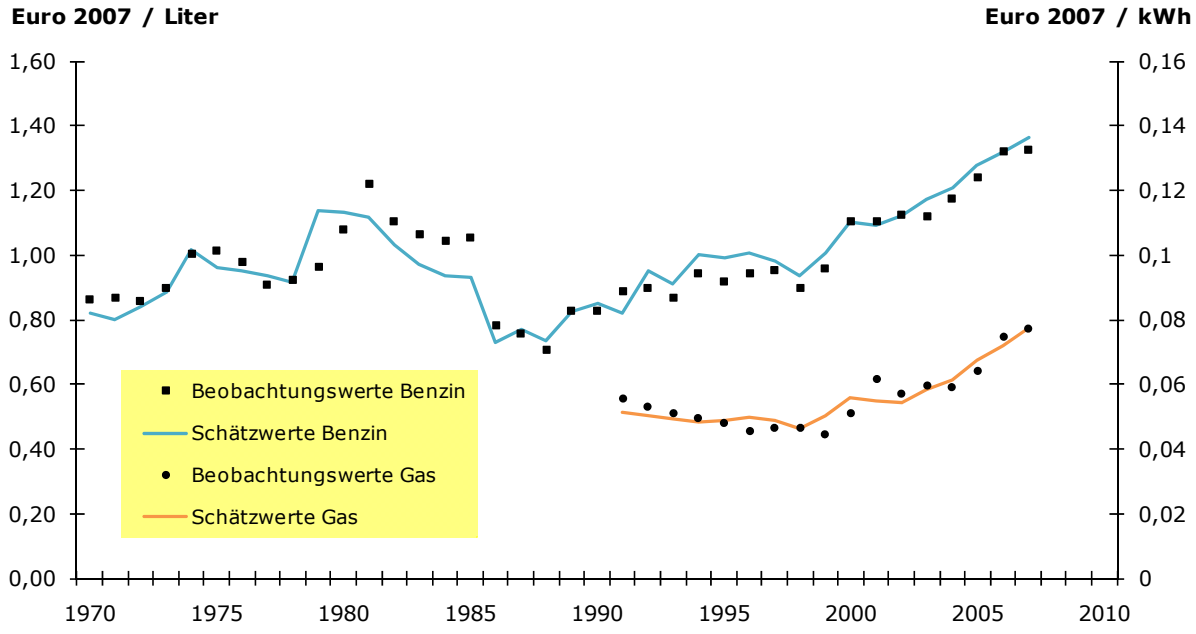


Abbildung 3.11: Preisentwicklungen für Benzin und Gas

Unter der Annahme, dass die historischen Korrelationen fortbestehen, können auch Einschätzungen über die künftigen Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Kraftwerkskohle gewonnen werden. Während für Rohöl und Erdgas tatsächlich so vorgegangen wurde, wird bei Kraftwerkskohle davon ausgegangen, dass die Pönalisierung des CO_2-Ausstoßes in Folge des Emissionshandels, welcher in vielen Ländern zunehmend eine Rolle spielen wird (Abschnitt 2.1), zu einer Dämpfung

der weltweiten Nachfrage nach Steinkohle gegenüber dem bislang zu verzeichnenden Trend führen könnte.

Bereits in der Vergangenheit sind die Grenzübergangspreise für Kraftwerkskohle im Vergleich zu den Rohölpreisen unterproportional gestiegen. Wegen der erwartenden Dämpfung der Nachfrage wird für die Zukunft von einem Preisabschlag gegenüber jenen Werten ausgegangen, die sich aus der historischen Korrelation der Rohöl- und Grenzübergangspreise ergäben. So wird angenommen, dass die Grenzübergangspreise für Kraftwerkskohle zwischen 2007 und 2030 von 68 auf 72 €$_{2007}$/t SKE anziehen (Tabelle 3.8).

Tabelle 3.8: Grenzübergangspreise (Kohlenstatistik 2008, eigene Berechnungen)

	Einheit	2000	2007	2010-2014	2015-2019	2020-2024	2025-2029	2030
Rohöl	€$_{2007}$/bbl	37	52	42	46	49	51	52
nominal	€/bbl	31	52	47	58	69	80	87
Erdgas	€$_{2007}$/MWh (Ho)	14	22	17	19	20	20	21
nominal	€/MWh (Ho)	11	22	20	24	28	32	35
Kraftwerkskohle	€$_{2007}$/t SKE	50	68	60	65	70	71	72
nominal	€/t SKE	42	68	64	78	94	107	121

Um darzustellen, welche nominalen Preise mit den Annahmen zu den künftigen realen Energiepreisen einhergehen, wird wie im World Energy Outlook 2008 (IEA 2008d) von einer künftigen jährlichen Inflationsrate von 2,3 % ausgegangen. Diese ist unwesentlich höher als die in Deutschland seit 1990 im Mittel zu verzeichnende Inflationsrate von rund 2,1 % pro Jahr. Während sicherlich trefflich darüber gestritten werden kann, ob die Rate von 2,3 % für die Zukunft nicht zu niedrig ausfällt, sollte bedacht werden, dass diese Annahme keine Rolle für die Energieprognose 2009 spielt. Einzig und allein entscheidend sind die realen Energiepreise.

Entsprechend der Annahmen über künftig real steigende Rohölpreise ergeben die Analysen tendenziell weiter ansteigende Verbraucherpreise. So würden sich die Benzinpreise nominal von durchschnittlich 1,33 €/Liter im Jahr 2007 auf rund 2,30 €/Liter im Jahr 2030 erhöhen (Tabelle 3.9).

Für die künftigen Dieselpreise wird angenommen, dass sich der Unterschied zwischen den Mineralölsteuern für Benzin und Diesel, der derzeit bei rund 18,5 Cent je Liter liegt, in den nominalen Preisen widerspiegeln wird: Während somit – wie für das Jahr 2000 – auch künftig von einer Differenz von 18 Cent zwischen den nominalen Benzin- und Dieselpreisen ausgegangen wird, schmilzt der Unterschied bei den realen Preisen langsam ab, auf rund 11 Cent je Liter im Jahr 2030.

Damit wird die 2008 zu beobachtende Angleichung der Tankstellenpreise für Benzin und Diesel lediglich als eine vorübergehende Episode angesehen, die sich künftig mit einer wieder überproportional steigenden weltweiten Nachfrage nach Diesel und anderen Mitteldestillaten durchaus wiederholen könnte, aber nicht von Dauer ist, da die Preissignale für eine Erhöhung der Raffineriekapazitäten sorgen.

Tabelle 3.9: Rohöl- und Endverbrauchspreise für Haushalte (BP 2008, BFT 2008, BMWi 2008, eigene Berechnungen)

	Einheit	2000	2007	2010 -2014	2015 -2019	2020 -2024	2025 -2029	2030
Öl (OPEC-Korb)	$_{2007}$/bbl	34,9	69,1	58	66	71	74	75
nominal	$/bbl	28,5	69,1	66	82	99	116	127
Benzin	€$_{2007}$/Liter	1,11	1,33	1,29	1,33	1,35	1,37	1,38
nominal	€/Liter	0,98	1,33	1,44	1,67	1,90	2,16	2,32
Diesel	€$_{2007}$/Liter	0,90	1,17	1,13	1,18	1,21	1,25	1,27
nominal	€/Liter	0,80	1,17	1,26	1,49	1,72	1,98	2,14
Leichtes Heizöl	€$_{2007}$/Liter	0,46	0,58	0,60	0,57	0,61	0,63	0,65
nominal	€/Liter	0,41	0,58	0,61	0,74	0,87	1,01	1,09
Gas	Ct$_{2007}$/kWh (Ho)	5,14	7,75	7,57	7,42	7,63	7,76	7,85
nominal	Ct/kWh (Ho)	4,57	7,75	8,14	9,44	10,82	12,30	13,24

Mit den steigenden Rohölpreisen erhöhen sich nicht nur die Heizöl- und Gaspreise für die privaten Haushalte, sondern auch für Industriekunden. So ergibt sich für Industriekunden nominal ein Erdgaspreisanstieg um etwas mehr als 80 %, von 32 €/MWh im Jahr 2007 auf 58 €/MWh im Jahr 2030 (Tabelle 3.10). Darin sind die von den Industriekunden zu zahlenden Energiesteuern, nicht aber die Mehrwertsteuer enthalten.

Tabelle 3.10: Verbraucherpreise für Industriekunden (ohne Mehrwertsteuer, BMWi 2008, Kohlenstatistik 2008, eigene Berechnungen)

	Einheit	2000	2007	2010 -2014	2015 -2019	2020 -2024	2025 -2029	2030
Leichtes Heizöl	€$_{2007}$/Tonne	452	560	465	503	530	547	554
nominal	€/Tonne	371	560	522	632	747	863	936
Schweres Heizöl	€$_{2007}$/Tonne	205	273	249	270	285	294	298
nominal	€/Tonne	172	273	279	339	401	464	503
Gas	€$_{2007}$/MWh (Ho)	23	32	31	32	33	34	34
nominal	€/MWh (Ho)	19	32	35	40	47	53	58

3.5 Fahr- und Verkehrsleistungen im Personen- und im Güterverkehr

Die Erhöhung der Zahl der Haushalte wird für eine weitere Erhöhung der Fahrleistung aller **Personenverkehr**smittel bis 2020 sorgen. Diese Prognose der künftigen Mobilitätsnachfrage basiert auf einem zweistufigen ökonometrischen Modell, das auf Basis der empirischen Daten des Deutschen Mobilitätspanels (1997 - 2008) geschätzt wurde. Mit einer Zunahme auf rund 615 Mrd. Kilometer im Jahr 2020 bzw. um rund 6,8 % gegenüber 2007 tragen Pkw trotz real steigender Kraftstoffpreise den bedeutendsten Teil dazu bei.

Dies ist vor allem in der weiter zunehmenden Zahl an Haushalten und der dadurch bedingt wachsenden Anzahl an Pkw begründet. Bis 2030 fällt die Fahrleistung von Pkw auf etwa das Niveau von 2010 ab, vorwiegend aufgrund des für diesen Zeitraum angenommenen Bevölkerungsrückgangs.

Für die Fahrleistungen mit Pkw, aber auch mit Bus und Bahn ist von Bedeutung, ob ein Haushalt in der Stadt oder auf dem Land wohnt. Deshalb wurde hier eine nach Stadt und Land differenzierte Haushaltsprognose vorgenommen.

Nach der Referenzprognose wird sich die Fahrleistung mit Bussen und Bahnen bis 2020 um jeweils mehr als 9 % gegenüber 2007 erhöhen. Bis 2030 ist eine Zunahme der Fahrleistung um jeweils mehr als 14 % zu erwarten.

Die **Güterverkehrsleistung** ist eng mit der volkswirtschaftlichen Produktion verknüpft. Die Finanzkrise wirkt sich daher unmittelbar auf die Nachfrage nach Transportdienstleistungen aus. So wird in der Referenzprognose für 2010 von einer Verringerung des Güterverkehrsaufkommens auf rund 3,52 Mrd. t ausgegangen. Im Vergleich zu 2007 entspricht dies einem Rückgang von 3 %. Die erwartete wirtschaftliche Erholung wird danach wieder für eine Zunahme des Güterverkehrsaufkommens sorgen, laut Referenzprognose auf annähernd 4 Mrd. t bis 2030.

Die durchschnittliche Beförderungsstrecke steigt kontinuierlich, auf 221 Kilometer im Jahr 2030. Daher wird die Güterverkehrsleistung – das Produkt aus zu transportierender Tonnage und durchschnittlicher Beförderungsweite – stetig steigen. Mit rund 880 Mrd. tkm im Jahr 2030 beträgt die Zunahme der Güterverkehrsleistung gegenüber 2007 rund 55 %. Die Ausweitung der Güterverkehrsleistung fällt für die einzelnen Verkehrsmittel unterschiedlich aus. Während der Anteil der auf die Bahn entfallenden Tonnenkilometer im Vergleich zu 2007 als nahezu konstant eingeschätzt wird, nimmt der Anteil der auf den Straßengüterverkehr entfallenden Güterverkehrsleistung zu Lasten der Binnenschifffahrt zu.

Die Nachfrage privater Haushalte nach Mobilität und das Aufkommen an zu transportierenden Gütern haben einen bedeutenden Einfluss auf die Energienachfrage. Auf den Verkehrssektor entfallen annähernd 30 % der Energienachfrage in Deutschland.

Vor diesem Hintergrund untersucht dieser Abschnitt den Einfluss der maßgeblichen Determinanten auf die von privaten Haushalten mit Pkw, Bus und Bahn jährlich zurückgelegte Wegstrecke.

Um konsistent zu bleiben, wird hierfür dieselbe, hier eigens durchgeführte Bevölkerungs- und Haushaltsprognose zugrunde gelegt, die auch zur Schätzung des Endenergieverbrauchs des Sektors Private Haushalte unterstellt wurde (Abschnitt 3.1). Dabei werden Aspekte der zukünftigen regionalen Verteilung der Haushalte berücksichtigt, sowie auch Effekte der Einkommensentwicklung auf die Ausstattung mit Pkw.

Die Erarbeitung einer eigenständigen Haushaltsprognose war nicht zuletzt deshalb erforderlich, weil keine amtliche Vorhersage bis zum Jahr 2030 vorliegt, die regional differenziert ist. Gerade Regionalaspekte spielen aber bei der Schätzung der künftigen Entwicklung des Individualverkehrs eine bedeutende Rolle.

Anstatt regional differenzierter Haushaltsaspekte steht bei der Prognose der Güterverkehrsleistung die wirtschaftliche Entwicklung im Vordergrund. Ausgehend von der in Abschnitt 3.3 dargestellten wirtschaftlichen Entwicklung werden anschließend das Transportaufkommen und die Güterverkehrsleistung hergeleitet. Dabei wird sich an den offiziellen Verkehrprognosen des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) orientiert, aber im Gegensatz dazu die Finanzkrise und ihre Auswirkungen auf die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts berücksichtigt.

Pkw-Fahrleistung

Basierend auf den Daten des Deutschen Mobilitätspanels (MOP 2009), einer seit 1996 jährlich durchgeführten Verkehrserhebung, wird zur Erklärung der Pkw-Fahrleistung individueller Haushalte zu privaten und gewerblichen Zwecken im ersten Schritt ein Probit-Modell zur Erklärung des Pkw-Besitzes und im zweiten Schritt ein ökonometrisches Panelmodell zur Modellierung der Pkw-Fahrleistung geschätzt. Schließlich werden die für verschiedene Haushaltstypen ermittelten durchschnittlichen Pkw-Fahrleistungen unter Berücksichtigung der verschiedenen wirtschaftlichen und demographischen Annahmen zu einer Gesamtfahrleistung hochgerechnet. Die weitaus bedeutendste Größe ist dabei die Entwicklung der Zahl der Haushalte.

Datenbasis

Die jährlich für das Mobilitätspanel gezogene Stichprobe ist bevölkerungsrepräsentativ quotiert und nach Merkmalen wie Haushaltstyp und Pkw-Besitz geschichtet. Mit etwa 7 800 Beobachtungen stehen Informationen zu mehreren tausend Haushalten zur Verfügung, wobei diese in bis zu 3 aufeinanderfolgenden Jahren zu Pkw-Verfügbarkeit, Merkmalen wie Hubraum oder Alter und Fahrverhalten, -leistungen usw. befragt werden.

Darüber hinaus werden die wichtigsten sozioökonomischen Charakteristika auf Individual- und Haushaltsebene erfragt. Bemerkenswert ist, dass die Durchschnittspreise für Benzin, die aus den regional sehr differenzierten Daten des MOP durch Mittelung gewonnen werden können, mit den von Aral veröffentlichten jährlichen Durchschnittswerten nahezu perfekt übereinstimmen.

Fahrleistung

Zur Schätzung der Einflüsse maßgeblicher Faktoren, wie etwa der Haushaltsgröße oder der Benzinpreise, auf die Fahrleistung wurde ein Panelregressionsansatz verwendet. Dieser basiert im Prinzip auf der klassischen Methode der Kleinsten Quadrate, nutzt aber aus, dass für die

Haushalte in der Regel mehrere Beobachtungen für aufeinanderfolgende Jahre vorliegen.

Vor allem von Bedeutung sind nach den Schätzergebnissen die statistisch signifikanten Benzinpreise sowie einige Pkw- und Haushaltscharakteristika. Die Haushaltscharakteristika berücksichtigen unter anderem, ob ein Haushalt in einem städtischen Ballungsraum oder in einer eher ländlichen Region angesiedelt ist. Die Pkw-Charakteristika beinhalten insbesondere den spezifischen Kraftstoffverbrauch.

Nach den Schätzergebnissen erhöht jedes zusätzlich von einem Haushalt angeschaffte Auto dessen monatliche Fahrleistung um rund 770 Kilometer. Dies entspricht bei einer mittleren monatlichen Fahrleistung von 1 570 km knapp 50 % der mit dem Pkw im Schnitt pro Monat zurückgelegten Strecke.

Jedes zusätzlich fahrberechtigte Haushaltsmitglied erhöht die monatliche Fahrleistung um knapp 140 km bzw. um 9 %. Bei einem Anstieg der Benzinpreise um 10 Cent je Liter verringert sich hingegen die monatlich zurückgelegte Strecke um ca. 84 km.

Hochrechnung

Um hiervon ausgehend Prognosen zur jährlichen Gesamtfahrleistung und zum künftigen Energieverbrauch infolge der Pkw-Nutzung abgeben zu können, sind neben Annahmen über künftige Energiepreise Aussagen zur weiteren demographischen Entwicklung zu treffen.

Um konsistent zu bleiben, wird hierfür dieselbe Bevölkerungs- und Haushaltsentwicklung zugrunde gelegt, die auch zur Schätzung des Endenergieverbrauchs des Sektors Private Haushalte unterstellt wurde (Tabelle 3.2). Auf dieser Basis erfolgt die Berechnung der Gesamtfahrleistung aller Haushalte vom Typ *j* nach folgendem Prinzip:

Gesamtfahrleistung der Haushalte vom Typ j =
Gesamtzahl der Haushalte des Typs j
x Wahrscheinlichkeit für Autobesitz für Typ j
x mittlere Fahrleistung des Typs j .

Dabei stellt *j* die Zahl der Haushaltsmitglieder dar.

Die Gesamtfahrleistung eines Haushalts von Typ *j* ergibt sich demnach als Produkt der Gesamtzahl der Haushalte dieses Typs, der Wahrscheinlichkeit, dass dieser Haushaltstyp überhaupt ein Auto besitzt, sowie der im ersten Schritt geschätzten durchschnittlichen Fahrleistung dieses Haushaltstyps. Die Gesamtzahl an Haushalten der unterschiedlichen Typen ist aus der Haushaltsprognose bekannt.

Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Haushalt vom Typ *j* ein Auto besitzt, wurde auf Basis des Mobilitätspanels mit Hilfe sogenannter Discrete-Choice-Modelle geschätzt. Dazu zählt das hier benutzte Probitmodell, das sich von klassischen Regressionsmodellen im Wesentlichen dadurch unterscheidet, dass die zu erklärenden Variable – hier Autobesitz – lediglich zwei Werte annehmen kann: 1, wenn der Haushalt ein oder mehrere Autos besitzt; andernfalls wird der abhängigen Variable der Wert 0 zugeordnet.

Wesentliche Determinanten für die Wahrscheinlichkeit des Autobesitzes sind nach den Schätzergebnissen die Größe eines Haushalts und das Haushaltseinkommen, welche beide die Wahrscheinlichkeit für den Besitz eines Autos signifikant erhöhen. Vergleichbare Haushalte, die in städtischen Regionen leben, besitzen nach diesen Schätzergebnissen weni-

ger häufig ein Auto als Haushalte in ländlichen Regionen.

Ergebnisse

Zur Überprüfung der Ergebnisse wurden die (In-Sample-)Prognosen für die Jahre 2000 bis 2007 mit den vom DIW (2008) geschätzten Fahrleistungen verglichen (Abbildung 3.12). Obwohl die beiden Schätzungen auf vollkommen unterschiedlichen Datengrundlagen und Methoden basieren, gibt es nur geringfügige Abweichungen, welche durchweg unter 5 % liegen. Für 2007 beträgt die geschätzte Fahrleistung beispielsweise 576 Mrd. km. Dieser Wert befindet sich rund 2 % unter der vom DIW geschätzten Fahrleistung von 587 Mrd. km.

Für die Referenzprognose ergibt sich für 2030 eine Pkw-Fahrleistung des Individualverkehrs von 601 Mrd. km (Tabelle 3.11). Dies ist ein um 4,3 % höherer Wert als 2007, wohingegen die Verkehrprognose 2025 von einer Zunahme um 16 % zwischen 2005 und 2025 ausgeht.

Hauptgrund für diesen Unterschied sind divergierende Annahmen über die Bevölkerungsentwicklung. So geht die Verkehrprognose 2025 von einem deutlich geringeren Bevölkerungsrückgang aus, als für die Energieprognose angenommen wurde. Damit sind die Ergebnisse nicht mit denen der Verkehrprognose 2025 vergleichbar, ebenso wenig wie mit denen der darauf aufbauenden Studie Renewbility (2009).

Bei hohen Rohöl- und Benzinpreisen, wie sie für die Sensitivitätsanalysen (Abschnitt 6) angenommen werden, wird mit einer Fahrleistung von 585 Mrd. km gerechnet. Da bei dieser Alternative davon ausgegangen wird, dass die realen Rohölpreise gerade zwischen 2020 und 2030 erheblich steigen (Tabelle 3.6), wirkt sich dies bei gleicher demographischer Entwicklung stark negativ auf die Fahrleistung aus.

Trotz real steigender Rohöl- und Kraftstoffpreise steigt die Fahrleistung in der Referenzprognose bis 2020 um 6,8 % an, vor allem aufgrund der weiter zunehmenden Zahl an Haushalten und der dadurch bedingt wachsenden Anzahl an Pkw. Danach fällt die Fahrleistung bis 2030 auf etwa das Niveau von 2010 ab, vorwiegend aufgrund des angenommenen Bevölkerungsrückgangs.

Durch eine weitere Alternativrechnung, bei der das pessimistische Bevölkerungsszenario V1W1 des Statistischen Bundesamtes zugrunde gelegt wird (Abschnitt 3.1), erkennt man, dass die höheren Ölpreise sich in beinahe gleicher Weise auf die Fahrleistung auswirken würden wie der Bevölkerungsrückgang laut V1W1.

Tabelle 3.11: Fahrleistung privater Pkw in Mrd. km

	2007	2010	2012	2015	2020	2025	2030
Referenzprognose	576	606	611	613	615	610	601
Hohe Ölpreise	576	603	605	606	604	596	585
Niedrige Bevölkerung	576	605	608	608	606	598	584

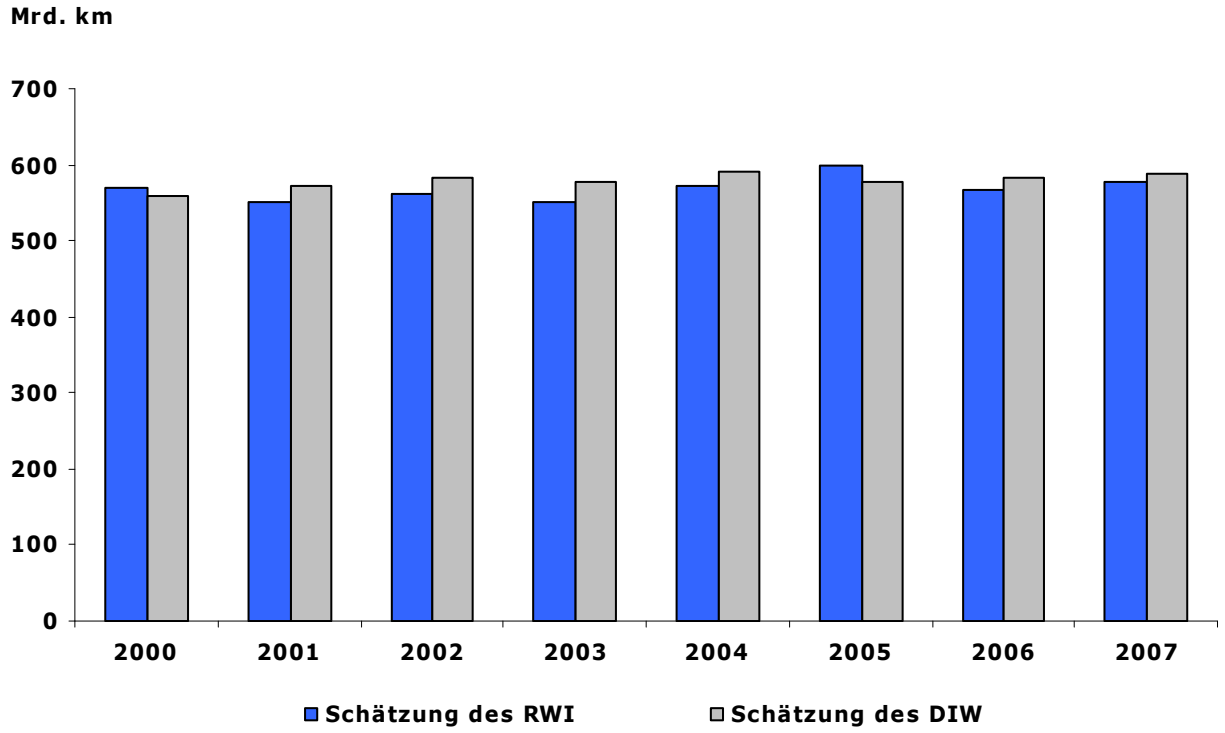


Abbildung 3.12: PKW-Fahrleistung in Deutschland in Mrd. km

Fahrleistungen mit Bussen und Stadt- bzw. Straßenbahnen

Die Analyse der ÖPNV-Nutzung basiert ebenfalls auf den Individualdaten des MOP (2009) und unterscheidet zwischen Werktag- und Wochenendverkehr. Mit Hilfe von Discrete-Choice-Modellen erfolgt im ersten Schritt eine Schätzung des modalen Splits, das heißt der Anteile der Verkehrsmittel Bus, Bahn, Pkw, etc. an der gesamten Verkehrsleistung. Unter Verwendung klassischer Regressionsmodelle werden im zweiten Schritt die Determinanten der mit ÖPNV zurückgelegten Distanzen geschätzt.

Die Gesamtfahrleistung an Werktagen wie Wochenenden ergibt sich aus der Multiplikation der im ersten Schritt geschätzten Anteile bzw. Wahrscheinlichkeiten für die Nutzung der einzelnen Verkehrsmittel mit den im zweiten Schritt geschätzten Distanzen, die mit Bus und Bahn zurückgelegt werden. Die so ermittelten Werte werden anschließend hochgerechnet, um einen bundesweiten Wert zu erhalten. Dabei erfolgt die Hochrechnung geschichtet nach der demographischen Struktur der Bevölkerung und dem Wohnort.

Beim Werktagsverkehr hat nach den Schätzergebnissen insbesondere die städtische Wohnlage einen signifikanten Einfluss auf die mit Stadt- und Straßenbahnen zurückgelegte Entfernung. Darüber hinaus nutzen ältere Menschen diese Bahnen signifikant häufiger. Die signifikant negative Auswirkung der Wohnlage in einer Kernstadt ist damit zu erklären, dass die dortige Infrastruktur kurze Wege erlaubt. Ein solch negativer Effekt ist auch für die zurückgelegte Distanz mit Bussen festzustellen.

Nach den Hochrechnungen werden bis 2030 die mit Bussen und Straßen- bzw.

Stadtbahnen zurückgelegten Strecken insgesamt um 20 % bzw. 15 % ansteigen (Tabelle 3.12). Dies ist, wie den Schätzergebnissen zu entnehmen ist, im Wesentlichen auf den Einfluss höherer Benzinpreise sowie die Alterung der Gesellschaft zurückzuführen.

Diese Schlussfolgerungen werden durch die Sensitivitätsanalyse mit hohen Ölpreisen bestätigt: Deutlich höhere Ölpreise als die für die Referenzprognose angenommenen führen zu erheblichen Erhöhungen der mit Bussen und Bahnen zurückgelegten Personenkilometer. Ein stärkerer Bevölkerungsrückgang als für die Referenzprognose angenommen führt hingegen nur zu einer marginalen Reduktion der Fahrleistungen mit Bussen und Bahnen.

Tabelle 3.12: Fahrleistung der Busse und Bahnen in Mio. Personenkilometer

		2007	2010	2012	2015	2020	2025	2030
Referenzprognose	Bus	65,1	66,9	68,4	69,8	71,4	73,1	74,7
	Bahn	15,5	15,9	16,2	16,3	16,9	17,3	17,7
Hohe Ölpreise	Bus	65,2	67,2	69,4	71,3	74,4	78,3	81,1
	Bahn	15,5	16,0	16,4	16,7	17,6	18,5	19,3
Niedrige Bevölkerung	Bus	65,2	66,8	68,2	69,5	71,1	72,8	74,4
	Bahn	15,5	15,9	16,1	16,2	16,8	17,2	17,7

Güterverkehrsleistung

Die Güterverkehrsprognose baut auf zwei offiziellen Verkehrsprognosen des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) auf und passt sie an die in der Energieprognose angenommenen Rahmenbedingungen an.[18] Diese Prognosen gehen davon aus, dass die Entwicklung der Verkehrsinfrastruktur bis 2025 keine Engpässe erwarten lässt.

Erst für die Zeit danach sieht die ProgTrans Prognose in der Infrastrukturentwicklung einen geringfügig limitierenden Faktor. In der Energieprognose wird unterstellt, dass es bis 2030 keine Engpässe im Angebot an Transportdienstleistungen geben wird.

Die Prognosen des BMVBS schätzen jeweils Verkehrsleistung und Verkehrsaufkommen für die einzelnen Verkehrsmittel Lkw, Eisenbahn und Binnenschiff.

Dabei wird wie folgt vorgegangen: In einem ersten Schritt wird die aufkommensbezogene Transportintensität jedes Verkehrsmittel auf Basis langjähriger Daten geschätzt. Auf Grundlage des angenommenen Wachstums der Volkswirtschaft wird durch Multiplikation mit der aufkommensbezogenen Transportintensi-

[18] BVU/ITP (2007), Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtung 2025, Projektbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (offizielle Prognose); ProgTrans AG (2007), Abschätzung der langfristigen Entwicklung des Güterverkehrs in Deutschland biw 2050, Projektbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.

tät das künftige Transportaufkommen prognostiziert.

In einem zweiten Schritt wird die durchschnittliche Transportentfernung der diversen Verkehrsmittel auf den vier Hauptverkehrsrelationen (Binnenverkehr, Versand, Empfang und Transit) berechnet.

In einem dritten Schritt erfolgt die Berechnung der Verkehrsleistung mit Hilfe der im ersten und im zweiten Schritt gewonnenen Prognosen für Verkehrsaufkommen und der mittleren Transportentfernung.

Anschließend werden Verkehrsleistung und -aufkommen für die einzelnen Verkehrsmittel berechnet. Daraus wird dann die leistungsbezogene Transportintensität abgeleitet.

Nach diesen Schritten wurden auch die Güterverkehrsaufkommen und -leistungen für die Energieprognose berechnet. Es wurde dabei in zwei wesentlichen Punkten von der offiziellen Verkehrsprognose 2025 (BVU/ITP 2007) abgewichen. Erstens: Während die Verkehrsprognose 2025 die Finanzkrise nicht berücksichtigen konnte, wurde hier die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts und der Bruttowertschöpfung benutzt, die der Energieprognose zugrunde liegt und in der die derzeitige Rezession einberechnet ist.

Zweitens: Die aus der Verkehrsprognose 2025 entnommenen aufkommens- und leistungsbezogenen Transportintensitäten mussten für die Jahre zwischen 2004 und 2025 linear interpoliert und über das Jahr 2025 hinaus bis 2030 extrapoliert werden, da der Zeithorizont der Verkehrsprognose 2025 kürzer ist als der der Energieprognose 2009. Für die Jahre 2025 bis 2030 wird dazu angenommen, dass sich keine Engpässe im Verkehrs- und Infrastrukturangebot einstellen.

Infobox: Güterverkehrskennziffern

Die Entwicklung des Güterverkehrs wird in der Verkehrsökonomik in der Regel durch zwei Kennziffern abgebildet, die aufkommens- und leistungsbezogene Transportintensität. Die aufkommensbezogene Transportintensität beruht – wie der Name verrät – auf dem Transport- bzw. Verkehrsaufkommen, welches die Masse aller zu transportierenden Güter darstellt und in Mio. t gemessen wird.

Bei der aufkommensbezogenen Transportintensität, welche die Einheit Mio. t/€ hat, wird das Verkehrsaufkommen in Relation zur volkswirtschaftlichen Bruttowertschöpfung gesetzt. Bei der leistungsbezogenen Transportintensität wird hingegen die Verkehrsleistung auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) bezogen. Dabei ist die Verkehrsleistung als Produkt aus Transportaufkommen und durchschnittlicher Beförderungsweite aller Transportfälle definiert und wird in Mrd. Tonnenkilometer (tkm) gemessen.

Während die leistungsbezogene Transportintensität folglich Transportentfernungen berücksichtigt, werden diese bei der aufkommensbezogenen Transportintensität vernachlässigt. Ein konstantes Verkehrs- bzw. Transportaufkommen über die Zeit bei gleichzeitig stark steigenden Transportentfernungen würde dementsprechend zu einer konstanten aufkommensbezogenen, aber einer steigenden leistungsbezogenen Transportintensität führen.

Neben der Verkehrsleistung ist die Fahrleistung eine weitere wichtige Kennziffer. Diese wird ermittelt, indem die Verkehrsleistung durch das durchschnittliche Transportaufkommen dividiert wird. Hieraus erhält man die Information, über wie viele Kilometer das Güterverkehrsaufkommen insgesamt transportiert wird.

Die für die Referenzprognose prognostizierten Kennziffern zeigen, dass die derzeit schlechte wirtschaftliche Situation zu einem Rückgang des Verkehrsaufkommens (in Mio. t) in den Jahren 2009 und 2010 führen wird (Abbildung 3.13). Ab 2010 sind beim Schienen- und Straßengüterverkehr aber wieder positive Wachstumsraten zu verzeichnen: Das Verkehrsaufkommen wächst um 0,86 % jährlich beim Schienenverkehr bzw. um ca. 19 % insgesamt, beim Straßenverkehr um 0,61 % jährlich bzw. um 13 % insgesamt. Für die Binnenschifffahrt wird ab 2015 eine Stagnation erwartet.

Damit setzt sich der seit den 60er Jahren anhaltende Güterstruktureffekt fort: Dieser begünstigt den Straßengüterverkehr und trifft Bahn- und Binnenschifffahrt negativ. Zurückzuführen ist der Güterstruktureffekt auf langfristige Veränderungen in der gesamtwirtschaftlichen Güterproduktion, mit denen eine Stagnation bzw. ein Rückgang der Grundstoffproduktion einhergeht und eine Expansion der Produktion von Investitions- und langlebigen Konsumgütern. Der Güterstruktureffekt sorgt auch weiterhin für einen Rückgang der aufkommensbezogenen Transportintensität.

In der Referenzprognose beträgt die Zunahme der Güterverkehrsleistung bis 2030 rund 55 % gegenüber 2007. Die leistungsbezogene Transportintensität steigt im gleichen Zeitraum um 25 %.

Die durchschnittliche Transportentfernung (in km) wird um ca. 46 % von 151 km auf 221 km steigen. Dabei ist der Zuwachs beim Straßengüterverkehr am größten, gefolgt vom Schienengüterverkehr und der Binnenschifffahrt.

Die Güterverkehrsleistung hängt in starkem Maße von der wirtschaftlichen Entwicklung ab. Dies zeigen die Werte der beiden Güterverkehrsindikatoren für das Alternativszenario, in dem von einer Persistenz der derzeitigen wirtschaftlichen Krise ausgegangen wird (Abbildung 3.13). So erreicht das Verkehrsaufkommen mit rund 3 669 Mio. t erst 2030 wieder annähernd das Niveau von 2007 und liegt damit etwa 8 % unter dem Wert der Referenzprognose. Auch die Verkehrsleistung wird bei einer längeren Dauer der wirtschaftlichen Krise mit rund 798 Mrd. tkm im Jahr 2030 deutlich unter der Verkehrsleistung der Referenzprognose liegen.

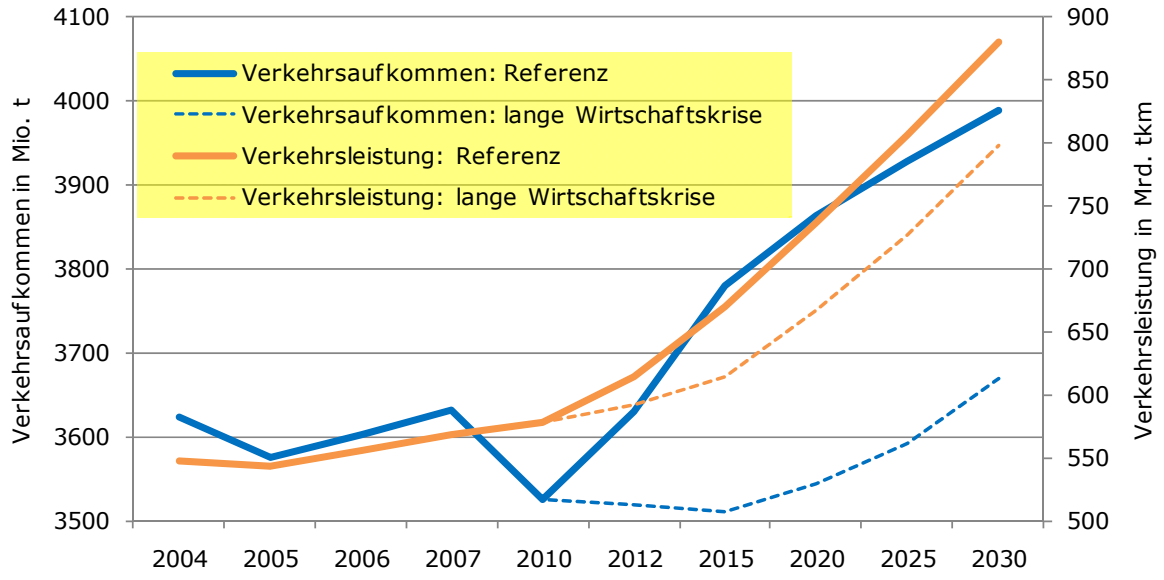


Abbildung 3.13: Prognostiziertes Verkehrsaufkommen und Verkehrsleistung im Güterverkehr in Deutschland zwischen 2004 und 2030 (eigene Berechnung)

3.6 Auswirkungen des Klimawandels auf den Energiesektor

Neben der Klimapolitik wird auch der Klimawandel Auswirkungen auf Angebot und Nachfrage nach Energie haben. Für Deutschland sagen die Prognosen der Klimaforscher einen Anstieg der Durchschnittstemperatur sowie stärkere Niederschläge im Winter und längere Trockenperioden im Sommer voraus. Außerdem ist mit einer Häufung von Extremwetterereignissen zu rechnen.

Die neuen Herausforderungen für die Energiewirtschaft werden aber für den Betrachtungszeitraum der Energieprognose 2009 moderat ausfallen. Der zu erwartende Anstieg der Durchschnittstemperatur in Deutschland wird die Nachfrage nach Wärme voraussichtlich reduzieren und den Klimatisierungsbedarf erhöhen. Dies ist in der Energieprognose 2009 durch eine Absenkung der Gradtagszahl berücksichtigt.

Klimawandel

Während die Finanzkrise sich kurzfristig und unmittelbar auf das gesamte Wirtschaftsgeschehen auswirkt, erfordert der Klimawandel für die Volkswirtschaften vor allem mittel- und langfristige Anpassungsmaßnahmen. Die in Abschnitt 2 erläuterten gegenwärtigen und künftigen Anstrengungen zum Klimaschutz auf europäischer und internationaler Ebene werden wohl einen Klimawandel nur begrenzen, aber nicht mehr gänzlich aufhalten können.

Ein zukünftiger Anstieg der Durchschnittstemperaturen wird vom IPCC (2007) als „praktisch sicher" bezeichnet[19], und ein häufigeres Auftreten von extremen Wetterereignissen wird mit einer

[19] Trotz der stetigen Verbesserung der Kenntnisse bestehen allerdings weiterhin wissenschaftliche Unsicherheiten bei den Klimaprognosen, die durch weitere ökonomische und politische Formen von Ungewissheit begleitet werden (Heal, Kriström 2002).

Wahrscheinlichkeit von 90 % vorausgesagt. Die Sektoren, die von Wetter- und Klimabedingungen beeinflusst werden, müssen sich auf geänderte Umweltbedingungen einstellen. Dies gilt auch für den Energiesektor.

Auch für Deutschland sagen geografische und meteorologische Studien Veränderungen des Klimas voraus. Eine Reihe von regionalen Klimaprojektionsmodellen (REMO, WETTREG, CLM und STAR) prognostizieren für Deutschland regional differenzierte Temperaturanstiege von 1,5 °C bis 3,5 °C bis zum Ende dieses Jahrhunderts, abhängig von der Wahl des Klimamodells und der Region.

Bis 2050 fällt dieser Anstieg mit einer Bandbreite von 0,5 °C bis 1,5 °C nicht ganz so hoch aus. Alle Modelle erwarten den größten Temperaturanstieg im Winterhalbjahr (DAS 2008). Ein entsprechendes Absinken der für die Heizenergienachfrage relevanten Gradtagszahl wird in der Energieprognose durch ein Absenken der Zahl der Gradtage auf 3519 berücksichtigt (langfristiges Mittel: 3705 Gradtage). Entsprechend wird auch ein Anstieg des Klimatisierungsbedarfs mit erfasst.

Bei Niederschlägen gibt es keine klaren aggregierten Trends. Vielmehr zeigen die Simulationen, dass es genau wie unter heutigen Klimabedingungen zu starken Schwankungen von Jahr zu Jahr kommen kann, aber auch mehrere feuchte oder nasse Jahre hintereinander auftreten können. Die Simulationsanalysen der Niederschlagsänderungen führen zu dem Ergebnis, dass bis 2050 die Niederschläge im Frühjahr und Herbst um etwa 10 % im Mittel ansteigen könnten, während sie in den Sommermonaten um 20 % abnehmen. Der Niederschlag im Winter sollte um mehr als 20 % zunehmen, fällt aber aufgrund der erhöhten Temperatur vermehrt als Regen (UBA 2008).

Mögliche Konsequenzen des Klimawandels für den Energiesektor

Geringere Niederschläge im Sommer sind für die Energiewirtschaft wegen der Wasserverfügbarkeit bedeutsam. Im Jahr 2001 wurden 56 % des gesamten Wasserverbrauchs in Deutschland vom Energiesektor beansprucht (UBA 2005).

Zum Bedarf, der durch Kühlung entsteht, kommt die Nutzung von Binnengewässern hinzu, zum einen für mit Flusswasser gekühlte Kraftwerke, zum anderen für den Transport, u. a. auch der in der Energieerzeugung verwendeten Rohstoffe, vor allem von Steinkohle. Zudem hat dies Konsequenzen für die Potenziale der Verlagerung des Güterverkehrs auf das Binnenschiff, so dass hier nur ein begrenzter Zuwachs der Güterverkehrsleistung erwartet werden kann (Abschnitt 3.5).

Kraftwerke mit Flusswasserkühlung könnten in Zukunft Beschränkungen aufgrund der Temperatur des eingeleiteten Kühlwassers unterliegen und müssten in längeren Trocken- bzw. Hitzeperioden ihre Leistung drosseln, wie es sich in den heißen Sommern der Jahre 2003 und 2006 gezeigt hat. Entsprechend ist auch mit Ausfällen bei der Stromerzeugung in Wasserkraftwerken zu rechnen.

Bezüglich der Rohstoffversorgung von Kraftwerken besteht ein geringfügig höheres Ausfallrisiko durch mögliche klimabedingte Transportunterbrechungen. Mit einer entsprechenden Vorratshaltung von Steinkohlen auf Halden treffen die Stromerzeuger bekanntermaßen Vorsorge gegen Lieferunterbrechungen infolge ohnehin hoher Schwankungsbreiten der Wasserpegel.

Eine weitere für die Energiewirtschaft relevante mögliche Folge des Klimawandels sind Extremwetterereignisse. Häufigere Starkniederschläge, Stürme oder Überflutungen erhöhen die Wahrscheinlichkeit, dass die Infrastruktur, insbesondere die Netze, erheblich beschädigt werden. Allerdings zeigte sich in der Vergangenheit, dass vor allem Eis und starke Schneefälle zu einem Zusammenbruch der Stromversorgung führen können. Damit ist künftig wohl seltener zu rechnen.

Klimatische Veränderungen könnten sich auch indirekt auf den Energiesektor auswirken. Hier ist in erster Linie der Anbau von Biomasse zur Energieerzeugung zu nennen. Zwar könnte die Landwirtschaft in einigen Regionen, die bisher zu feucht und kühl sind, von der Erwärmung profitieren, aber heute schon trockene Regionen könnten in Mitleidenschaft gezogen werden.

Anpassungsmaßnahmen

Die Auswirkungen des Klimawandels werden sich erst in einigen Jahren in größerem Ausmaß zeigen. Ihre konkreten Ausprägungen in Deutschland können derzeit noch nicht angegeben werden. Dennoch sollten im Rahmen des zukünftigen Ausbaus der Energieversorgung den vermuteten Klimaänderungen durch entsprechende Anpassungsmaßnahmen Rechnungen getragen werden.

Zu diesen Anpassungsmaßnahmen gehört z. B. die Auslegung von Kraftwerksstandorten auf Perioden mit niedrigerer Wasserführung. Auch die Entwicklung und Anwendung von Kühlsystemen mit geringerem Wasserbedarf (Hybrid- und Trockenkühlverfahren) kann hier Vorsorge leisten.

In diesen Bereichen, aber auch generell bei den möglichen Konsequenzen des Klimawandels für den Energiesektor, sind weitere Anstrengungen im Bereich der Forschung und Entwicklung von Nöten, um zu einer weiteren Konkretisierung gelangen zu können.

3.7 Elektrizitätserzeugung und -verteilung

Im Stromerzeugungssektor existiert in den kommenden Jahren ein erheblicher Investitionsbedarf, bedingt durch das Erreichen der Lebensdauer eines Großteils der bestehenden Kraftwerke. Der Neubaubedarf wird durch den beschlossenen Kernenergieausstieg zusätzlich verstärkt.

Um diesen Zubaubedarf zu decken, sind derzeit rund 13 GW in neuen fossilen Kraftwerken in Bau, die voraussichtlich bis zum Jahr 2012 in Betrieb genommen werden.

Für die zukünftigen Zubauten im deutschen Kraftwerkspark sind neben den bereits feststehenden Investitionsprojekten für weitere Neubauvorhaben u. a. die Entwicklung der technischen, ökonomischen und ökologischen Parameter zukünftiger Erzeugungstechnologien von entscheidender Bedeutung. Für die Energieprognose 2009 wird bei den fossil befeuerten Kraftwerken der starke zu beobachtende Kostenanstieg der vergangenen Jahre durch ein im Vergleich zu Kostenanalysen der vergangenen Jahre höheres Niveau der spezifischen Investitionskosten antizipiert.

Neben dem Neubau von fossilen Kraftwerken gilt es, die zunehmende Stromerzeugung aus regenerativen Quellen in das Energiesystem zu integrieren. Nach der Referenzprognose ergibt sich eine deutliche Ausweitung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, vor allem mit Hilfe von Windkraftanlagen. Dies ist insbesondere auf die Errichtung von Wind-Offshore-Anlagen zurückzuführen.

Eine besondere Herausforderung für das Energiesystem erwächst zudem aus dem Anschluss der Winderzeugungskapazitäten an das Verbundnetz und dem Transport vom Ort der Erzeugung zum Ort des Stromverbrauchs. Daneben ist die Stromerzeugung aus Biomasse von herausragender Bedeutung.

Die Integration zunehmender fluktuierender Windstromerzeugung in das Verbundsystem und der vermehrte grenzüberschreitende Elektrizitätshandel als Ziel der Integration der EU Strommärkte machen den Ausbau des deutschen Übertragungs- und Verteilnetzes und der Interkonnektoren zu Deutschlands Nachbarstaaten erforderlich. Für den Ausbau der Kuppelstellen werden für die Energieprognose 2009 die Planungen der UCTE mit einbezogen.

Die Elektrizitätswirtschaft in Deutschland ist geprägt durch ein weiträumiges Verbundnetz und thermische Großkraftwerke mit Anschluss an die Höchst- und Hochspannungsebene. Vor allem während der siebziger und achtziger Jahre des 20. Jahrhunderts hat es erhebliche Investitionen in große Wärmekraftwerke auf Basis fossiler Brennstoffe, wie Braun- und Steinkohlen, Heizöl und Erdgas, oder nuklearer Energieträger gegeben, die über thermische Umwandlungsprozesse elektrische Energie und ggf. Wärme als Nutzenergie bereitstellen.

Der Transport elektrischer Energie geschieht durch das Verbundnetz mit seinen unterschiedlichen Spannungsebenen, die ihrerseits über Transformatoren und Schaltanlagen miteinander verbunden sind. Dieses engmaschige Netzwerk besitzt an den Grenzen zu Deutschlands Nachbarstaaten über einzelne Interkonnektoren Anschluss an deren nationale Verbundnetze. Auf diese Art und Weise sind derzeit insgesamt 24 Länder Kontinentaleuropas mit 29 Übertragungsnetzbetreibern zu einem synchronen Netzverbund zusammengeschlossen und über die gemeinsame Organisation der UCTE koordiniert.

Die 1998 eingeleitete wettbewerbliche Öffnung der europäischen Elektrizitätsmärkte (Abschnitt 2.3) hat gravierende Folgen für die strategische Investitionsplanung der Kraftwerksbetreibergesellschaften. Konnten Energieversorgungsunternehmen in der Zeit vor der Liberalisierung Mengen- und Preisrisiken weitestgehend über Preisanpassungen an die Kunden ihres jeweiligen Versorgungsgebietes überwälzen, müssen diese Risiken heute in den Investitionsentscheidungen angemessen berücksichtigt werden.

Darüber hinaus ist der durch die gesetzliche Förderung induzierte Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien für Art und Umfang von Investitionen in thermische Kraftwerke von Bedeutung. Der mit der Einführung des europäischen Binnenmarktes für Elektrizität angestiegene internationale Elektrizitätshandel hat zudem zu Engpässen bei Kuppelleitungskapazitäten geführt, was einen gezielten Ausbau der Interkonnektoren und nachgelagerter Netzabschnitte erforderlich macht.

Kraftwerksbestand und Kraftwerkssterbelinie

Die Struktur des Kraftwerksparks in Deutschland nach installierter elektrischer Netto-Engpassleistung und bereitgestellter elektrischer Arbeit im Jahr 2008 zeigt Abbildung 3.14. Kernkraftwerke und kohlenbefeuerte Wärmekraftwerke stellen als Grundlasttechnologien im Verhältnis zur gesamten deutschen Kraftwerksleistung einen überdurchschnittlich hohen Anteil an der Stromerzeugung bereit.

Im deutschen Stromerzeugungssektor existiert in den kommenden Jahren ein erheblicher Investitionsbedarf, da ein Großteil der bestehenden Wärmekraftwerke die technische und wirtschaftliche Lebensdauer erreicht hat oder erreichen wird. Dies geht aus Abbildung 3.15 hervor, in der unter der Annahme technologiespezifischer Lebensdauern eine Kraftwerkssterbelinie des Anfang 2009 installierten deutschen Kraftwerksbestandes dargestellt ist. Der Rückgang der Kernkraftwerkskapazität entspricht dabei der Vereinbarung über die Reststrommengen. Die installierte Leistung aus Wasserkraft (Lauf- und Speicherwasser sowie Pumpspeicher) ist aufgrund der langen technischen Lebensdauern als konstant angenommen worden.

Nach dieser Kraftwerkssterbelinie ergäbe sich ein deutlicher Kapazitätsrückgang im deutschen Kraftwerkspark, wenn keine Kraftwerke neu zugebaut würden. Ausgehend von einer Nettoengpassleistung von 147 GW Anfang 2009, würde die Erzeugungskapazität auf verbleibende 87 bzw. 44 GW zu Beginn der Jahre 2020 und 2030 sinken.

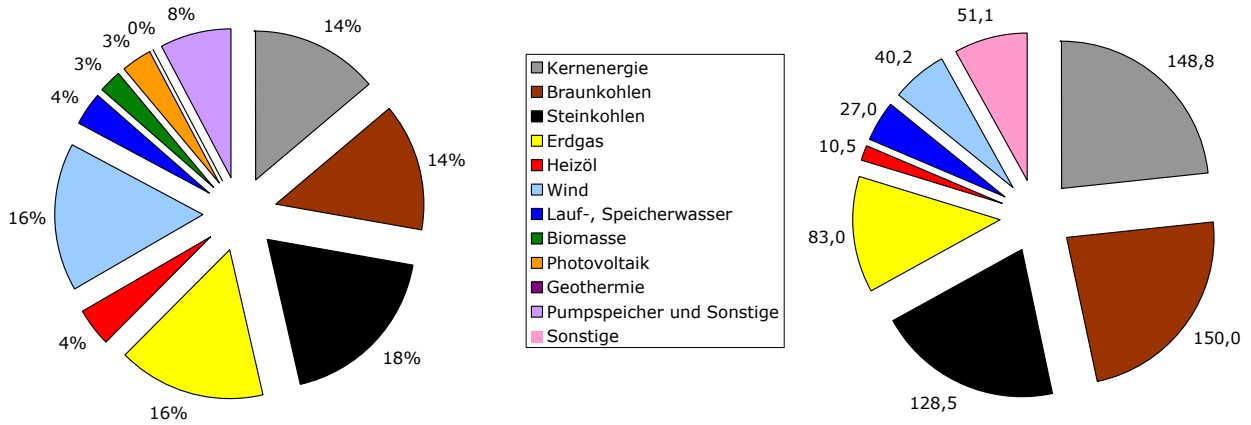


Abbildung 3.14: Anteil an der installierten elektrischen Netto-Engpassleistung (links, insgesamt 147,089 GW) und bereitgestellte elektrische Arbeit (rechts, brutto in TWh) in 2008 nach Energieträgern, BDEW (2009a)

Aktuelle Kraftwerksprojekte

Vor dem Hintergrund auch des altersbedingten Ersatzbedarfs von Kraftwerksleistung sind in den letzten Jahren von potentiellen Investoren und Kraftwerksbetreibern Kraftwerkszubauten geplant und angekündigt worden. Von diesen geplanten bzw. angekündigten Projekten sind in den letzten drei Jahren mindestens 11 Vorhaben wieder aufgegeben bzw. vorläufig zurückgestellt worden, wie z. B. in Kiel, Herne, Ensdorf, Bremen, Bielefeld, Quierschied, Köln, Dettelbach oder Wertheim. Die Gründe hierfür waren lokalpolitischer Widerstand, gestiegene Investitionskosten, durch den Emissionshandel zukünftig verursachte, zusätzliche Betriebskosten der Anlagen oder das Fehlen profitabler Erdgaslieferverträge.

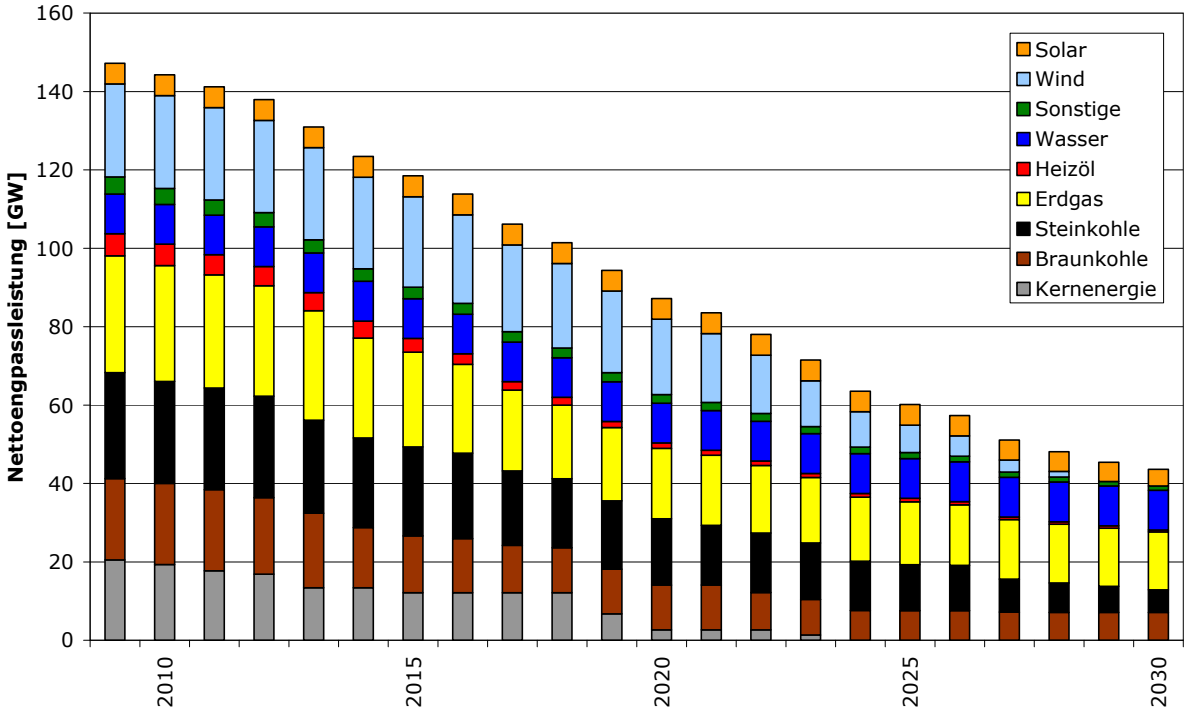


Abbildung 3.15: Kraftwerkssterbelinie des Anfang 2009 in Deutschland bestehenden Kraftwerksparks bei Kernenergieausstieg

Derzeit belaufen sich die in Bau befindlichen Kraftwerksprojekte auf eine Gesamtkapazität von etwa 13 GW. Darüber hinaus sind Neubauprojekte mit einer Kapazität von weiteren 19,6 GW angekündigt, hierzu gehören konkrete Planungsvorhaben wie etwa der Umbau von RDK 6 in RDK 6S in Karlsruhe, die Errichtung von GKM Block 9 in Mannheim und Staudinger Block 6 in Großkrotzenburg, aber auch Projekte von GDF Suez in Brunsbüttel oder Stade, von Dong Energy in Lubmin oder von Nuon in Frankfurt (BDEW 2009b). Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten während der Planungs- und Genehmigungsphase von Kraftwerken ist für die Energieprognose 2009 nur ein ausgewählter Teil der aktuellen Ankündigungen als fester Bestandteil des Investitionsprogramms berücksichtigt worden, und zwar diejenigen Neubauprojekte, die sich derzeit im Bau befinden und voraussichtlich bis zum Jahr 2012 in Betrieb genommen werden (Tabelle 3.13). Hierunter fallen mit Steinkohlen befeuerte Kraftwerke in Höhe von etwa 7,4 GW, Braunkohlen-Kraftwerke mit 2,9 GW und erdgasbefeuerte Kraftwerke von 2,4 GW.

Der weitere Kraftwerkszubau nach dem Jahr 2012 wird in der Energieprognose 2009 in Abhängigkeit von der zukünftigen Elektrizitätsbedarfsentwicklung innerhalb einer modellgestützten Analyse ermittelt (Abschnitt 4.3).

Tabelle 3.13: In Bau befindliche fossil befeuerte Erzeugungsanlagen ab 50 MW Leistung, Stand April 2009 (BDEW 2009b)

Gepl. Inbetriebn.	Steinkohlen	Braunkohlen	Erdgas	Sonstige
2009		KW Niederaußem Block G und H, +130 MW (Modernisierung), RWE	KW Emsland, GuD, 876 MW, RWE	KW Dillinger Hütte, Gichtgas, 90 MW, STEAG Saar Energie
			KW Irsching 5, GuD, 820 MW, E.ON et al.	KW Industriepark Höchst, Ersatzbrennstoff, KWK, 70 MW, Infraserv Höchst
			KW Tiefstack, GuD KWK, 125 MW, Vattenfall	
2010	KW Walsum 10, Kond.-Kraftwerk, 725 MW, STEAG	KW BoA 2&3 Neurath, Kond.-Kraftwerk, 2100 MW, RWE		KW Watenstedt, Gicht-/Koksgas, 220 MW, Salzgitter AG
2011	KW Datteln 4, KWK, 1055 MW, E.ON	KW Boxberg Block R, Kond.-Kraftwerk, 675 MW, Vattenfall	KW Irsching 4, GuD, 530 MW, E.ON	
	KW RDK 8, KWK, 850 MW, EnBW		KW Braunschweig-Mitte, GuD KWK, 76 MW, BS Energy	
2011/12	KW Westfalen Block D und E, Kond.-Kraftwerk, 1600 MW, RWE			
2012	KW Hamburg-Moorburg, KWK, 1640 MW, Vattenfall			
	KW Wilhelmshaven, Kond.-Kraftwerk, 800 MW, GDF Suez			
	KW Lünen, Kond.-Kraftwerk, 750 MW, Trianel			
Summe	7420 MW	2905 MW	2427 MW	380 MW

Charakterisierung zukünftiger Erzeugungstechnologien

Für die zukünftigen Zubauten im deutschen Kraftwerkspark sind neben den bereits feststehenden Investitionsprojekten für weitere Neubauvorhaben u. a. die Entwicklung der technischen, ökonomischen und ökologischen Parameter zukünftiger Erzeugungstechnologien von entscheidender Bedeutung. Hierzu müssen für die Energieprognose 2009 Annahmen getroffen werden, die die zu erwartende technische Innovation (im Sinne einer Wirkungsgradsteigerung oder eines Kostenreduktionspotentials der Herstellung, Errichtung oder des Betriebs) sowie das jeweilige Marktumfeld der Erzeugungstechnologie einschätzen. Im Folgenden sollen sieben ausgewählte Stromerzeugungstechnologien bezüglich ihrer wesentlichen technischen und ökonomischen Eigenschaften und ihres zukünftigen Entwicklungspotentials beschrieben werden.

In den vergangenen Jahren sind die Investitionskosten für **erdgas- und kohlenbefeuerte Wärmekraftwerke** in erheblichem Maße angestiegen – Pressemitteilungen konstatierten Steigerungsraten von bis zu 50 %. Anlagenhersteller haben in diesem Zusammenhang in der Regel auf gestiegene Materialkosten (Preise für Stahl und Legierungsmetalle wie zum Bei-

spiel Nickel, Kupfer und Chrom) verwiesen. Eigene überschlägige Berechnungen über den in Lebenszyklusanalysen erfassten Materialeinsatz für Wärmekraftwerke zeigen, dass der rein materialbezogene Preis- und damit verursachte Kostenanstieg nur einen geringen Anteil an den gesamten Investitionskosten ausmacht. Die in den vergangenen Jahren beobachteten Kostenanstiege lassen sich deshalb vielmehr auf die Marktsituation des Kraftwerkskomponentenbaus zurückführen, in der eine konsolidierte Anzahl an Herstellern auf einem knappen Anbietermarkt auf eine steigende Nachfrage an Kraftwerksneubauten trifft. Im Zuge der derzeitigen wirtschaftlichen Rezession sind jedoch schon einige geplante Kraftwerksprojekte aufgrund fehlender gesicherter Finanzierungsmöglichkeiten zurückgestellt worden. Es wird unter anderem deshalb von einer leichten Entspannung auf dem derzeit noch überzeichneten nordamerikanischen und europäischen Markt für Kraftwerkskomponenten ausgegangen, während der weiterhin erheblichen Nachfrage auf dem asiatischen Markt mit erhöhten Fertigungskapazitäten begegnet werden wird. Parallel zu dieser marktseitigen Situation werden technologische Entwicklungen im Kraftwerksbau – maßgeblich vorangetrieben von auch in Deutschland betriebener Forschung und Entwicklung, gefördert durch Industrie und öffentliche Hand – zu verbesserten Kraftwerkskonzepten mit höheren Umwandlungswirkungsgraden und einer weiter optimierten Anlagentechnik führen, die Kostensenkungspotenziale beinhalten.

Steinkohlenbefeuerte Dampfkraftwerke. Bei (stein-)kohlenbefeuerten Dampfkraftwerken werden vor allem eine weitere Erhöhung der Frischdampftemperaturen und –drücke, aber auch gezielte Zwischenüberhitzungen, optimierte Kondensationsbedingungen, Speisewasservorwärmung und eine verbesserte Konstruktion der Dampfturbine den Wirkungsgrad weiter erhöhen. Für das Kondensationskraftwerk mit Steinkohlenstaubfeuerung sind die folgenden (realisierten und noch erwarteten) Weiterentwicklungen kennzeichnend:

- In den vergangenen Jahren zunehmender Anteil austenitischer Stähle bei der Auslegung des Dampferzeugers (heutiger Stand der Technik: Frischdampfzustände von rund 280 bar und über 600 °C, Wirkungsgrad von ca. 46 %).

- In etwa 2020 Marktreife von Hochtemperaturkomponenten aus nickelbasierten Spezialstählen zur weiteren Optimierung des Frischdampfzustands auf dann etwa 365 bar und 700 °C bei Wirkungsgraden von ca. 50 %.

- In vermutlich weiteren 10 Jahren ein nächster Wirkungsgradsprung von etwa 2 Prozentpunkten auf dann 52 %.

Forschungs- und Entwicklungsprojekte, wie z. B. Referenzkraftwerk NRW, COORETEC, KW21, COMTES700, NRWPP700 oder 50plus mit der Ankündigung der Errichtung des ersten 700-Grad-Kraftwerkes im Jahr 2014 in Wilhelmshaven, treiben diese technologische Entwicklung.

Braunkohlenbefeuerte Dampfkraftwerke erzielen aufgrund des wesentlich höheren Wassergehalts des heimischen Energieträgers von über 50 % und somit niedrigerem Heizwert gegenüber Steinkohlen geringere Wirkungsgrade. Bei derzeitigem Stand der Technik bedeutet dies eine Wirkungsgraddifferenz von 1,5 bis 2 Prozentpunkten. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass in Zukunft durch rationelle Trocknungsverfahren der Braunkohlen mit Hilfe von Dampf-

Wirbelschicht-Verfahren diese Differenz auf einen halben Prozentpunkt verringert werden kann. Ansonsten folgen Braunkohlenkraftwerke ähnlichen Entwicklungstendenzen wie steinkohlenbefeuerte Anlagen. Bereits heutige Beispiele für effizientere Anlagen sind die Braunkohlenkraftwerksblöcke mit optimierter Anlagentechnik (BoA) in Niederaußem und der derzeitige Bau von BoA 2 & 3 in Grevenbroich (Neurath).

Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke (GuD). Aufgrund der spezifisch höheren Temperaturniveaus bei gasbefeuerten Turbinen von über 1 200 °C sind die materialtechnischen Herausforderungen bei der Konstruktion der Brennkammer und vor allem der Beschaufelung der Turbine enorm. Durch eine Weiterentwicklung der Flammenführung, speziell entwickelte einkristalline Superlegierungen, keramische Beschichtungen und Kühlungssysteme (Innen- und Filmkühlung) der Beschaufelung der Gasturbine ist mit einer Erhöhung der Gasturbineneintrittstemperatur auf 1 500 °C und einem Anstieg der Wirkungsgrade bei kombinierten Gas- und Dampfkraftwerken – ausgehend von einem Wirkungsrad von etwa 58 % als derzeitigem Stand der Technik (Referenzanlage ist das in Mainz-Wiesbaden errichtete GuD mit einer elektrischen Nettoleistung von 406 MW) – auf ein Niveau von über 60 % und einem weiteren Anstieg in den nachfolgenden Jahren zu rechnen. Die derzeit im Testbetrieb laufende, weltgrößte Gasturbine am Kraftwerksstandort Irsching wird mit einer nachgeschalteten Dampfturbine im Jahr 2011 einen Wirkungsgrad von über 60 % erreichen.

Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Häufig stellen konventionelle Wärmekraftwerke nicht nur Elektrizität zur Verfügung, sondern lassen die Auskopplung von Wärme in Form von Prozessdampf oder Heißwasser zu und beliefern Industrieabnehmer oder speisen in das regionale Fernwärmenetz ein. Man spricht in diesem Zusammenhang von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder auch Heizkraftwerken (HKW). Vorteil dieser durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) geförderten Erzeugungstechnologien (Abschnitt 2.2) ist der erhöhte Gesamtnutzungsgrad bezogen auf den energetischen Aufwand. In der Elektrizitätswirtschaft werden im Wesentlichen zwei Schaltungsvarianten unterschieden – der Einsatz einer Entnahmekondensationsturbine oder einer Gegendruckturbine. Während bei der Entnahmekondensationsturbine über verschiedene Entnahmestellen auf unterschiedlichen Druckstufen geregelt Heißdampf entnommen wird, ist das Betriebskennfeld der Gegendruckturbine durch das starre Verhältnis zwischen Strom und Wärmeerzeugung eingeschränkt. Bezüglich der grundsätzlichen technologischen Entwicklung orientieren sich beide Typen von KWK-Anlagen an den oben beschriebenen Kraftwerken.

Für die Energieprognose 2009 wird bei den kohlenbefeuerten Dampfkraftwerken der starke zu beobachtende Kostenanstieg der vergangenen vier Jahre durch ein im Vergleich zu Kostenanalysen der vergangenen Jahre höheres Niveau der spezifischen Investitionskosten im Jahr 2010 fortgeschrieben (Tabelle 3.14). Die auf dem europäischen Markt für Kraftwerkskomponenten erwartete Entspannung begründet zunächst sinkende spezifische Investitionskosten für Dampfkraftwerke, die ab 2015 in realen Geldwerten als in etwa konstant angenommen werden (Abbildung 3.16). Aufgrund der oben dargestellten Marktsituation werden ähnlich wie bei den kohlenbefeuerten Dampfkraftwerken die Investitionskosten für

Erdgas Kombianlagen im Jahr 2010 auf einem relativ hohen Niveau angenommen mit einer Kostenentspannung bereits in 2015 und einer Stabilisierung danach. Bezüglich der spezifischen Investitionskosten für KWK-Anlagen existieren zwei gegenläufige Effekte: eine kleinere Auslegung der Kondensator- und Rückkühlanlage (bei Gegendruck-Turbinen kann diese vollständig entfallen) führt zu spezifischen Kostenreduktionen, während die in der Regel kleinere Baugröße der gesamten Anlage zu spezifischen Kostenerhöhungen führt. Insgesamt zeigen damit KWK-Anlagen etwas höhere spezifische Investitionskosten, die der Entwicklung derjenigen für konventionelle Kraftwerke folgen.

Tabelle 3.14: Kurzcharakteristik ausgewählter konventioneller Wärmekraftwerke, Stand 2010

	Steinkohlen Kondensations-kraftwerk, 800 MW	Braunkohlen Kondensations-Kraftwerk, 1050 MW	Erdgas Gas- und Dampf-kraftwerk (GuD), 800 MW	Steinkohlen Kondensations-kraftwerk (Entnahme-kondensations-KWK), 500 MW	Erdgas Kondensations-kraftwerk (Entnahme-kondensations-KWK), 200 MW
Max. el. Wirkungsgrad [%]	46,0	44,5	59,0	44,0	55,0
El. Wirkungsgrad bei max. Wärmeauskopplung [%]	-	-	-	35,0	45,0
Th. Wirkungsgrad bei max. Wärmeauskopplung [%]	-	-	-	53,0	44,0
Spezifische Investitionskosten [€$_{2007}$/kW]	1400	1600	700	1795	975

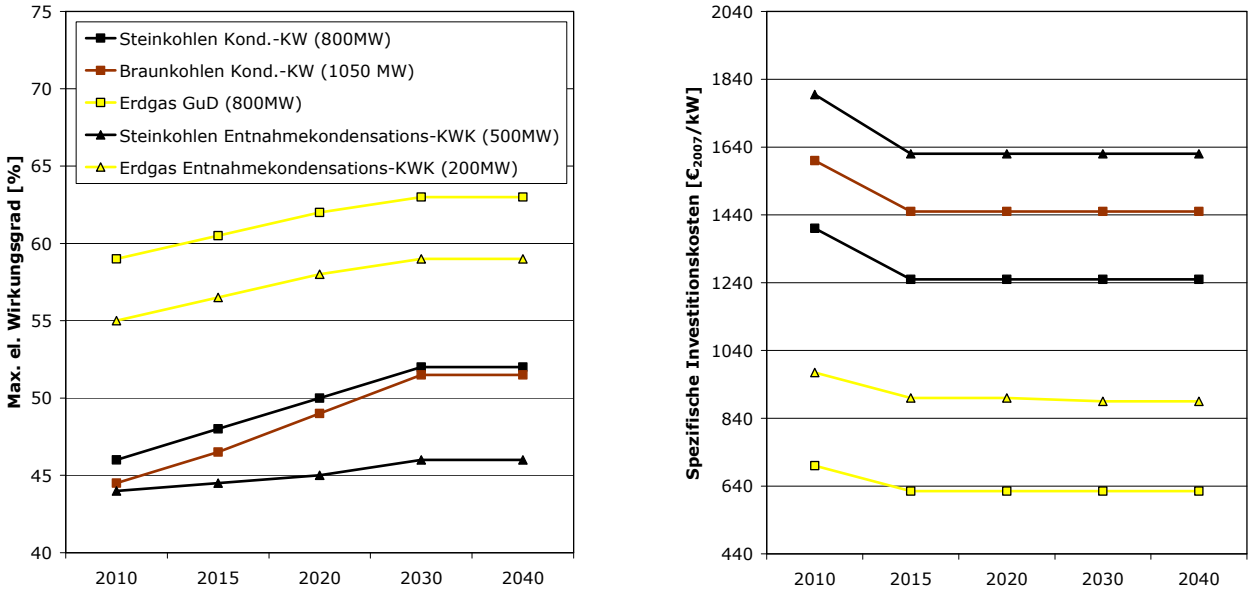


Abbildung 3.16: Entwicklung von Wirkungsgraden und Investitionskosten ausgewählter konventioneller Wärmekraftwerke

Exkurs: CCS-Technologien

Die thermische Nutzung fossiler Energieträger zur Elektrizitätserzeugung hat mit der Freisetzung von Kohlendioxid zu der durch anthropogene Emissionen verursachten Klimaänderung beigetragen. Deshalb wird seit der Jahrtausendwende verstärkt an neuen Verfahren geforscht, die es ermöglichen, Kohlendioxid an unterschiedlichen Stellen des Prozessverlaufs in fossil befeuerten Wärmekraftwerken zu entfernen, ggf. zu transportieren, und dann dauerhaft zu speichern. Diese Technologien werden mit dem englischen Akronym CCS als „Carbon Capture and Storage" bezeichnet.

Derzeit werden vor allem drei technische Konzepte verfolgt.

Pre-combustion capture. Die Abtrennung des Kohlenstoffs erfolgt bei diesem Verfahren vor der Verbrennung des Energieträgers über eine Kohlevergasung oder ein Erdgasreforming und eine anschließende katalytische Kohlenstoffoxid - Konvertierung. In beiden Fällen entsteht ein Synthesegas aus Wasserstoff und CO_2, das per Absorption getrennt werden kann, um Wasserstoff als Brennstoff in einem Gasturbinen-Prozess einzusetzen und CO_2 der Speicherung zuzuleiten. In den Kraftwerksprozess integrierte Verfahren zur Vergasung von Steinkohlen zur Verwendung des entstehenden Synthesegases in einer Kombianlage befinden sich noch in der Entwicklung. Sie werden auch „Integrated Gasification Combined Cycle" (IGCC) genannt. Herausforderungen bestehen bei der Dimensionierung der Luftzerlegungsanlage und der Gaswäschekomponenten für den großtechnischen Einsatz.

Post-combustion capture. Die Abtrennung des CO_2 erfolgt bei diesem Verfahren nach der Verbrennung des Energieträgers aus dem Rauch- bzw. Abgas mit Hilfe von Absorptionsverfahren. Bei kohlenbefeuerten Kraftwerken finden ähnliche Verfahren bereits bei der Rauchgaswäsche zur Entschwefelung und Stickoxidreduktion Anwendung. Als Waschlösungen zur CO_2-Ab scheidung werden derzeit Aminlösungen und Kalksubstanzen erprobt. Vorteil dieser Technologie ist die grundsätzliche Nachrüstbarkeit, sofern die erforderlichen Flächen für die zusätzlichen Anlagen verfügbar ist. Bei kohlenbefeuerten Kraftwerken setzen hohe Abscheideraten von wenigstens 88 % eine sorgfältige vorgelagerte Rauchgasreinigung voraus, da die Waschlösungen leicht durch Stickoxide degradiert werden können. Grundsätzlich ist die Behandlung des gesamten Rauchgases energetisch außerordentlich aufwendig, da die Waschlösungen unter Wärmezufuhr regeneriert und das abgetrennte CO_2 unter hohem Druck verflüssigt werden müssen. Die Entwicklung von Membranen zur Abscheidung des CO_2 aus dem Rauch- bzw. Abgas könnte dieses Verfahren vorantreiben, allerdings befinden sich diese Komponenten im Forschungsstadium.

Oxyfuel combustion. Die Abtrennung des CO_2 kann nach der Verbrennung des Energieträgers aus dem Rauch- bzw. Abgas mit einem geringen verfahrenstechnischen und energetischen Aufwand geschehen, wenn die Verbrennung des Energieträgers mit reinem Sauerstoff geschieht. Das Rauch- bzw. Abgas besteht dann fast ausschließlich aus CO_2 und Wasserdampf und die Auftrennung ist durch Kondensation möglich. Die Herausforderung dieses Verfahrens liegt in der großtechnischen Luftzerlegung, den höheren Verbrennungstemperaturen und bei gasbefeuerten Kraftwerken der

Modifizierung der Turbine an das neue Arbeitsmittel CO_2/H_20. Ähnlich wie bei der Post-combustion Abscheidung könnten Membranen zur Luftzerlegung eingesetzt werden, doch hier befinden sich die Forschungen ebenfalls noch in einem frühen Stadium.

Eine Einschätzung darüber, welches dieser drei Verfahren zur CO_2-Abscheidung für die Anwendung im Kraftwerksbereich besonders geeignet (im Sinne gewünschter Abscheideraten bei möglichst niedrigen Wirkungsgradverlusten) sein könnte, ist derzeit noch nicht möglich.

Verschiedene Studien und Untersuchungen zeigen, dass sich die Wirkungsgradeinbußen der zuvor beschriebenen Abtrennverfahren, bezogen auf den gesamten Abtrennungs- und Speicherungsprozess, im zukünftigen Verlauf ausgehend von ihrer Einführung ab etwa 2020 in einer Bandbreite von 7 bis 9 Prozentpunkten bis zum Jahr 2040 bewegen könnten (Kober, Blesl 2008).

Die spezifischen Investitionskosten für kohlenbefeuerte Kraftwerke mit CCS werden im Bereich von 1 900 bis 2 075 $€_{2007}$ je kW angenommen. Für das erdgasbefeuerte Kraftwerk mit CCS werden Investitionskosten zwischen 1 325 und 1 275 $€_{2007}$ je kW unterstellt.

Windkonverter. Die Windenergie erfährt in Deutschland seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 eine verstärkte Nutzung. So waren zum 31.12.2008 in Deutschland 20 301 Windenergieanlagen installiert mit einer Gesamtleistung von 23 903 MW. Diese erzeugten im Jahr 2008 rund 40 TWh Strom. Neben dem Zubau an installierter Leistung vollzog sich über die vergangenen 10 – 15 Jahre überdies eine Leistungssteigerung je installierter Einheit. Während bis Mitte der 90er Jahre noch Windenergieanlagen im Submegawattbereich dominierten, beherrschen seit rund einem Jahrzehnt Megawattanlagen den Markt, so dass die durchschnittliche Leistung der 2008 installierten Anlagen bei über 1 900 MW lag und die durchschnittlich installierte Leistung des Gesamtbestands an Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2008 bei knapp 1 200 kW pro Anlage.

Inzwischen knapper werdende windgünstige Standorte an Land und teilweise Probleme mit der gesellschaftlichen Akzeptanz von Windenergieanlagen in der Umgebung von Städten und Siedlungen führen seit einiger Zeit zu einer verstärkten Standortsuche auf dem Meer und zur Planung von Offshore-Windparks. Europaweit waren bis Ende 2008 rund 1 500 MW an Offshore-Leistung installiert; in Deutschland wird aktuell mit dem Windpark „alpha ventus" der erste Offshore-Windpark mit insgesamt 12 Anlagen à 5 MW installiert.

Mit dem Ausbau der Windenergienutzung einhergegangen ist eine deutliche Reduktion der spezifischen Investitionskosten inkl. Montage und Netzanschluss. Letztere sanken seit 1987 von rund 2 500 €/kW auf mittlerweile rund 1 300 €/kW, d. h., es kam mithin in etwa zu einer Halbierung der spezifischen Investitionskosten über rund zwei Jahrzehnte. Im Offshore-Bereich haben sich aktuell (2009/2010) spezifische Investitionskosten von rund 2 500 €/kW herausgebildet, bezogen auf europäische Windparks in vergleichsweise geringen Wassertiefen (rund 10 m) und in Küstennähe.

Die deutschen Offshore-Windparks sind für wesentlich größere Wassertiefen und Entfernungen geplant, so dass hierfür deutlich höhere Netzanbindungs- und Fundamentierungskosten anfallen. Auch ist mit der Wahl größerer Nabenhöhen und höherer Leistungsklassen zu rechnen. Unter Berücksichtigung dieser Mehrkosten wird für aktuelle deutsche Offshore-Projekte derzeit mit rund 3 200 €/kW bei Wassertiefen von 25 m und Entfernungen von 40 km gerechnet. Unter der Annahme, dass mit Installation der ersten Offshore-Windparks in großen Wassertiefen und hohen Entfernungen zur Küste Lerneffekte ausgeschöpft werden können, lassen sich auf Basis eines Lernkurvenansatzes die zukünftigen spezifischen Investitionskosten abschätzen. Konkret kann bis zum Jahr 2040 eine Reduktion dieser Kosten auf knapp 2 000 €/kW erwartet werden (Abbildung 3.17).

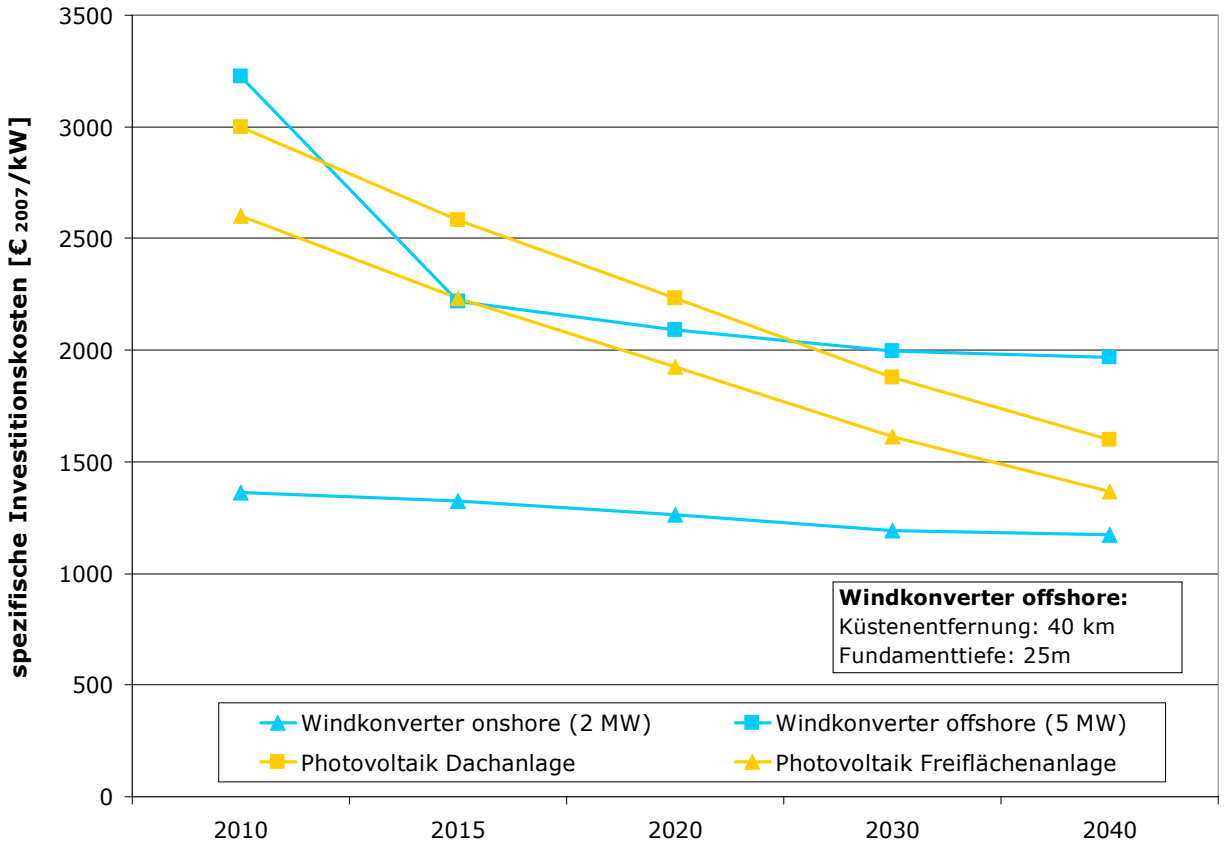


Abbildung 3.17: Entwicklung der Investitionskosten für Windenergiekonverter (WEA) und Photovoltaikanlagen (PV).

Photovoltaikanlagen. In Deutschland fallen im langjährigen Mittel jährlich zwischen 900 und 1 200 kWh solarer Strahlungsenergie auf einer horizontalen Fläche ein. Dabei beträgt die Globalstrahlung in den nördlichen Landesteilen im Durchschnitt rund 950 kWh/(m² a), in den mittleren Regionen rund 1 000 kWh/(m² a) und in den südlichen Gegenden bis zu maximal 1 150 kWh/(m² a). Photovoltaikmodule wandeln diese Strahlungsenergie direkt in elektrische Energie um, wobei der Modulwirkungsgrad vom verwendeten Halbleitertyp abhängt. Mit monokristallinen Zellen werden heute Wirkungsgrade von bis zu 18 % erreicht, während polykristalline Zellen rund 14 – 15 % erreichen und amorphe Siliziumzellen einen Wirkungsgrad von ca. 6 – 7 % aufweisen. Neben diesen Zelltypen auf

Siliziumbasis finden Dünnschichtzellen auf Basis von Cadmiumtellurid (CdTe) und Kupferindiumdeselenid (CIS) Verwendung, die Wirkungsgrade zwischen 10 und 12 % erreichen. Forschungsanstrengungen konzentrieren sich aktuell vor allem auf die Optimierung von Fertigungsverfahren, Wirkungsgradverbesserungen, Material- und Energieeinsparungen beim Herstellungsprozess sowie die Einführung neuer Zelltypen und die Weiterentwicklung der Dünnschichttechnologien (Reproduzierbarkeit der Laborprozesse auf größeren Flächen, höhere Prozessausbeuten, höhere Anlagenverfügbarkeit, Erhöhung der Abscheideraten, etc.). Insbesondere durch Skaleneffekte bei der Fertigung sind die spezifischen Investitionskosten zuletzt deutlich gesunken und liegen aktuell bei rund 2 600 – 3 000 €/kW in Abhängigkeit von der Größe der Anlage. Basierend auf einem Lernkurvenansatz und der Annahme, dass weitere Lerneffekte ausgeschöpft werden können, lassen sich die zukünftigen spezifischen Investitionskosten abschätzen. Auf diese Weise ermittelt, werden bis zum Jahr 2040 spezifische Investitionskosten zwischen rund 1 400 und 1 600 €/kW erwartet (Abbildung 3.17).

Nutzung regenerativer Energiequellen

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird im Wesentlichen durch die politischen Rahmenbedingungen der Förderung über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) bestimmt (Abschnitt 2.2). Vor dem Hintergrund der politisch angestrebten Ausbauziele und unter der Annahme, dass die Förderung über das EEG bestehen bleibt und ggf. angepasst wird, sowie unter Berücksichtigung der Entwicklung der vergangenen Jahre wird für die Energieprognose 2009 eine Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien abgeschätzt (Tabelle 3.15). Entsprechend steigt die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von 86,8 TWh im Jahr 2007 bzw. 91,9 TWh in 2008 bis 2020 auf 173,5 TWh und bis 2030 auf 238,7 TWh.

Tabelle 3.15: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in der Referenzprognose (Ra) der Energieprognose 2009 in TWh

	2000	2005	2007	2012	2020	2030
Lauf-, Speicherwasser	24,9	21,5	21,3	23,0	24,5	24,5
Windkraft	7,6	27,2	39,7	55,1	98,6	152,6
- onshore	7,6	27,2	39,7	48,8	64,7	69,6
- offshore	0,0	0,0	0,0	6,3	33,9	83,0
Biomasse	4,1	13,6	22,7	30,2	36,1	40,0
Photovoltaik	0,1	1,3	3,1	7,4	13,3	18,8
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,3	1,0	2,8
Summe	36,7	63,6	86,8	116,0	173,5	238,7

Die Stromerzeugung in Lauf- und Speicherwasserkraftwerken ist in Deutschland bereits auf einem hohen Stand ausgebaut. Durch die Modernisierung bestehender Anlagen und die (Wieder-)Inbetriebnahme von Kleinanlagen ist noch ein gewisses Ausbaupotenzial vorhanden, dessen Realisierung bis zum Jahr 2020 weitgehend umgesetzt sein wird. Entsprechend werden rund 24,5 TWh in Wasserkraftanlagen erzeugt.

Bei der Windenergie, die mit ca. 40 TWh derzeit den größten Beitrag zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland liefert, ist für die Anlagen an Land (Onshore) unterstellt, dass es zukünftig zu einem fortlaufenden Repowe-

ring kommt und dass auch weitere Standorte für die Nutzung der Windenergie erschlossen werden. Entsprechend ergibt sich ein Wachstum auf 64,7 TWh in 2020 bzw. 69,6 TWh in 2030. Hinsichtlich der Nutzung der Windenergie auf See (Offshore) sind dagegen lediglich erste Prototypanlagen in Bau, für weitere Standorte in der Nord- und Ostsee ist die Genehmigung beantragt. Für die derzeit diskutierten 25 Standorte ist unterstellt, dass sie im Zuge des Ausbaus der Offshore Windenergie bis zum Jahr 2020 mit ersten Anlagen versehen werden, so dass in 2020 dann rund 10 GW installiert sein können mit einem Stromerzeugungspotenzial von ca. 34 TWh. Der weitere Ausbau dieser Standorte wird sich bis 2030 fortsetzen, so dass bei einer installierten Kapazität von rund 25 GW ca. 83 TWh durch Wind-Offshore-Anlagen erzeugt werden.

Der dargestellte Ausbau im Offshore-Bereich stellt aus heutiger Sicht eine sehr optimistische Entwicklung dar und verlangt eine erfolgreiche Installation und Inbetriebnahme der ersten Windparks, den rechtzeitigen Ausbau der entsprechenden Stromnetze (siehe unten) und der Infrastruktur an der Küste sowie eine fortlaufende Unterstützung und Anpassung der Vergütungssätze über das EEG. Eine Anpassung der EEG-Vergütungssätze erscheint in der Zukunft unter Betrachtung der in Abbildung 3.16 dargestellten Kostenentwicklung der Stromerzeugungstechnologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen notwendig, da die EEG-Vergütungssätze in nominalen und realen Geldwerten für viele Standorte und Anlagen im Vergleich mit den Gestehungskosten zukünftig dann nicht kostendeckend sein würden. Die Fortführung der im EEG berücksichtigten Degressionssätze[20] führt für Windkraftanlagen auf dem Land, die 2015 in Betrieb gehen, zu annuitätisch gemittelten Vergütungssätzen (auf Basis der Anfangsvergütung von 86,6 €/MWh_{el}) von 57,4 €$_{2007}$/MWh_{el} in realem Geldwert während des Vergütungszeitraums von 20 Jahren. Mit den in Zukunft zu erwartenden Investitionskosten für Windkraftanlagen sind die Vergütungssätze des EEG aufgrund der deutlichen Degression nicht mehr kostendeckend. Darüber hinaus wirken sich die Degressionssätze durch den nominalen Bezug verstärkt auf den Rückgang der Vergütungssätze aus[21].

Die Stromerzeugung aus Biomasse wächst weiterhin deutlich mit einem Zuwachs von rund 75 % bis 2030 gegenüber 2007 auf insgesamt 40 TWh (einschl. der biogenen Anteile der Abfälle). Der Schwerpunkt des Zuwachses liegt bei den biogenen flüssigen Brennstoffen (+133 % ggü. 2007), gefolgt vom Biogas (+103 %) und der festen Biomasse (+94 %). Rückläufig ist dagegen der Beitrag beim Klär- und Deponiegas. Weitere 5 TWh/a stammen aus dem biogenen Anteil der Siedlungsabfälle.

Die Photovoltaik weist derzeit hohe Zuwachsraten bei der Installation neuer Anlagen auf, jedoch auf einem noch niedrigen Gesamtniveau. Der Zuwachs, der in den nächsten Jahren noch in ähnlicher Form anhalten wird, wird sich dann im Laufe der Zeit zunehmend verlangsamen. Eine stärkere Forcierung des Zubaus über eine Anpassung der Vergütungssätze des

[20] Nach dem EEG beträgt der Degressionssatz für Wind-Onshore Anlagen 1 % pro Jahr, für Wind-Offshore Anlagen 5 % pro Jahr ab 2015, für Solar-Dachanlagen 8 bis 10 % pro Jahr und für Solar-Freiflächenanlagen 9 bis 10 % pro Jahr.

[21] In anderen Ländern, z. B. Frankreich, erfolgt die Vergütung für regenerative Energien inflationsbereinigt.

EEG wird hier nicht unterstellt, da bei einer installierten Gesamtkapazität von über 20 GW in 2030 und einer Stromerzeugung aus Photovoltaik von rund 19 TWh dann auch die derzeit noch reichlicher vorhandenen Potenziale auf Freiflächen zunehmend knapper werden, so dass der weitere Zubau auf Dachflächen begrenzt bleibt.

Bei der Geothermie wurden mit dem EEG 2009 die Vergütungssätze nochmals deutlich angehoben und die Errichtung von Geothermieanlagen zur Stromerzeugung wird ab 2008 auch durch das Marktanreizprogramm des Bundesumweltministeriums in Form eines Sicherungsfonds gefördert. Trotz verbesserter Förderbedingungen und grundsätzlicher Kompatibilität mit dem Energieversorgungssystem hemmen jedoch die hohen Fündigkeitsrisiken in Verbindung mit hohen Bohrkosten eine rasche Expansion. Vor diesem Hintergrund ist bei der Stromerzeugung aus Geothermie auch zukünftig eher eine nur schwach wachsende Entwicklung zu erwarten. Entsprechend steigt die Stromerzeugung aus Geothermie auf 1 TWh bis 2020 und auf 2,8 TWh bis 2030.

Ausbau des Übertragungs- und Verteilnetzes und der Kuppelkapazitäten

Die Integration zunehmender fluktuierender Winderzeugung in das Verbundsystem und der vermehrte grenzüberschreitende Elektrizitätshandel als Ziel der Integration der EU Strommärkte machen den Ausbau des deutschen Übertragungs- und Verteilnetzes und der Interkonnektoren zu Deutschlands Nachbarstaaten erforderlich.

Derzeit bestehen im deutschen Elektrizitätsnetz keine großräumigen, strukturellen Engpässe. Diese sind bis zum Jahr 2015 auch nicht zu erwarten, unter der Voraussetzung, dass die heute erforderlichen Trassenausbauten auch bis dahin ausgeführt werden. Hingegen kann es zu lokal begrenzten Versorgungsengpässen kommen, die aber nach dem Monitoring-Bericht der Bundesnetzagentur die Versorgungssicherheit nicht gefährden (BNetzA 2008). Für die Zeit nach 2015 herrscht erhebliche Unsicherheit über die zu erwartende Netzbelastung. Dies hängt mit den durchaus ambitionierten Ausbauplänen der Offshore-Windanlagen in der Nord- und Ostsee zusammen, deren Realisierung große Anforderungen an den Netzausbau stellen wird (Jansen et al. 2005). Bislang sind von den ursprünglich vor einigen Jahren geplanten Netzausbau-Projekten zur Erschließung der Küstenbereiche der Nord- bzw. Ostsee nur ein kleiner Teil tatsächlich beantragt und dann auch genehmigt worden. Laut Angaben der Bundesnetzagentur planen die Übertragungsnetzbetreiber für den Zeitraum 2009 bis 2017 mit 5,4 Mrd. Euro Netzinvestitionen. Diese werden über die Netzentgelte als Teil des Endkundenpreises an die Verbraucher überwälzt werden.

Die fortschreitende Binnenmarktintegration wird in der Energieprognose 2009 in erster Linie durch den projektierten Ausbau der Kuppelstellen auf der Basis der Studien der UCTE berücksichtigt (Tabelle 3.16). Doch auch dieser Netzausbau an den Knoten zu benachbarten Übertragungsnetzen zwischen europäischen Regelblöcken und Ländern ist mit Unsicherheiten verbunden. Insbesondere ist zu erwarten, dass bis 2030 weitere Ausbauprojekte hinzukommen werden.

Tabelle 3.16: Geplanter Ausbau der Kuppelstellen in der EU bis 2020 in MW (UCTE 2009)[22]

Von Nach	UKTSOA	NORDEL	BALTSO	NWB	NEB	SWB	CSB	CEB	IPS/UPS	TEIAS	NA
UKTSOA		0		5 350							
NORDEL	0		0	2 400	200						
BALTSO		0			1 500						
NWB	5 350	2 000			5 700	2 900	3 190				
NEB		600	0	13 100			1 000	1 000	0		
SWB				4 000			0				800
CSB				7 100	2 200	0		1 640			
CEB					2 200		1 600		350	800	
IPS/UPS					1 620			480		0	
TEIAS								800	0		
NA						800					

[22] Legende: UKTSOA (Vereintes Königreich), NORDEL (Dänemark, Finnland, Island, Norwegen, Schweden), BALTSO (Estland, Lettland, Litauen), North Western Block (NWB) (Frankreich, Deutschland, Österreich, Schweiz, Niederlande, Belgien, Luxemburg), North Eastern Block (NEB)(Polen, Tschechische Republik, Ungarn, Slowakei), South Western Block (SWB) (Spanien, Portugal), Central South Block (CSB)(Italien, Kroatien, Slowenien), Central Eastern Block (CEB), (Griechenland, Bosnien, Serbien, Montenegro, Mazedonien, Bulgarien, Rumänien) IPS/UPS, TEIAS (Turkei), Nordafrika (NA).

4 Referenzprognose

Die zuvor erläuterten Entwicklungen der Rahmenbedingungen der Energie- und Klimapolitik (Abschnitt 2) sowie die hergeleiteten Abschätzungen der weiteren Entwicklung der bedarfsbestimmenden Größen (Abschnitt 3) bilden die Grundlage für die Energieprognose 2009. In Tabelle 4.1 sind wesentliche Rahmengrößen noch einmal in einer Übersicht zusammengestellt. Im Folgenden werden die daraus resultierenden Strukturen der Energienachfrage und der Energieversorgung in Deutschland für die Referenzprognose bei Kernenergieausstieg erläutert. Da die Ausgestaltung des europäischen Emissionshandelssystems es mit sich bringt, dass die Entwicklung der in den Emissionshandel integrierten deutschen Sektoren in die gesamteuropäische Entwicklung eingebettet ist, beginnen die Ausführungen mit der europäischen Ebene.

Tabelle 4.1: Entwicklung wesentlicher Rahmendaten für die Referenzprognose bei Kernenergieausstieg (Ra) der Energieprognose 2009

	Einheit	2007	2012	2020	2030
Bevölkerung	Mio.	82,3	82,0	81,4	79,7
Haushalte	Mio.	39,7	40,6	41,5	42,0
Reales Bruttoinlandsprodukt	Mrd. $€_{2000}$	2 241,7	2 253,8	2 526,3	2 784,2
Wohnfläche	Mio. m^2	3 448,2	3 573,6	3 787,5	4 014,5
Personenverkehrsleistung (ohne Luftverkehr)	Mrd. Pkm	1 047,0	1 061,4	1 078,5	1 067,9
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	568,3	615,2	737,4	879,7
Rohölpreis (OPEC-Korb)	$\$_{2007}$/bbl	69	58	71	75

4.1 Entwicklungen auf europäischer Ebene

Fortschritte bezüglich der Energieeffizienz und die Folgen der Wirtschaftskrise führen zu einem leichten Rückgang des Primärenergieverbrauchs in der EU-27 bis 2020 gegenüber 2007. In der Folge steigt der europäische Primärenergieverbrauch wieder leicht an und liegt 2030 nur geringfügig über dem Niveau von 2007. Während der Verbrauch an Kohlen im Zeitablauf sinkt, erhöht sich der Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch von 7 % (2007) auf rund 15 % (2030). Die Nettostrombereitstellung in der EU-27 erhöht sich von 3 181 TWh in 2006 auf 3 470 TWh in 2030. Neben einem schwachen Rückgang der Stromerzeugung aus Kohlen ist eine Steigerung der Strombereitstellung auf Basis von Erdgas zu beobachten. Gleichzeitig wird das Ziel, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 20 % bis 2020 auszuweiten, leicht übertroffen.

Die Vorgabe, die CO_2-Emissionen in der EU-27 in den vom Emissionshandelssystem (ETS) betroffenen Sektoren bis 2020 gegenüber 2005 um 21 % zu reduzieren, wird in der Referenzprognose erreicht. Der daraus resultierende Emissionszertifikatspreis erhöht sich bis 2015 zunächst auf 40 €$_{2007}$/t CO_2 und sinkt im Anschluss wieder bis auf 31 €$_{2007}$/t CO_2 im Jahr 2030. Ab 2030 ist allerdings mit einem deutlichen Anstieg der Zertifikatspreise zu rechnen. Im Gegensatz zum ETS-Bereich reichen auf europäischer Ebene die derzeit implementierten Maßnahmen nicht aus, das europäische Ziel einer Minderung der Emissionen um 10 % bis 2020 gegenüber 2005 für die nicht unter den Emissionshandel fallenden Bereiche zu erreichen. Insgesamt verringern sich die energiebedingten CO_2-Emissionen in der EU-27 bis 2020 um 19 % und bis 2030 um knapp 24 % gegenüber 1990.

Für die in der Referenzprognose beschriebene Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland sind auch die Einflüsse und Wechselwirkungen mit dem europäischen Energiesystem zu berücksichtigen. Dies schlägt sich zum einen im grenzüberschreitenden Austausch von Energieträgern im europäischen Binnenmarkt nieder. Ein zweiter mächtiger Integrationsaspekt betrifft die CO_2-Preise, die sich für die durch das europäische Emissionshandelssystem (ETS) erfassten Sektoren auf europäischer Ebene bilden, ihre Lenkungswirkung jedoch auch in Deutschland entfalten.

Um diese Effekte auf gesamteuropäischem Niveau erfassen und quantifizieren zu können, wurde im Rahmen der Energieprognose ein Energiesystemmodell verwendet, das neben Deutschland auch alle übrigen Länder der EU-27 abbildet. An dieser Stelle soll daher zunächst ein Überblick über die Entwicklung der Energieversorgung in der EU-27 sowie der aus dem Emissionshandel resultierenden CO_2-Preise gegeben werden.

Primärenergieverbrauch

Bei der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs auf europäischer Ebene überlagern sich unterschiedliche Effekte. Einerseits ist in den meisten Endverbrauchssektoren (ausgenommen der Bereich der privaten Haushalte) bis 2030 ein Anstieg der Energienachfrage zu beobachten. Andererseits kommt es zu deutlichen Verbesserungen im Bereich der Energieeffizienz. So kann insbesondere in der Stromerzeugung trotz steigender Stromnachfrage der benötigte Brennstoffeinsatz merklich reduziert werden. Hier spielen insbesondere Anpassungen in den neuen Mitgliedsländern der Europäischen Union eine Rolle. Zu Beginn des Betrachtungszeitraums hat zudem die derzeitige Finanz- und Wirtschaftskrise einen dämpfenden Effekt auf den Energiebedarf.

Ingesamt ergibt sich daher zunächst ein leicht sinkender Verlauf des Primärenergieverbrauchs. 2020 liegt der Primärenergieverbrauch in der EU-27 bei 74 211 PJ und somit um knapp 2 % niedriger als im Jahr 2007. Anschließend erfolgt jedoch ein erneuter schwacher Anstieg des Primärenergiebedarfs auf gesamteuropäischer Ebene, so dass er 2030 mit 76 794 PJ leicht über dem Ausgangswert von 2007 liegt.

Bezüglich der Struktur des Primärenergieverbrauchs ist ein deutlicher Rückgang des Verbrauchs an Kohlen zu beobachten, bis 2030 bei Steinkohle um circa 32 % sowie bei Braunkohle um knapp 52 %

gegenüber dem Niveau von 2007. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch sinkt dadurch in diesem Zeitraum von 18 % auf 11 %. Der Verbrauch von Mineralöl und Erdgas bleibt hingegen annähernd konstant und beläuft sich 2030 auf 28 189 PJ bzw. 18 478 PJ. Der Anteil der Kernenergie geht zwischen 2007 und 2030 leicht zurück, von 10 101 PJ auf 9 209 PJ. Gleichzeitig ergibt sich ein deutlicher Ausbau bei den erneuerbaren Energieträgern, deren Beitrag zum Primärenergieverbrauch sich von circa 7 % im Jahr 2007 auf 15 % im Jahr 2030 erhöht.

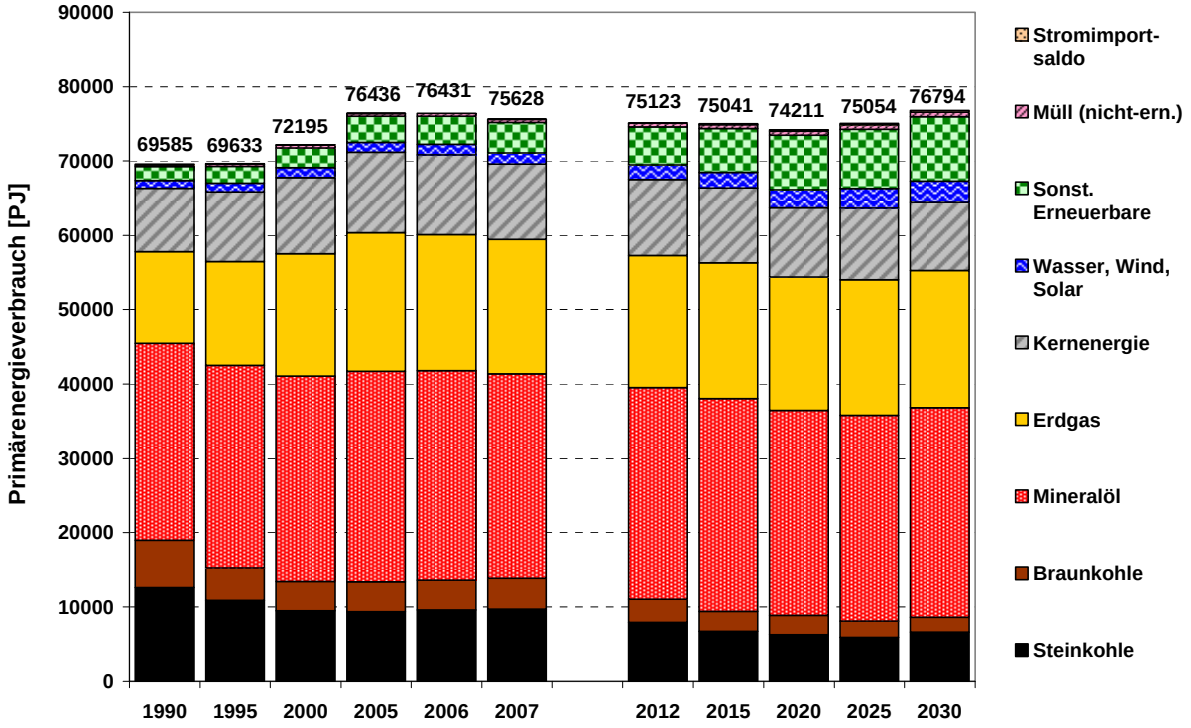


Abbildung 4.1: Primärenergieverbrauch in der EU-27 nach Energieträgern in der Referenzprognose (Ra)

Strombereitstellung

Die Nettostrombereitstellung[23] auf dem europäischen Markt (EU-27), in den der deutsche Strommarkt eingebettet ist, steigt von 3 254 TWh in 2012 auf 3 520 TWh in 2025 an und sinkt danach auf 3 470 TWh in 2030 (Abbildung 4.2). Das durchschnittliche jährliche Wachstum von 0,6 % im Zeitraum 2012 bis 2025 liegt jedoch deutlich unter der Wachstumsrate des Zeitraums 1990 bis 2006 mit 1,6 %. Der Stromimportsaldo der EU-27 nimmt aufgrund der verstärkten Nettoimporte aus Norwegen und der Schweiz von 11 TWh in 2012 auf 61 TWh in 2030 zu. Die Nettostromerzeugung auf dem Markt der EU-27 zeigt in der Referenzprognose (Ra) eine Steigerung der Erdgasstrommengen, beginnend in 2012 mit 771 TWh und einem Maximum von 1 044 TWh in 2025. Etwa die Hälfte des Erdgasstromes wird dabei in GuD-Anlagen erzeugt. Der Anteil der Kohlen an der Stromerzeugung ist leicht rückläufig und erreicht in 2030 22 % und bleibt somit ein wichtiger Bestandteil des europäischen Energiemixes. Die Kernenergie trägt mit

[23] Die Nettostrombereitstellung ist die gesamte erzeugte elektrische Arbeit, gemessen an den Ausgangsklemmen der Hauptgeneratoren abzüglich des Eigenverbrauchs der Kraftwerke und zuzüglich des Stromimportsaldos.

889 TWh in 2012 zu 28 % an der Stromerzeugung bei. Dieser Anteil reduziert sich auf 24 % in 2030. Gefördert durch unterschiedliche Instrumente kommt es europaweit zu einem Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auf 18,6 % Anteil am Bruttostromverbrauch in 2012 und 21,8 % in 2020, so dass das europäische Ziel eines Anteils von 20 % für die Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung erreicht wird. Neben der Wasserkraft, deren Ausbaupotenzial in Europa weitgehend ausgeschöpft ist, entwickelt sich Windenergie zu einem bedeutenden erneuerbaren Energieträger und trägt in 2030 mit 305 TWh zu 9 % an der Nettostromerzeugung bei. Der europäische Energieträgermix der Stromerzeugung verursacht durchschnittliche Kohlendioxid-Emissionen in Höhe von 330 kg CO_2/MWh in 2012 und 224 kg CO_2/MWh in 2030. Diese Verminderung der spezifischen Emissionen entspricht einer Reduktion der CO_2-Emissionen der Stromerzeugung um 426 Mio. t CO_2 (-40 %) für den Zeitraum 2012 bis 2030.

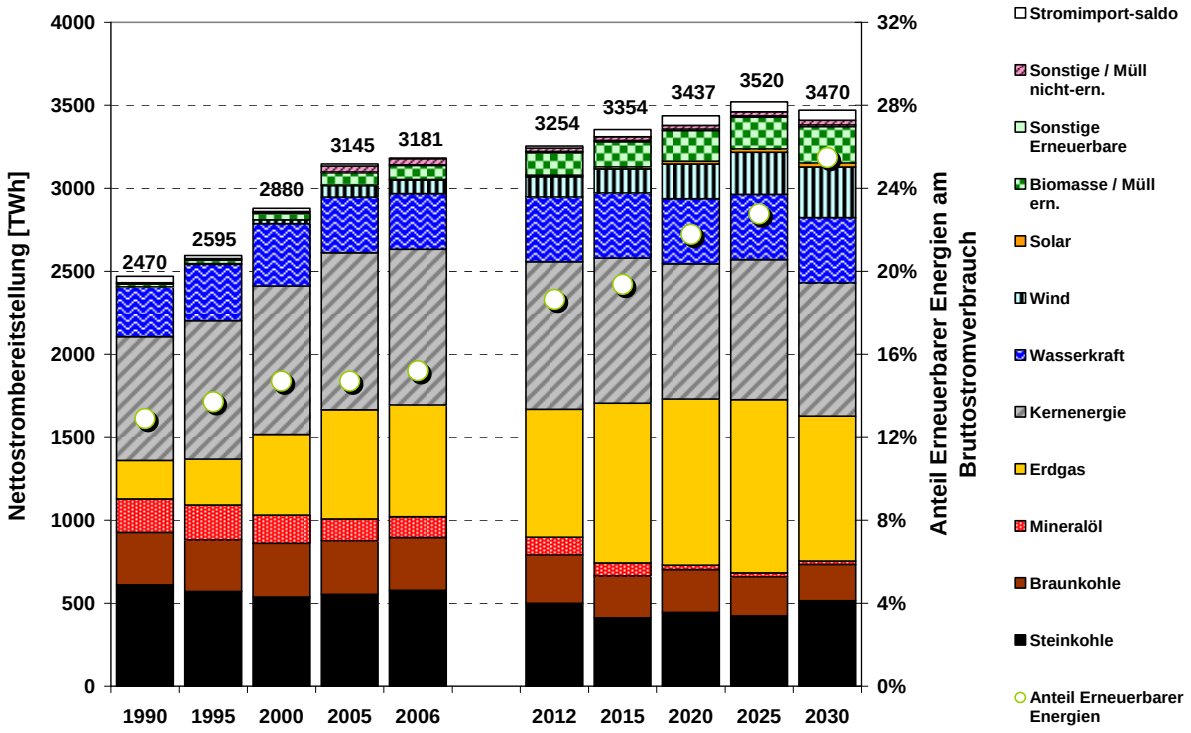


Abbildung 4.2: Nettostrombereitstellung in der EU-27 in der Referenzprognose (Ra)

CO_2-Emissionen und Zertifikatspreise

Insgesamt werden im europäischen Emissionshandelssystem für die Referenzprognose bei Kernenergieausstieg die Ziele entsprechend der Vorgaben erreicht. Das heißt, die Emissionsreduktion um 21 % in den ETS-Sektoren im Jahr 2020 gegenüber 2005 wird durch unterschiedliche nationale Beiträge der Mitgliedsländer der EU-27 erzielt (Abbildung 4.3). Die Unterschiede in den verschiedenen Ländern der Europäischen Union bezüglich des eingesetzten Brennstoffes zur Stromerzeugung bzw. in den industriellen Großfeuerungsanlagen sowie deren Baualtersstruktur bieten unterschiedliche Alternativen der Emissionsreduktion. Darüber hinaus beinhaltet der grenzüberschreitende Stromaustausch die Möglichkeit, indirekt Emissionszertifikate zu handeln.

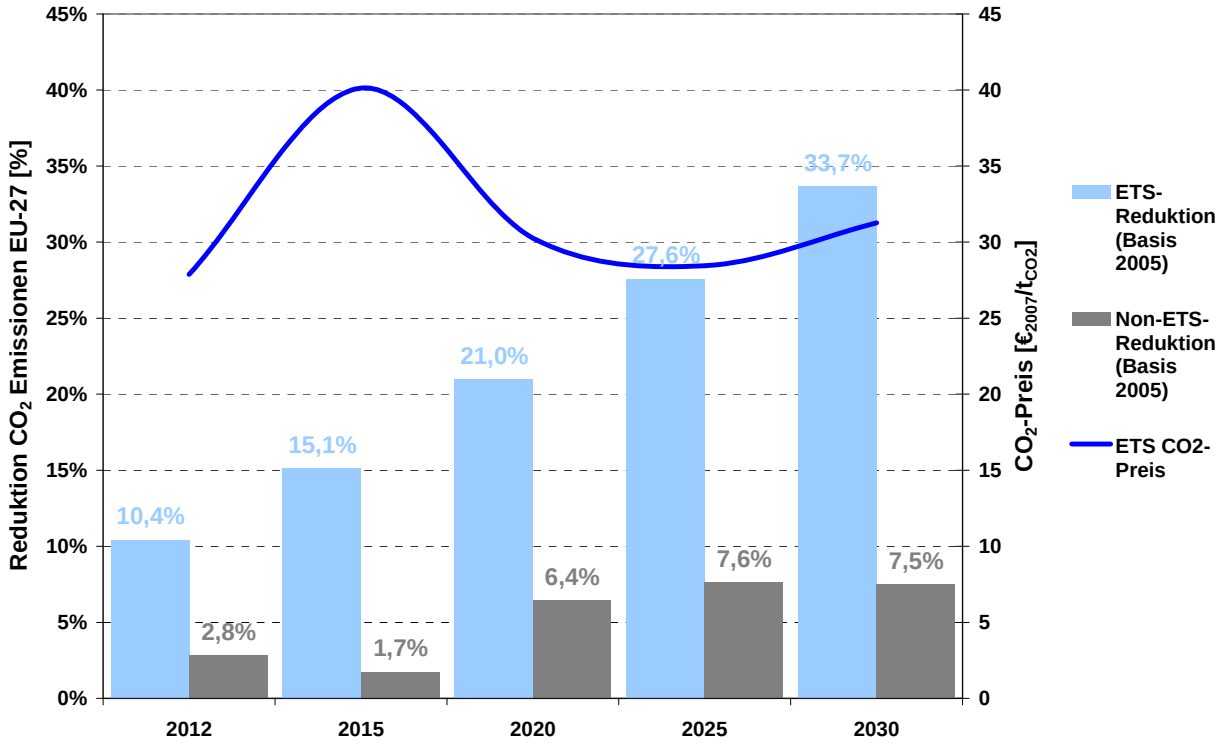


Abbildung 4.3: Reduktion der CO_2-Emissionen in der EU-27 und resultierender CO_2-Preis im ETS in der Referenzprognose (Ra)

Die kontinuierliche Reduktion der zugeteilten Emissionszertifikate um 1,74 % p.a. führt bis 2015 zunächst zu einem Anstieg des CO_2-Preises auf rund 40 €$_{2007}$/t CO_2. Die Einbeziehung des Luftverkehrs in das Emissionshandelssystem ab dem Jahr 2012 trägt zu diesem Preisanstieg bei. So ist die Menge der den Luftfahrzeugbetreibern zugeteilten Zertifikate im Jahr 2012 auf 97 % der historischen Emissionen im Mittel der Jahre 2004 bis 2006 begrenzt und mit Beginn der dritten Handelsperiode ab 2013 auf 95 %, obwohl der deutliche Anstieg der Verkehrsleistung im Luftverkehr mit einer kontinuierlichen Zunahme der CO_2-Emissionen einhergeht. Dies resultiert in eine zusätzliche Verknappung der verfügbaren Emissionszertifikate in den übrigen ETS-Sektoren. Während sich bis zum Jahr 2012 die Auswirkungen der Wirtschaftskrise noch mindernd auf den CO_2-Preis auswirken, führen im Jahr 2015 die begrenzten Zubaumöglichkeiten von Kraftwerkskapazitäten und die gleichzeitige Zunahme der Stromnachfrage in der EU-27 zu dem besagten CO_2-Preisanstieg.

Nach 2015 stehen dann weitere CO_2-Vermeidungsoptionen zur Verfügung, wie die Wirkungsgradsteigerung beim Neubau von Kraftwerken, die Wahl eines kohlenstoffärmeren bzw. -freien Brennstoffes bzw. nach 2020 auch die Nutzung der CCS-Technologie, um kostengünstiger CO_2-Emissionen zu vermeiden. Dadurch nimmt ungeachtet des Anstiegs der Energieträgerpreise und der weiteren Reduktion der zugeteilten Emissionszertifikate der CO_2-Preis zukünftig wieder ab. In 2020 und 2025 betragen die ETS–Zertifikatspreise rund 30 bzw. 28 €$_{2007}$/t CO_2, bis zum Jahr 2030 steigen sie geringfügig auf 31 €$_{2007}$/t CO_2. Der bereits integrierte verstärkte Ausbau der Erneuerbaren Energien und dessen Finanzierung über ein separates Instrument wirken sich mindernd auf die ETS-

Zertifikatspreise aus. Nach 2030 ist hingegen mit einem deutlichen Anstieg des Zertifikatspreises zu rechen. Dieser liegt 2040 auf einem Niveau von 53 €$_{2007}$/t CO_2 und 2050 bei 88 €$_{2007}$/t CO_2 (Tabelle 4.2). Die erheblichen Preissteigerungen nach 2030 bilden damit die Grundlage für den Einsatz der CCS-Technologie: Im Modell werden die hohen CO_2-Preise nach 2030 antizipiert, so dass bereits ab 2020 CCS-Kraftwerke zugebaut werden, obwohl zu diesem Zeitpunkt die Höhe der Zertifikatspreise einen Einsatz der CCS-Technologie noch nicht rentabel erscheinen lässt.

Tabelle 4.2: Entwicklung der ETS-Zertifikatspreise in der Referenzprognose (Ra)

		2012	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Zertifikatspreis	€$_{2007}$/tCO_2	27,9	40,1	30,3	28,5	31,3	53,4	88,1

Im Gegensatz zum ETS-Bereich reichen auf europäischer Ebene die derzeit implementierten Maßnahmen nicht aus, das europäische Nicht-ETS-Ziel einer Minderung der Emissionen um 10 % bis 2020 gegenüber 2005 zu erreichen. Hierfür hauptsächlich mitverantwortlich ist die trotz der derzeitigen Wirtschaftskrise bis zum Jahr 2020 höhere Nachfrage nach Güterverkehrsleistung. In Bezug auf den Energieverbrauch und die Emissionen kann sie bis dahin auch nicht durch Effizienzsteigerung, alternative Antriebssysteme und Erhöhung des Beladungsgrades bzw. die weitere Reduktion von Leerfahrten kompensiert werden. Ohne weitere nationale Maßnahmen, d. h. alleine durch den technologischen Fortschritt in der Energieumwandlung bzw. bei der –nachfrage, sind in den Nicht-ETS-Sektoren in der EU-27 zukünftig nur relativ niedrige Emissionsminderungen zu erwarten. Insgesamt reduzieren damit die bisher eingeleiteten Maßnahmen die CO_2-Emissionen in der EU-27 bis 2020 um 19 %, bis 2030 um 25 % gegenüber 1990.

4.2 Endenergieverbrauch in Deutschland

Bezüglich des Endenergieverbrauchs in Deutschland werden im Folgenden zunächst die Entwicklungen bei den einzelnen Endverbrauchssektoren charakterisiert, beginnend mit dem Sektor Industrie (Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe), über den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und den Haushaltssektor bis hin zum Verkehrsbereich. Die entsprechenden Angaben zu den Entwicklungen der bedarfsbestimmenden Größen und des Energiedienstleistungsbedarfs finden sich in Abschnitt 3.1 bis 3.6.

Industrie

Der Endenergieverbrauch der Industrie reduziert sich gegenüber dem durchschnittlichen Verbrauch von 2001-2005 (2 412 PJ) um 109 PJ (2015) bzw. 196 PJ (2020). Damit werden die Zielvorgaben hinsichtlich der absoluten Reduktion des Endenergieverbrauchs aus dem Nationalen Energieeffizienz Aktionsplan für die Industrie (45-64 PJ in 2016 bezogen auf den Durchschnitt der Jahre 2001 bis 2005) klar erreicht. Hauptreiber dieser Entwicklung sind zum einen Effizienzsteigerungen und zum anderen Produktionsrückgänge in einigen Branchen, wie z. B. der Zementindustrie. Die Entwicklung der Energieträgerstruktur in der Industrie ist charakterisiert durch eine Zunahme von Strom und Erneuerbaren Energien bei einer Abnahme von Öl und Gas sowie einem leichten Rückgang von Kohlen.

Beim Endenergieverbrauch in der Industrie stehen neben der Bereitstellung von Wärme und Dampf vor allem die Produktionsprozesse in den einzelnen Branchen im Vordergrund. Die verwendeten Verfahren benötigen Energie für chemische bzw. physikalische Umwandlungsprozesse. Der gesamte Endenergieverbrauch der Industrie wird ermittelt, indem die Entwicklung in einzelnen Branchen separat analysiert wird. Hier werden die energieintensiven Branchen Eisen/Stahl, Aluminium, Kupfer, Chlor, Ammoniak, Zement, Kalk, Behälterglas, Flachglas und Papier sowie die nicht-energieintensiven Branchen sonst. NE-Metalle, sonst. Chemie, sonst. nichtmetallische mineralische Stoffe (NM-Mineralien) und andere Industrien (z. B. Ernährung und Tabak, Gummi- und Kunststoffwaren) unterschieden. Zu berücksichtigen ist, dass die in der Statistik aggregiert dargestellten Branchen NE-Metalle, Chemie sowie NM-Mineralien in den Analysen detaillierter dargestellt werden.[24] Treibende Größen für die Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie sind die Veränderungen in den Produktionsmengen, bezogen auf die jeweiligen Maßeinheiten (z. B. Entwicklung der produzierten Tonnen Stahl, ausgehend von 2004). Abbildung 4.4 zeigt die Annahmen bezüglich der Entwicklung der industriellen Produktionsmengen für die im Energiesystemmodell TIMES PanEU prozessorientiert abgebildeten, energieintensiven Industriebranchen, basierend auf der Wirtschaftsentwicklung aus Abschnitt 3.3.[25]

Ein kontinuierlicher Rückgang ist für die Zementproduktion in Deutschland zu erwarten. Während in 2005 hier noch 32 Mio. t produziert wurden, sinkt dieser Wert bis 2030 auf 30 Mio. t. Auch die Kalkproduktion verringert sich von 6,6 Mio. t in 2005 auf 5,9 Mio. t in 2020 bzw. 5,7 Mio. t in 2030. Anders als der recht stetig verlaufende Produktionsrückgang bei diesen nichtmetallischen mineralischen Stoffen wird für metallische Erzeugnisse eine nach 2010, wenn auch teilweise nur leichte, wieder aufholende Entwicklung zugrunde gelegt. Die produzierte Menge an Eisen und Stahl liegt nach einem Rückgang in 2010 langfristig bei über 45 Mio. t und damit über den 44,4 Mio. t des Jahres 2005. Die Herstellung von Aluminium in Deutschland verringert sich von 1,3 Mio. t in 2005 auf 1,23 Mio. t in 2010 und liegt in 2020 wieder bei 1,31 Mio. t bzw. in 2030 bei 1,27 Mio. t. Bei der deutschen Kupferproduktion ist eine relativ konstante Produktionsmenge ein charakteristisches Merkmal der Entwicklung.

Für den energieintensiven Bereich der chemischen Industrie erfolgt ein stetiger und zugleich starker Produktionsanstieg. So steigt die Herstellung von Ammoniak von 2,6 Mio. t in 2005 auf über 3,1 Mio. t in 2020 und auf über 3,2 Mio. t in 2030. Die Chlorproduktion nimmt ebenfalls zu, von 4,4 Mio. t in 2005 auf 5,3 Mio. t in 2020 bzw. 5,6 Mio. t in 2030.

Die ebenfalls energieintensive Papierindustrie kann ihre Produktion in Deutschland deutlich steigern, von 21,6 Mio. t in 2005 auf 29,5 Mio. t in 2020 und 33 Mio. t in 2030. Hierfür spricht der in der Vergangenheit zu beobachtende enge Zusam-

[24] NE-Metalle enthält Aluminium, Kupfer und sonst. NE-Metalle; Chemie enthält Ammoniak, Chlor und sonst. Chemie; NM-Mineralien enthält Zement, Kalk, Flachglas, Behälterglas und sonst. NM-Mineralien.

[25] Der Berechnung des Endenergieverbrauchs in den jeweiligen Branchen des Industriesektors liegen für die energieintensiven Industrien physische Mengen (in Mio. t.) zugrunde. Basis der Berechnungen für die nicht-energieintensiven Industrien ist die Nachfrage nach Energiedienstleistungen.

menhang dieser Größe mit der Entwicklung des BIP, der auch für die Zukunft weiter so angesetzt wird, jedoch mit einer mit dem zeitlichen Verlauf leicht zunehmenden Entkopplung.

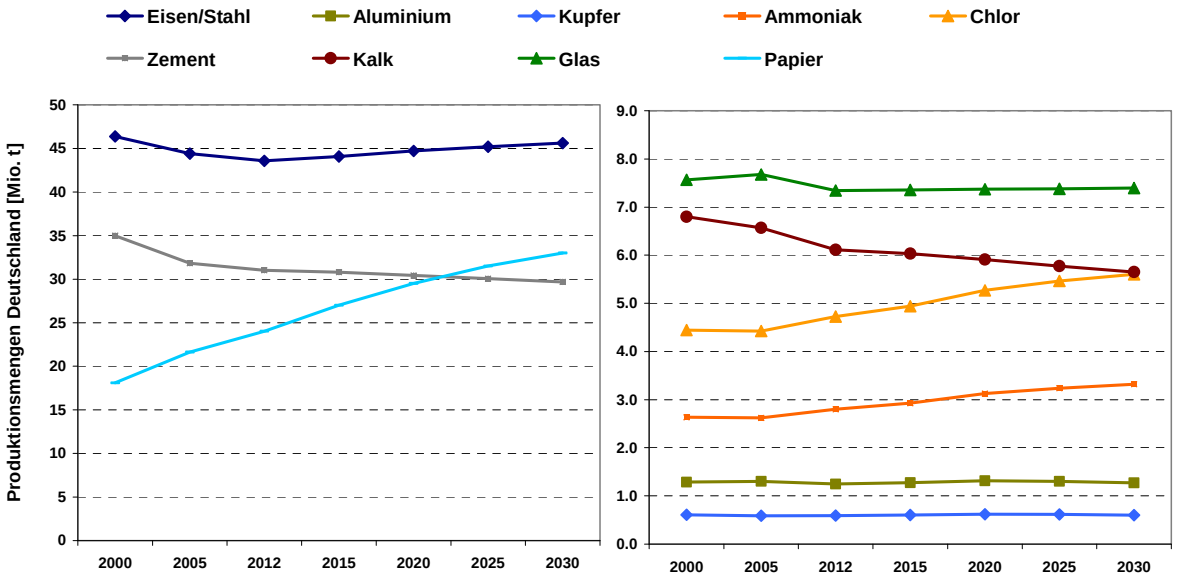


Abbildung 4.4: Entwicklung der Produktionsmengen in Deutschland für ausgewählte Sektoren in der Referenzprognose (Ra)

Die zukünftige Entwicklung des sich hieraus ergebenden Endenergieverbrauchs der Industrie in Deutschland zeigt zunächst einen Rückgang zwischen dem letzten Statistikjahr 2007 und dem ersten Analysejahr 2012 (Abbildung 4.5 bzw. Abbildung 4.6)[26]. Begründet ist diese Abnahme vor allem durch einen Rückgang der industriellen Produktionsmengen aufgrund der Wirtschaftskrise. Nach dem folgenden Anstieg und der Erreichung des Höchstwerts innerhalb des Betrachtungszeitraums im Jahr 2015, sinkt der Endenergieverbrauch kontinuierlich bis zum Jahr 2030. Haupttreiber sind dabei Energieeffizienzsteigerungen (gemessen in einer Reduktion der Energieintensität: 2007-2030 -1,52 %/a $EEV_{Industrie}$/BIP) sowie in einigen Branchen zusätzliche, produktionsmengenbedingte Rückgänge, wie etwa in der Zementindustrie (Reduktion der Produktionsmengen um 5,6 Mio. t zwischen 2000 und 2030). Insgesamt reduziert sich der Endenergieverbrauch der Industrie gegenüber dem durchschnittlichen Verbrauch von 2001-2005 (2 412 PJ) um 109 PJ (2015) bzw. 196 PJ (2020). Damit werden die Zielvorgaben hinsichtlich der absoluten Reduktion des Endenergieverbrauchs aus dem Nationalen Energieeffizienz Aktionsplan (EEAP) für die Industrie (45-64 PJ in 2016 bezogen auf Ø 2001/2005) klar erreicht.[27]

Zwischen den einzelnen Industriesektoren gibt es unterschiedliche Entwicklungen

[26] Da für das Jahr 2007 bislang keine detaillierte AGEB Energiebilanz vorhanden ist, die eine Aufteilung nach Industriebranchen ermöglicht, enthält Abbildung 4.5 im Gegensatz zu Abbildung 4.6 als aktuellstes Statistikjahr die Werte für 2006.

[27] Entsprechend des Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplans (EEAP) der Bundesrepublik Deutschland vom November 2007 sieht die Vorgabe eine Endenergiereduktion von 833 PJ (9 % des durchschnittlichen Endenergieverbrauchs 2001-2005) für alle Verbrauchssektoren bis 2016 vor. Von diesen 833 PJ entfallen 45 PJ (min.) bzw. 64 PJ (max.) auf den Industriesektor (bei einem Stromfaktor von 1). Zudem werden 375 PJ als bereits durch Early Action Maßnahmen erbrachte Einsparungen mit berücksichtigt, so dass noch 458 PJ durch weitere Maßnahmen zu erbringen sind.

des Endenergieverbrauchs. Während in einigen Branchen durch das Zusammenwirken von Produktionsrückgang und Effizienzsteigerungen deutliche Reduktionen zu verzeichnen sind (z. B. Zementindustrie), gibt es getrieben durch steigende Produktionsmengen zum Teil auch steigende Endenergieverbräuche (siehe Papierindustrie). Die Effizienzsteigerungen sind vor allem durch Verfahrenswechsel bedingt, etwa in der Zementindustrie auf der Prozessstufe der Zementmahlung durch Verfahren mit verbessertem Klinker-Zement-Verhältnis (Prozesse mit Einsatz von Zumahlstoffen zur Klinkersubstitution) oder auf der Stufe der Klinkerherstellung durch verfahrenstechnisch verbesserte Brennprozesse (Drehrohröfen mit mehrstufigen Vorwärmern und Vorcalcinieranlagen).

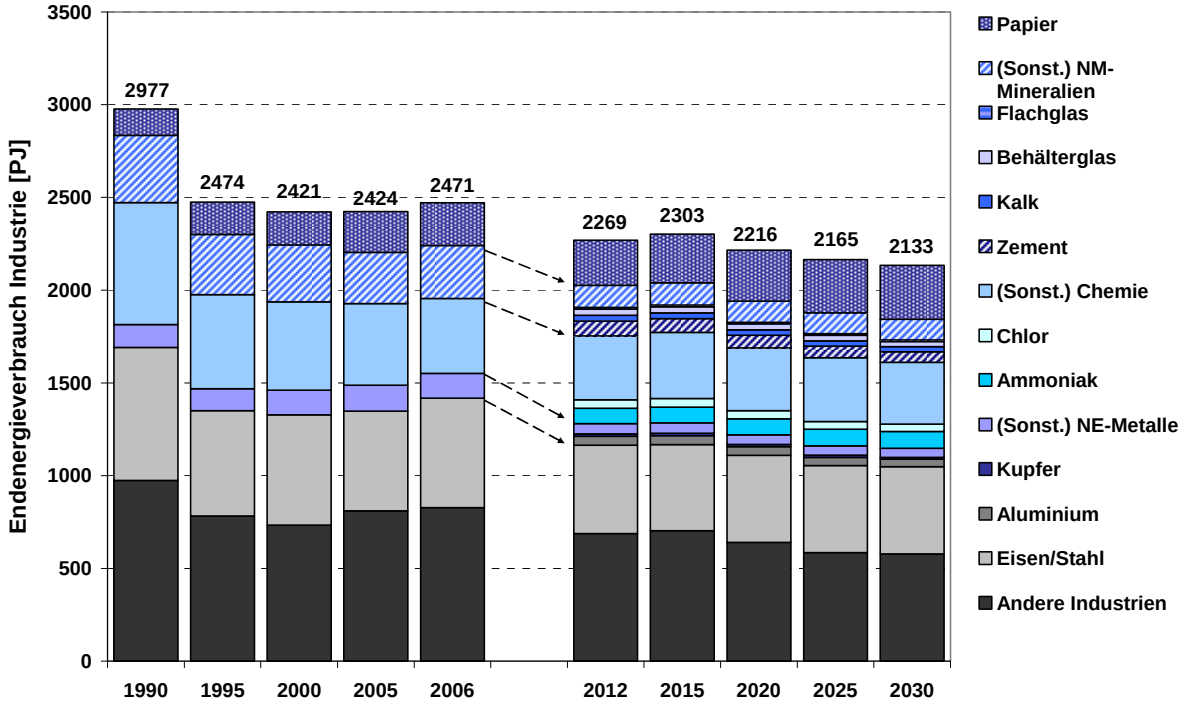


Abbildung 4.5: Endenergieverbrauch der Industrie nach Branchen in der Referenzprognose (Ra)

Bezogen auf die Anteile der einzelnen Energieträger zeigt sich eine Zunahme von Strom und Erneuerbaren Energien bei einer Abnahme von Öl und Gas sowie einem leichten Rückgang von Kohle (Abbildung 4.6). Der Stromverbrauch der Industrie setzt sich im Wesentlichen zusammen aus dem Einsatz in Prozesstechnologien (beispielsweise elektrochemische Spaltung in der Chlorindustrie mittels Chlor-Alkali-Elektrolyse im Amalgam-, Diaphragma- oder Membranverfahren) sowie aus dem Einsatz in Querschnittstechnologien (z. B. Pumpen, Ventilatoren oder Beleuchtung). Der Anstieg des Anteils von Strom (von 34,0 % in 2005 auf 40,5 % in 2030) am Endenergieverbrauch resultiert zum einen aus Verfahrenswechseln (z. B. Zunahme des Elektrolichtbogenverfahrens in der Eisen-/Stahlindustrie an Stelle der herkömmlichen Hochofen-Oxystahl-Route) und zum anderen aus der relativen Zunahme der Anwendung von stromgetriebenen Querschnittstechnologien (Kraftanwendungen). Der Anstieg des Endenergieverbrauchs der Erneuerbaren Energien resultiert vor allem aus dem zunehmenden Einsatz von Biomasse in der Bereitstellung von Wärme und Dampf. Der Verbrauch von Kohlen reduziert sich in-

nerhalb des Modellzeitraums (bezogen auf die aktuellsten statistischen Werte aus dem Jahr 2007) um 149 PJ (2007 bis 2030). Haupteinsatzbereiche sind vor allem die Eisen- und Stahlindustrie, die Zementindustrie und der Einsatz in industriellen KWK-Anlagen zur Bereitstellung von Strom und Wärme. Ebenfalls deutlich reduziert sich der Gasverbrauch (2007 bis 2030 um 170 PJ). Seine hauptsächliche Verwendung erfährt der Energieträger Gas beim Einsatz in industriellen KWK-Anlagen, aber auch in der Chemieindustrie, etwa bei der Ammoniaksynthese.

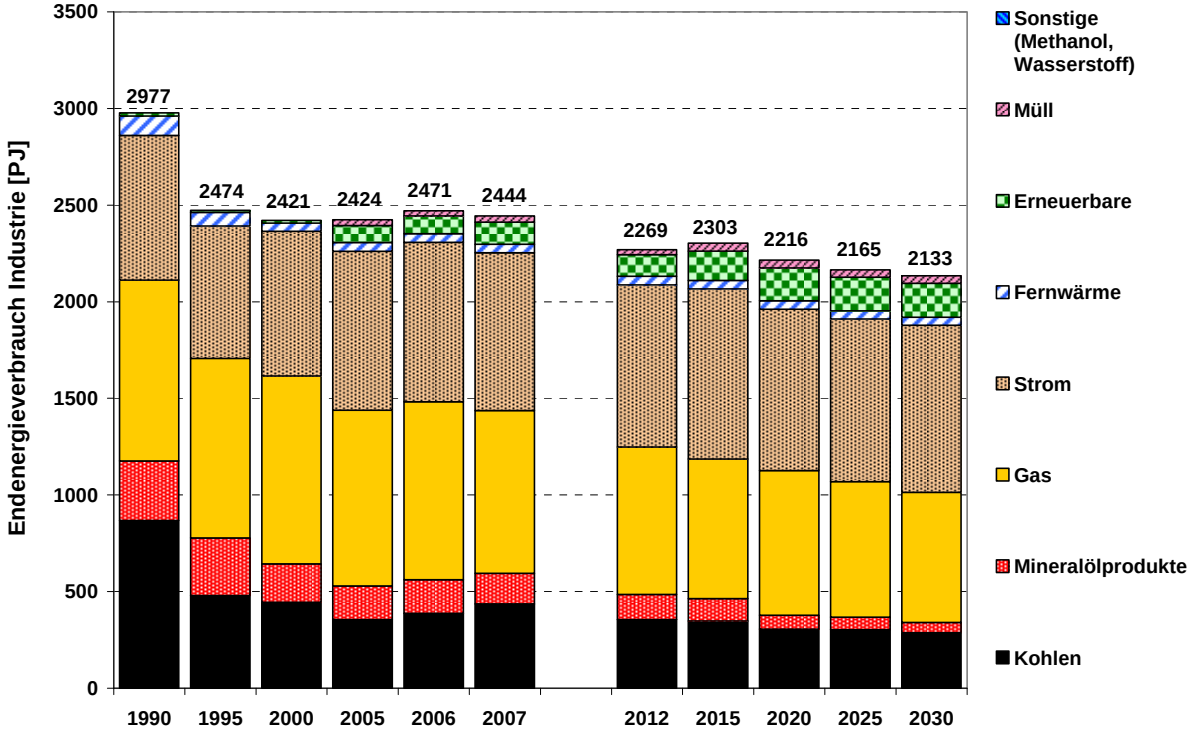


Abbildung 4.6: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern in der Referenzprognose (Ra)

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

Die Entwicklung des Sektors GHD ist in der Referenzprognose durch einen Rückgang der Beschäftigtenzahl zwischen 2005 und 2030 gekennzeichnet, was von einem Rückgang des Energiebedarfs begleitet wird. Hierdurch ergibt sich, ausgehend von einem Endenergieverbrauch von 1 461 PJ in 2006 ein Rückgang um 11 % auf 1 303 PJ in 2020 und um 15 % auf 1 238 PJ in 2030. Im Energieträgereinsatz ist eine Verschiebung zu Erneuerbaren Energien (von einem Anteil von 1 % in 2005 auf 5 % in 2020) und Strom (von 35 % in 2005 auf 43 % in 2020 und 45 % in 2030) auf Kosten des direkten Einsatzes der fossilen Energieträger Kohle, Mineralöl und Gas zu beobachten.

Für die zeitliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sind mehrere Faktoren von Bedeutung. Neben den bedarfsbestimmenden Faktoren, wie der Beschäftigtenzahl, der Anzahl der Schüler oder der Krankenhausbetten sowie der Anzahl der Nicht-Wohngebäude, sind hier auch Veränderungen in der Zusammensetzung des Energiebedarfs nach Verwendungszwecken (bspw. Raumwärme, Pro-

zesswärme, Beleuchtung, mechanische Arbeit oder Klimatisierung), von Bedeutung. Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs wird zudem noch von der Veränderung der Nutzungsgrade der jeweils eingesetzten Energieanwendungstechniken sowie von der Struktur der eingesetzten Energieträger mitbestimmt.

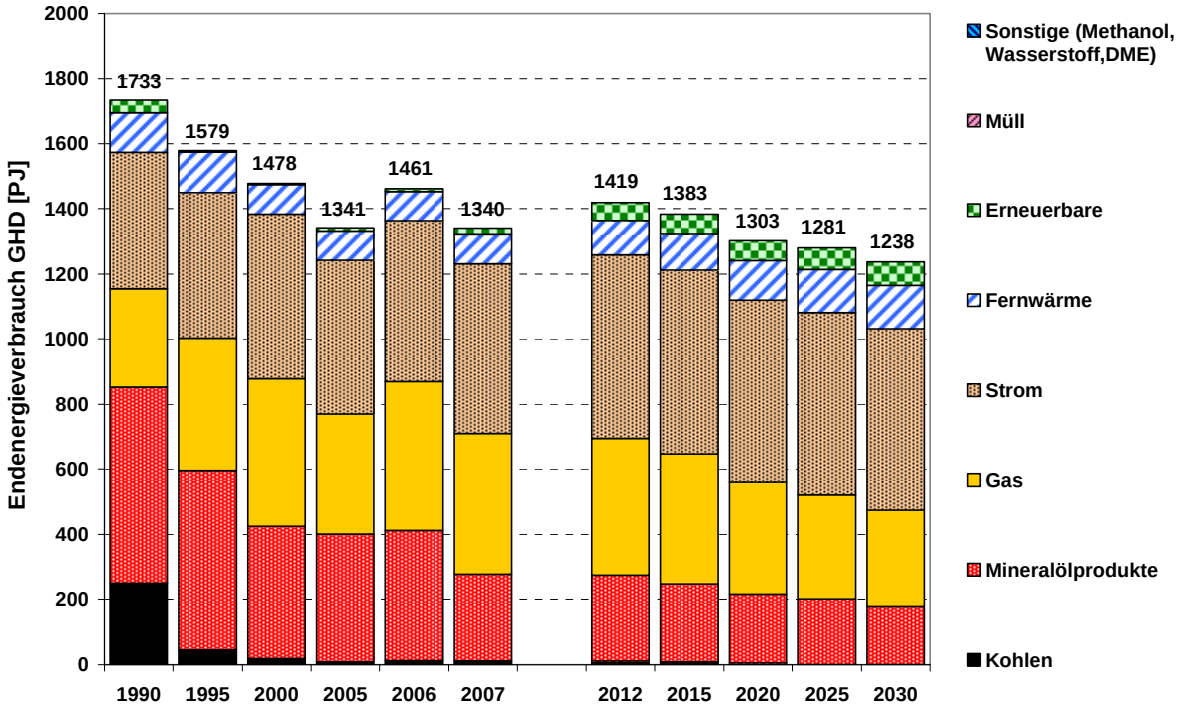


Abbildung 4.7: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in der Referenzprognose (Ra)

Auf dieser Grundlage sinkt in der Referenzprognose der Endenergieverbrauch des GHD-Sektors im Zeitablauf (Abbildung 4.7). Dabei ergibt sich, ausgehend von einem statistischen Wert von 1 461 PJ für 2006[28], eine Reduktion von 11 % auf 1 303 PJ in 2020 und von 15 % auf 1 238 PJ in 2030. Neben der Verringerung der Beschäftigtenzahl trägt auch die, allerdings in geringerem Umfang, steigende technische Effizienz der Wandlungstechniken der Wärmeerzeugung zum Rückgang des Endenergiebedarfs bei.

Zudem kommt es bei der Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors zu deutlichen Strukturveränderungen. Der ohnehin geringe Anteil der Kohlen verschwindet bis 2030 nahezu vollständig, wohingegen der Anteil der Erneuerbaren Energien (im GHD-Bereich insbesondere Solarthermie und Biomasse) von 0,5 % in 2006 auf 4,7 % in 2020 und weiter bis auf 5,9 % in 2030 steigt.

Der Anteil des Strombedarfs am Endenergieverbrauch des GHD nimmt von 34 % im Jahr 2006 auf 43 % in 2020 und 45 % in 2030 zu. Der starke Zuwachs geht v. a. auf den steigenden Anteil des Stroms an der Wärmebereitstellung zurück. Hier sind insbesondere der verstärkte Einsatz von Kompressionswärmepumpen und Warmwasserboilern relevan-

[28] Die statistischen Angaben für das Jahr 2007 können aufgrund der milden Witterungsverhältnisse und des geringen Heizölabsatzes des Jahres nur bedingt als repräsentatives Jahr angesehen werden, weshalb das Jahr 2006 als Bezugsjahr verwendet wird.

te Einflussfaktoren. Zusätzlich bestehen auch die Trends zur elektrischen Prozesswärmebereitstellung (bspw. im Handwerk oder bei Autoklavierungsanlagen) weiter fort. Durch diese Faktoren werden die infolge des Verbots von Nachtspeicheröfen nach 2019 wegfallenden Strombedarfsmengen überkompensiert. Auch die wachsenden Aufwendungen für die Klimatisierung von Gebäuden und die Kältebereitstellung (insbesondere in den Anwendungsfeldern Lebensmittelhandel, Nahrungsmittelgewerbe und Medizin) führen zu einem Zuwachs beim Strombedarf. Der daraus resultierende Anstieg des Stromverbrauchs wird allerdings vermindert durch gleichzeitige Rückgänge beim Strombedarf für Beleuchtung, Bürogeräte und mechanische Arbeit (Kraft).

Die Fernwärme, 2006 noch zu 6,1 % am Endenergieverbrauch beteiligt, kann Ihren Anteil, u. a. auch durch den Einfluss des EEWärmeG, auf 9,4 % bis 2020 und weiter bis auf 10,9 % in 2030 ausbauen.

Der anteilsmäßige Zuwachs bei Strom, Erneuerbaren Energien und Fernwärme geht zu Lasten des direkten Einsatzes der fossilen Energieträger Erdgas, Kohle und Mineralöl. Der Gaseinsatz sinkt sowohl absolut als auch anteilsmäßig am sektoralen Endenergieverbrauch – von einem Anteil von 31,3 % (458 PJ) in 2006 auf 26,5% (345 PJ) in 2020 bzw. 23,8 % (295 PJ) in 2030. Die Mineralölprodukte, deren hauptsächliche Einsatzgebiete im GHD-Bereich die Treibstoffversorgung und die Ölheizungen sind, fallen von einem Anteil von 27,4 % (400 PJ) in 2006 auf 16,1 % in 2020 und 14,4 % in 2030. Die sonstigen Energieträger incl. Müll spielen für den GHD-Sektor im Betrachtungszeitraum keine nennenswerte Rolle.

Haushalte

Der Endenergieverbrauch des Haushaltssektors nimmt zwischen 2006 und 2030, trotz einer unterstellten Zunahme der Wohnfläche um 17 % im selben Zeitraum, in der Referenzprognose von 2 601 PJ um 23,7 % auf etwa 1 985 PJ ab. Getrieben wird diese Entwicklung hauptsächlich durch die Bestimmungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) für Neu- und Altbauten für verstärkten Wärmeschutz. Im Energieträgermix des Haushaltssektors bleibt der Gasanteil mit 37 % in 2030 in der Referenzprognose nahezu stabil, während der Mineralölverbrauch zurückgeht (von 29 % in 2006 bzw. 20 % in 2007 auf ca. 12,9 % in 2030) Insbesondere aufgrund der Bestimmungen des Erneuerbare Energien Wärmegesetzes erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energieträger, vor allem Biomasse, Geothermie und Umweltwärme, von 7,9 % in 2006 auf 14,8 % in 2030. Der Beitrag von Strom zur Deckung des Endenergiebedarfs der Haushalte steigt von 19,6 % im Jahr 2006 auf 27,8 % im Jahr 2030. Ursachen für das Wachstum sind dabei die wachsende Zahl der Haushalte sowie die weiter steigende Ausstattung mit elektrischen Haushaltsgeräten. Zudem nimmt der Stromeinsatz durch die zunehmende Verbreitung von elektrischen Wärmepumpen zu. Die Verringerung der spezifischen Verbräuche der Haushaltsgeräte sowie die Außerbetriebnahme von Nachtspeicherheizungen entsprechend den Bestimmungen der EnEV bis 2020 wirken sich hingegen dämpfend auf dem Stromverbrauch der Haushalte aus.

Bis 2030 ist in der Referenzprognose mit einem Bevölkerungsrückgang von circa 2,5 Mio. Personen bezogen auf die 82,2 Mio. Bewohnern aus dem Jahr 2007 zu rechnen (Abschnitt 3.1). Dadurch verringert sich zwar einerseits die Nachfrage nach Wohnflächen, andererseits wird dieser Effekt jedoch durch den Trend zu größeren Wohnflächen pro Kopf überkompensiert. Die Wohnfläche in Höhe von 3 448 Mio. m² aus dem Jahr 2007 wird sich bis zum Jahr 2030 um 16 % auf etwa 4 014 Mio. m² erhöhen (Abschnitt 3.2).

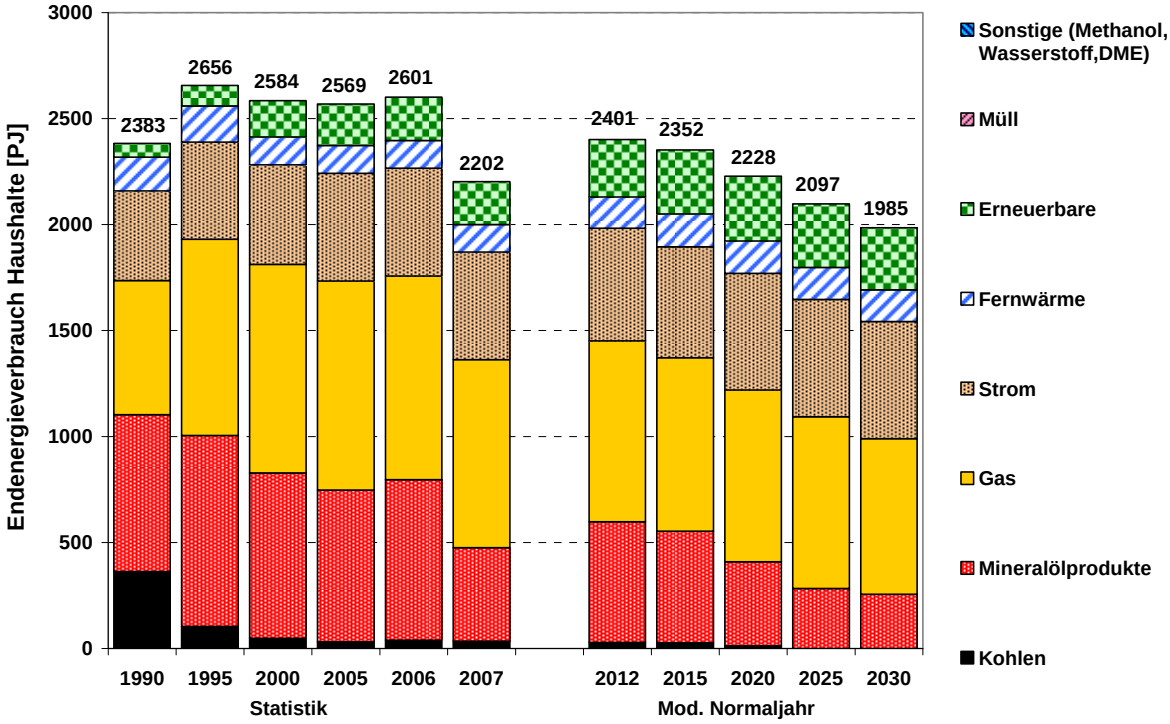


Abbildung 4.8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Haushalte in der Referenzprognose (Ra)

Im gleichen Zeitraum wird sich der Endenergiebedarf der Haushalte weiter reduzieren: Galt es im Jahr 2006 noch, einen Endenergiebedarf in Höhe von 2 601 PJ zu decken, wird sich in der Referenzprognose bei Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2020 eine Abnahme auf 2 228 PJ bzw. um 14 % sowie auf 1 985 PJ bzw. um 24 % bis zum Jahr 2030 gegenüber 2006 (Abbildung 4.8) einstellen[29]. Dieser Rückgang resultiert im Wesentlichen aus den energietechnischen Verbesserungen, die gemäß den Anforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) umgesetzt werden. So sind sowohl für Neubauten als auch bei Sanierungsmaßnahmen in Altbauten bauliche Maßnahmen so durchzuführen, dass die in der EnEV vorgeschriebenen Höchstwerte der Wärmedurchgangskoeffizienten für wärmeübertragende Umfassungsflächen eingehalten werden. Zudem wird davon ausgegangen, dass sich auch die Einführung des Energieausweises bei Wohngebäuden positiv auf die Reduzierung des Energiebedarfs von Wohngebäuden auswirkt.

[29] Der Einfluss der durch den Klimawandel veränderten Witterungsverhältnisse auf den Endenergieverbrauch wird in der Energieprognose durch eine Anpassung der Gradtage für das Normaljahr berücksichtigt. Den Berechnungen wurde der Durchschnitt der Gradtagszahlen aus den Jahren 1990 bis 2008 zugrunde gelegt (3519 Gradtage), anstelle des Durchschnitts der Gradtagszahlen der letzten 50 Jahre (3705 Gradtage).

Bezüglich der Anlagentechnik wird von Seiten der EnEV die heutige Standardausrüstung vorgeschrieben: Heizungssysteme sind mit verschiedenen Steuerungs- und Regelungsmechanismen zu versehen, wie z. B. der Vorlauftemperaturregelung und der automatischen Abschalt- oder Absenkungssteuerung bei Zentralanlagen, der automatischen, raumweisen Regelung für Heizungsanlagen und der Regelung für Umwälzpumpen. Darüber hinaus ist für neue Gas- oder Öl-Heizkessel eine CE-Kennzeichnungspflicht vorgeschrieben, so dass im Gesamten effizientere Heizkessel bevorzugt Anwendung finden, welche die eingesetzten Energieträger besser verwerten.

Der Energieverbrauch für die Warmwassererzeugung reduziert sich von 268 PJ im Jahr 2006 auf 244 PJ im Jahr 2030, was einem Rückgang um circa 9 % entspricht. Dabei erhöht sich der Anteil der dezentralen Erzeugung an der gesamten Warmwasserbereitstellung von 36 % auf 40 %, Dies ist zum einen auf den steigenden Beitrag von Solarthermie zu Deckung des Warmwasserbedarfs von 5 PJ in 2006 auf 22 PJ in 2030 zurückzuführen. Zum anderen weisen dezentrale Anlagen aufgrund niedrigerer Bereitstellungsverluste eine höhere Effizienz auf.

Neben der absoluten Höhe des Endenergiebedarfs werden sich zudem die Anteile der einzelnen Energieträger, die zur Bereitstellung der Endenergie im Haushaltssektor benötigt werden, verändern. So werden sich die Anteile der Mineralölprodukte am Endenergieverbrauch in der Referenzprognose von 29,1 % aus dem Jahr 2006 und 20,0 % aus dem Jahr 2007 bis 2030 auf etwa 12,9 % reduzieren. Die Bedeutung der Kohlen zur Deckung des Raumwärmebedarfs ist auch in der Zukunft weiter rückläufig, so dass sie für die Endenergiebedarfsdeckung im Jahr 2030 keine Rolle mehr spielen werden. Der Anteil des Erdgases am Endenergieverbrauch der Haushalte bleibt mit 37 % in der Referenzprognose im zeitlichen Verlauf bis 2030 nahezu stabil, während sich der Anteil an Fernwärme zur Bedarfsdeckung von fast 6 % um eineinhalb Prozentpunkte auf 7,5 % in der Referenzprognose erhöht. Größeren Zuwachs erfahren die Anteile an Erneuerbaren Energien sowie von Strom. Der direkte Beitrag der Erneuerbaren Energien zum Endenergieverbrauch von 7,9 % aus dem Jahr 2006 steigt auf etwa 14,8 % bis zum Jahr 2030 an. Von dem Zuwachs profitieren solarthermische Anlagen sowie Anlagen die Biomasse, Geothermie und Umweltwärme zur Bedarfsdeckung verwenden. Ursache dafür sind vor allem die Vorgaben des im Jahr 2008 verabschiedeten Erneuerbare Energien Wärmegesetzes (EEWärmeG). Nach diesem sind ab 2009 Eigentümer von neu errichteten Gebäuden dazu verpflichtet, den Wärmeenergiebedarf durch die anteilige Nutzung von Erneuerbaren Energien zu decken oder alternativ Ersatzmaßnahmen zu ergreifen. Ersatzmaßnahmen sind hierbei die Deckung der Wärmeenergie durch Abwärmenutzung oder durch KWK-Anlagen zu mindestens 50 % oder die zusätzliche Senkung des Jahresenergiebedarfs um 15 % unter die Anforderungen der jeweils gültigen EnEV. Gänzlich befreit von der Regelung sind Eigentümer, die ihre Wärmeversorgung durch ein Fernwärmenetz gewährleisten.

Der Beitrag von Strom zur Deckung des Endenergiebedarfs der Haushalte erhöht sich von 19,6 % (509 PJ) im Jahr 2006 auf 24,7 % im Jahr 2020 (550 PJ) und auf 27,8 % (552 PJ) im Jahr 2030. Dies entspricht einer Verbrauchssteigerung um 8 %. Die Entwicklung des Stromverbrauchs des Haushaltssektors wird be-

stimmt durch gegenläufige verbrauchssteigernde und –mindernde Effekte. Zum einen erhöht sich die Stromnachfrage infolge der Zunahme der Anzahl der Haushalte, vor allem der einkommensstarken Single-Haushalte. Darüber hinaus kann in Zukunft weiterhin mit einer steigenden Ausstattung mit Haushaltsgeräten insbesondere im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologie (PC, Handy, DVD u. a.) gerechnet werden. Demgegenüber stehen Effizienzsteigerungen bei den elektrischen Großgeräten, bei der Beleuchtung und bei den Heizungsumwälzpumpen. Zudem sinkt der Stromeinsatz zur Deckung des Raumwärmebedarfs im zeitlichen Verlauf. Dies ist vor allem auf die Bestimmungen der EnEV 2009 zurückzuführen, elektrisch betriebene Speicherheizsysteme (Nachtspeicherheizungen) bis Ende 2019 außer Betrieb zu nehmen. Dieser Verbrauchsrückgang wird durch den steigenden Einsatz elektrischer Wärmepumpen nur teilweise kompensiert.

Verkehr

Der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors erreicht im Jahr 2015 mit 2 619 PJ einen Höchststand im Prognosezeitraum und sinkt in den folgenden Jahren kontinuierlich um insgesamt 6,6 % bis zum Jahr 2030 ab. Der traditionell hohe Marktanteil der Mineralöl basierten Kraftstoffe Diesel, Benzin und Kerosin verringert sich nur leicht und beträgt im Jahr 2030 noch 84 % des Endenergieverbrauchs (Anteil 2007: 91 %), wobei sich der Benzinabsatz, bedingt durch Effizienzsteigerungen und den zunehmenden Anteil von Diesel-Pkws, fast halbiert, während der Dieselabsatz sich auf einem vergleichsweise konstanten Niveau bewegt. Die Zunahme der Verkehrsnachfrage im Luftverkehr spiegelt sich in einem gesteigerten Kerosinverbrauch um 37 % zwischen 2007 und 2030 wider. Während der Anteil gasförmiger Kraftstoffe (Erdgas, Flüssiggas) am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors durch die Mineralölsteuerbefreiung (bis zum Jahr 2018) kontinuierlich auf einen Wert von 4,3 % in 2030 zunimmt, entwickelt sich der Biokraftstoffverbrauch durch die wegfallende Steuerbefreiung gemäß der gesetzlichen Mindestquoten, so dass in 2020 und 2030 der Biokraftstoffanteil am Otto- und Dieselkraftstoffabsatz 10,5 % beträgt. Der Endenergieverbrauch des motorisierten Individualverkehrs nimmt durch eine Effizienzsteigerung um 37 % im Pkw-Bereich bis 2030 deutlich ab. Verantwortlich hierfür sind neben Verbesserungen bei konventionellen Antrieben der zunehmende Einsatz von Hybrid-, Gas- und Elektrofahrzeugen. Der Endenergieverbrauch des Straßengüterverkehrs steigt durch niedrigere spezifische Verbräuche und steigende Beladungsgrade lediglich um 18 % zwischen 2007 und 2030, trotz einer Zunahme der Güterverkehrsleistung um 63 % im selben Zeitraum.

In der Referenzprognose erreicht der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors im Jahr 2015 mit 2 619 PJ ein Maximum im Betrachtungszeitraum. In den Folgejahren sinkt er kontinuierlich um insgesamt 6,6 % bis zum Jahr 2030 (Abbildung 4.9). Der traditionell hohe Anteil der mineralölbasierten Kraftstoffe Diesel, Benzin und Kerosin am Endenergieverbrauch des Verkehrs verringert sich bis zum Jahr 2030 nur leicht auf dann 84 % gegenüber 91 % im Jahr 2007. Auffällig ist der kontinuierliche Rückgang des Benzinabsatzes von 894 PJ im Jahr 2007 auf 483 PJ in

2030 als Folge von Effizienzsteigerungen im Pkw-Bereich und aufgrund des zunehmenden Anteils von Diesel-Pkw am Fahrzeugbestand. Demgegenüber bewegt sich der Dieselabsatz vergleichsweise konstant zwischen 1 022 PJ (2025) und 1 160 PJ (2015). Hier steht vor allem die starke Zunahme der Verkehrsleistung im Straßengüterverkehr einer Abnahme des Dieselverbrauchs durch Effizienzsteigerungen entgegen. Der deutliche Anstieg des Kerosinabsatzes von 374 PJ in 2007 auf 512 PJ in 2030 (+37 %) spiegelt das starke Wachstum der Verkehrsleistung im Luftverkehr wider.

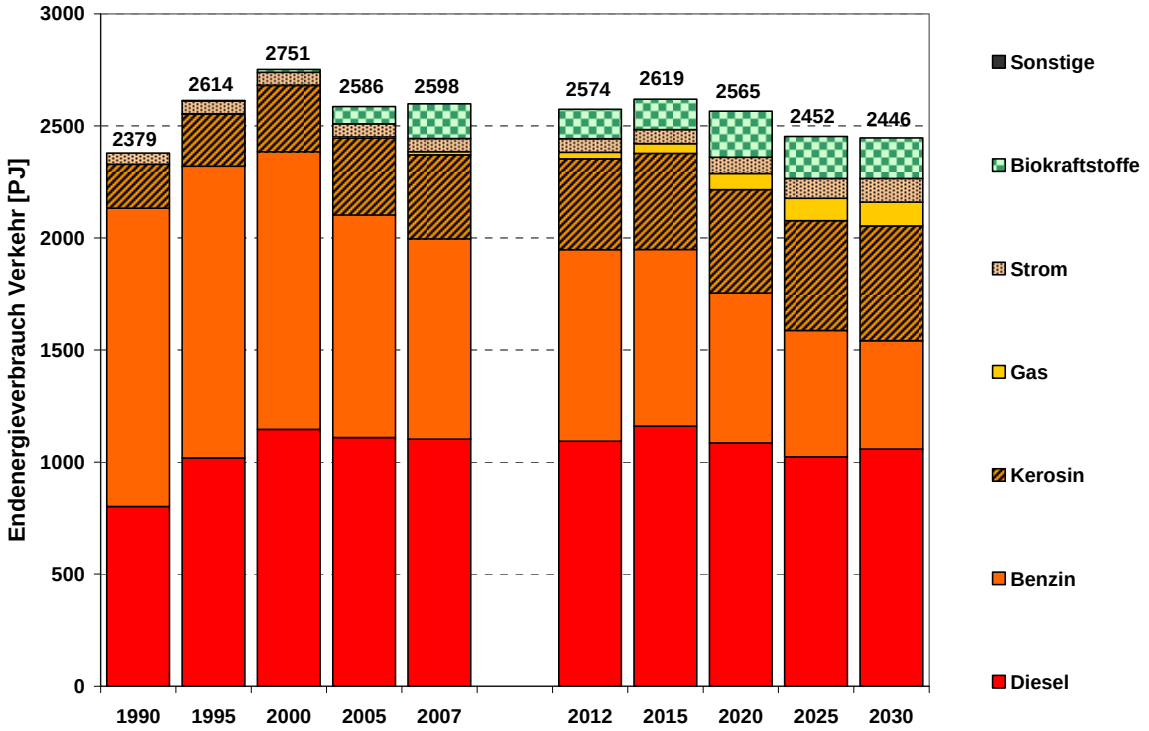


Abbildung 4.9: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor nach Kraftstoffen in der Referenzprognose (Ra)

Der Anteil gasförmiger Kraftstoffe am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nimmt kontinuierlich zu und erreicht im Jahr 2030 einen Wert von 4,3 % (106 PJ). Gefördert wird dieser Anstieg vor allem durch die bis zum Jahr 2018 festgeschriebene Mineralölsteuerbefreiung für Erdgas und Flüssiggas als Kraftstoff. Aufgrund der zu erwartenden Angebotszunahme Gas betriebener Fahrzeugmodelle auf Seiten der Automobilhersteller (insbesondere Erdgasfahrzeuge werden als attraktive Alternative zur Senkung der mittleren Flotten-CO_2-Emissionen bei Neufahrzeugen und somit zur Erreichung der geforderten EU-Grenzwerte eingeschätzt) und begünstigt durch den aktuell bereits stattfindenden Ausbau des Erdgastankstellennetzes steigt der Bestand Gas betriebener Fahrzeuge auch nach 2018 weiter an und erreicht im Jahr 2030 einen Marktanteil von 11 % bei den Pkw-Neuzulassungen.

Der absolute Verbrauch von Biokraftstoffen geht gegenüber dem statistischen Wert des Jahres 2007 (155 PJ) zunächst leicht zurück und liegt im Jahr 2012 bei 132 PJ. Ursache für diese Entwicklung ist der Absatzrückgang bei Biodiesel und Pflanzenöl in der Vermarktung als Reinkraftstoff aufgrund der im Energiesteuergesetz festgeschriebenen und zum

01.08.2006 bzw. 01.01.2008 eingeführten sukzessiven, jährlich linear ansteigenden Besteuerung dieser Kraftstoffe. Die seit 01.01.2007 geltende Beimischungspflicht für Biokraftstoffe zu konventionellem Otto- und Dieselkraftstoff vermag diesen Rückgang lediglich abzuschwächen, sodass Biokraftstoffe künftig nur noch gemäß den gesetzlichen Mindestquoten eingesetzt werden (6,25 % des Benzin- und Dieselabsatzes in den Jahren 2010 bis 2014). Die geplante Änderung des Bundesimmisionsschutzgesetzes sieht vor, eingesetzte Biokraftstoffe ab dem Jahr 2015 nicht mehr vollständig für die Erfüllung von Mindestquoten anzurechnen, sondern lediglich entsprechend ihres tatsächlichen Treibhausgasminderungspotenzials. Die im Gesetzentwurf für 2015 nach der neuen Systematik vorgeschlagene Quote von 3 % führt im Ergebnis zu einem realen Biokraftstoffanteil von 6,5 % (135 PJ) am Gesamtabsatz aller Otto- und Dieselkraftstoffe. Die für das Jahr 2020 vorgeschlagene Quote von 7 % führt zu einem realen Anteil von 10,5 % (206 PJ). Bedingt durch den zunehmenden Einsatz von Biokraftstoffen der zweiten Generation, insbesondere Biomass-to-Liquids-Kraftstoffe (BTL), welche in der Herstellung eine günstigere Treibhausgasbilanz aufweisen als Biokraftstoffe der ersten Generation, nähert sich der reale Biokraftstoffanteil damit der nach der neuen Systematik vorgeschriebenen Quote an.

Der Stromverbrauch des Verkehrssektors erfährt mit dem Anstieg von 59 PJ im Jahr 2007 auf 106 PJ in 2030 eine deutliche Zunahme um 80 %. Hier wurden die im nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität angestrebten Bestandszahlen von 1 Mio. Elektrofahrzeugen und Plug-In-Hybridfahrzeugen im Jahr 2020 und 5 Mio. Fahrzeugen im Jahr 2030 unterstellt, auf die 33 % des Stromverbrauchs im Jahr 2030 entfallen. Die übrigen 67 % werden im Schienenverkehr eingesetzt, dessen Stromverbrauch zwischen 2007 und 2030 um 20 % zunimmt.

Ein Blick auf die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Verkehrsmitteln (Abbildung 4.10) zeigt eine deutliche Abnahme im Motorisierten Individualverkehr (MIV), die vor allem auf die Steigerung der mittleren Fahrzeugeffizienz bei Pkws um insgesamt 37 % bis zum Jahr 2030 zurückzuführen ist. So sinkt der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch neu zugelassener konventioneller Pkws mit Ottomotor auf 5,6 l/100km im Jahr 2020 und 5,0 l/100km im Jahr 2030. Bei den Pkw-Neuzulassungen mit Dieselmotor betragen die Verbrauchswerte 5,1 l/100km in 2020 und 4,7 l/100km in 2030. Neben den Effizienzsteigerungen bei konventionellen Antrieben tragen auch die zunehmende Verbreitung von Hybridfahrzeugen (27 % Marktanteil bei den Neuzulassungen in 2030), Gasfahrzeugen sowie der bereits erwähnte Ausbau im Bereich der Elektromobilität zur Minderung des Endenergieverbrauchs im MIV bei.

Die durchschnittlichen CO_2-Emissionen der Pkw-Neuzulassungen liegen im Jahr 2015 mit 130 g/km noch über dem von der EU vorgegebenen Grenzwert von 120 g/km[30], beziehen sich jedoch auf den realen Fahrbetrieb. Somit ist eine Abweichung vom Grenzwert, der sich auf die Emissionen im neuen europäischen Fahrzyklus (NEFZ) bezieht, begründbar. Hinzu kommt, dass bei dem genannten Wert von

[30] Für die Erreichung des CO_2-Emissionsgrenzwerts von 120 g/km für Pkw-Neuzulassungen im Jahr 2015 dürfen insgesamt 10 g/km durch den Einsatz von Biokraftstoffen und die Anrechnung sonstiger Umweltinnovationen gutgeschrieben werden. Somit muss durch Verbesserungen in den Bereichen Antriebstechnik, Aerodynamik und Fahrzeuggewicht lediglich ein Emissionsgrenzwert von 130 g/km erreicht werden.

130 g/km zwar Emissionsgutschriften für die Beimischung von Biokraftstoffen berücksichtigt sind, nicht jedoch Gutschriften für Umweltinnovationen wie z. B. sparsame Klimaanlagen. Im weiteren Verlauf sinken die mittleren CO_2-Emissionen der Neufahrzeuge auf 112 g/km im Jahr 2020 und 84 g/km in 2030.

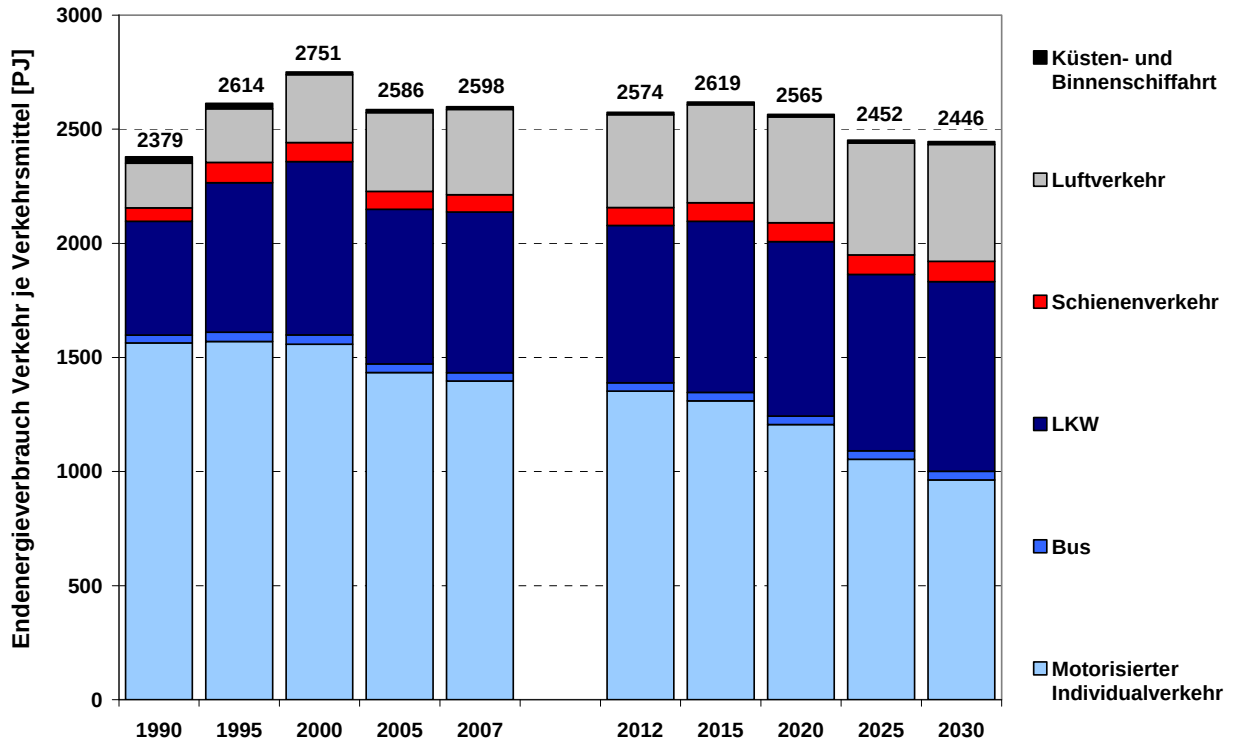


Abbildung 4.10: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor nach Verkehrsmitteln in der Referenzprognose (Ra)

Obwohl die Güterverkehrsleistung im Straßenverkehr zwischen 2007 und 2030 um insgesamt 63 % ansteigt, erhöht sich der Endenergieverbrauch der Lkws im gleichen Zeitraum lediglich um 18 %. Dazu trägt zum einen die Senkung der mittleren spezifischen Kraftstoffverbräuche um 30 % bis zum Jahr 2030 bei, zum anderen eine kontinuierliche Zunahme des mittleren Beladungsgrades um insgesamt 13 %.

Der Endenergieverbrauch im Busverkehr bewegt sich bis 2030 relativ konstant zwischen 36 PJ und 38 PJ. Der Anstieg der Verkehrsleistung um 15 % bis zum Jahr 2030 wird somit vollständig durch Effizienzsteigerungen kompensiert.

Die Zunahme des Endenergieverbrauchs im Schienenverkehr (+16 % bzw. +12 PJ bis 2030) resultiert in erster Linie aus dem steigenden Bedarf des Schienengüterverkehrs (+39 %), während der Verbrauch im Schienenpersonenverkehr nur leicht zunimmt (+6 %).

Bedingt durch das relativ geringe Wachstum der Güterverkehrsleistung in der Binnenschifffahrt bis 2030 (+ 11 %) im Vergleich zu den Verkehrsträgern Schiene (+50 %) und Straße (+63 %) nimmt hier auch der Endenergieverbrauch nur leicht zu (+2 %).

Endenergieverbrauch insgesamt

Nach Überwindung der Wirtschaftskrise erreicht der Endenergieverbrauch im Jahr 2012 in etwa wieder ein Niveau wie vor der Wirtschaftskrise. Danach sinkt der Endenergieverbrauch kontinuierlich bis zum Jahr 2020 um rd. 4 % (352 PJ) und bis zum Jahr 2030 um rd. 10 % (861 PJ). Die im nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan angestrebte Reduktion des Endenergieverbrauchs um 9 % bis 2016 bezogen auf das Mittel der Jahre 2001 bis 2005 wird damit erreicht. Inklusive der bereits im Rahmen von Early Action Maßnahmen eingesparten Energiemengen wird bereits in 2012 eine Reduktion von 10,4 % realisiert. Die größten Rückgänge gegenüber dem Jahr 2012 sind mit 420 PJ bis 2020 bzw. 773 PJ bis 2030 beim Mineralöl zu verzeichnen, was vor allem durch Verbrauchsreduzierungen im Haushalts- und Verkehrssektor hervorgerufen wird Der Gasverbrauch sinkt gegenüber 2012 um 4,4 % bis zum Jahr 2020 bzw. 12,4 % bis zum Jahr 2030. Demgegenüber steigt der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch bedingt durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen im Verkehrssektor, den steigenden Bedarf von Elektroanwendungen im Haushaltssektor sowie den vermehrten Stromeinsatz in der Industrie von 23 % in 2012 auf 24 % in 2020 und 27 % in 2030.

In der Summe sinkt der Endenergieverbrauch in der Referenzprognose bis zum ersten Analysejahr 2012 zunächst um 485 PJ oder 5,3 % gegenüber dem Wert des Jahres 2006 (Abbildung 4.11). In den folgenden Jahren sinkt der Endenergieverbrauch als Folge von Energieeinsparmaßnahmen und Effizienzsteigerungen auf Technologieebene kontinuierlich um 352 PJ bzw. 4,1 % bis 2020 und 861 PJ bzw. 9,9 % bis 2030. Diese Reduktion in Verbindung mit den im Rahmen der Early Action Maßnahmen eingesparten Energiemengen sorgen für eine Erfüllung der Vorgaben entsprechend der EU-Dienstleistungsrichtlinie bzw. dem Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan[31]. Die angestrebte Verminderung des Endenergieverbrauchs um 9 % bis 2016 gegenüber dem Mittel der Jahre 2001 bis 2005 wird bereits im Jahr 2012 mit einer Einsparung in Höhe von 10,4 % erreicht.

Absolut betrachtet fällt der Rückgang des Endenergieverbrauchs nach 2012 bei den Mineralölprodukten am stärksten aus (-401 PJ bis 2020 bzw. -747 PJ bis 2030). Die Hauptgründe hierfür liegen in dem verringerten Heizöleinsatz der Haushalte (-172 PJ bis 2020 bzw. -313 PJ bis 2030) sowie in dem rückläufigen Absatz Mineralöl basierter Kraftstoffe im Verkehrssektor (-118 PJ bis 2020 bzw. -273 PJ bis 2030).

Der Gasverbrauch sinkt aufgrund von Effizienzsteigerungen gegenüber 2012 um 90 PJ bis zum Jahr 2020 bzw. um 256 PJ bis 2030. Dies entspricht in relativen Größen einer Reduktion von 4,4 % bis 2020 bzw. 12,4 % bis 2030.

[31] Zur Bewertung hinsichtlich der Zielerreichung der Minderung von 9 % kommt ein Top-Down-Ansatz zur Anwendung. Dabei wird die Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs aller Nachfragesektoren in Summe in Relation zum Basiswert betrachtet. Zusätzlich werden die Einsparungen durch Early Action Maßnahmen entsprechend des Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplans mit einem Wert von 375 PJ berücksichtigt.

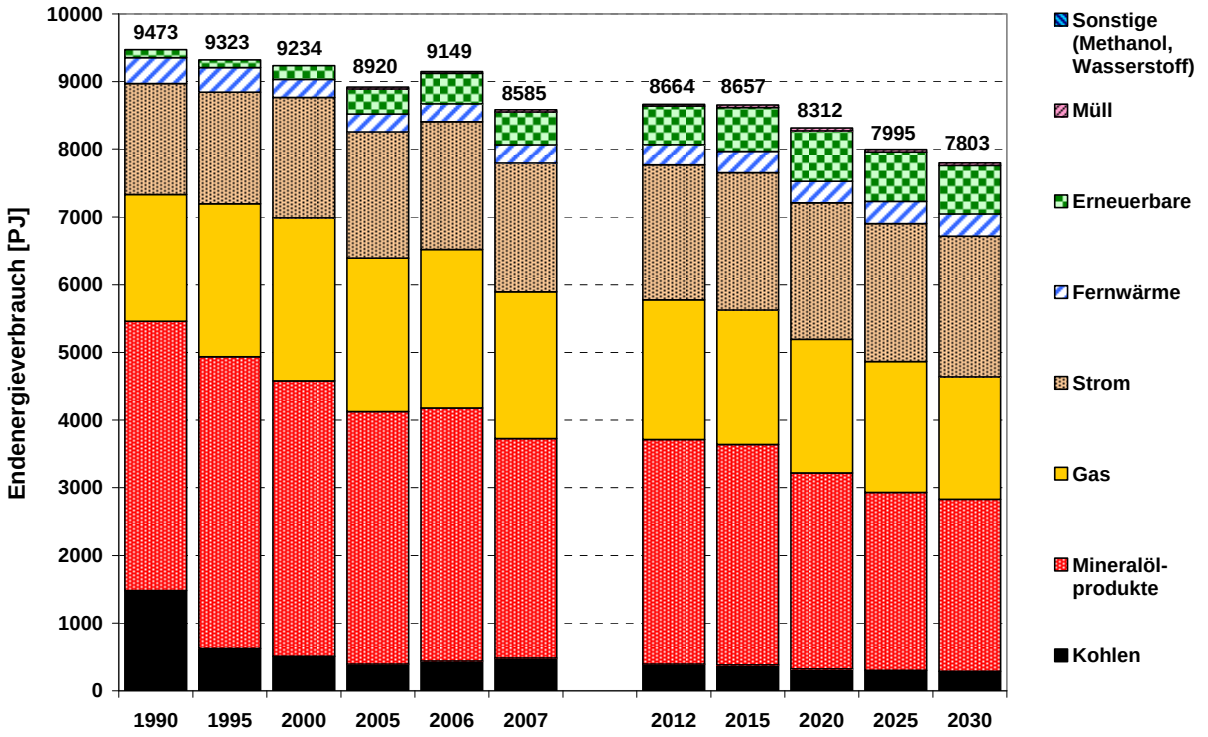


Abbildung 4.11: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in der Referenzprognose (Ra)

Trotz des allgemein rückläufigen Endenergieverbrauchs steigt der Stromverbrauch gegenüber 2012 um 1,0 % (21 PJ) bis zum Jahr 2020 und um 4,2 % (84 PJ) bis 2030. Damit wächst sein Anteil am Endenergieverbrauch von 23 % in 2012 auf 24 % in 2020 und 27 % in 2030. Haupttreiber dieser Entwicklung sind die zunehmende Zahl von Elektrofahrzeugen und Plug-In-Hybridfahrzeugen im Verkehrssektor, der steigende Bedarf von Elektroanwendungen im Haushaltssektor sowie der vermehrte Stromeinsatz in der Industrie. Ebenfalls Zuwächse verzeichnen können der Fernwärmeeinsatz (+22 PJ bis 2020 bzw. +29 PJ bis 2030) sowie der Verbrauch erneuerbarer Endenergieträger (+173 PJ bis 2020 bzw. +151 PJ bis 2030), wobei letzterer zwischen 2020 und 2030 wieder leicht abnimmt. Die Ursachen für diesen Rückgang liegen in dem insgesamt abnehmenden Raumwärmebedarf der Haushalte sowie in dem geringeren Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehrssektor.

Der energetische Endverbrauch von Kohlen verringert sich kontinuierlich von 397 PJ in 2012 über 325 PJ in 2020 bis auf 288 PJ in 2030. Die Ursachen liegen zum einen in der rückläufigen Verwendung im Industriesektor, auf den im Jahr 2030 nahezu der vollständige endenergetische Einsatz von Kohlen entfällt und zum anderen in dem auslaufenden Kohleeinsatz zur Raumwärmeerzeugung im Haushaltssektor.

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren (Abbildung 4.12) zeigt, dass alle Sektoren zu dem insgesamt abnehmenden Verbrauch zwischen 2012 und 2030 beitragen. Lediglich in der Industrie und im Verkehr setzt der Verbrauchsrückgang erst nach 2015 ein. In relativen Zahlen fällt die Reduktion im Haushaltssektor am stärksten aus (-17 %), gefolgt von GHD (-13 %), Industrie (-6 %) und Verkehr (-5 %).

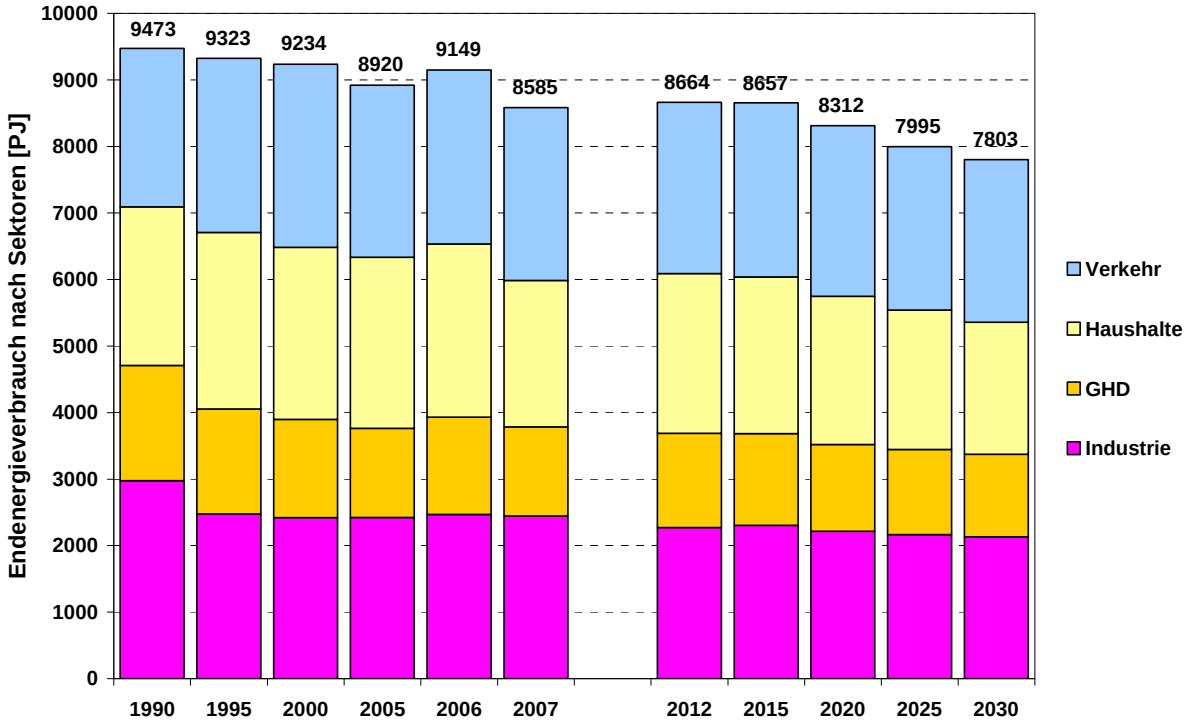


Abbildung 4.12: Endenergieverbrauch nach Sektoren in der Referenzprognose (Ra)

4.3 Umwandlungssektor

In der Referenzprognose ist trotz der Auswirkungen der Weltwirtschaftskrise mit einem Anstieg des Nettostrombedarfs von 578 TWh in 2007 um 28 TWh auf 606 TWh in 2012 zu rechnen. Er steigt im weiteren Verlauf mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 0,2 % auf 630 TWh in 2030 an. Unter Berücksichtigung der derzeitig in Bau befindlichen fossilen Kraftwerke (13 GW) und der bevorstehenden Kraftwerksstilllegungen kann die Deckung der Nachfragelast bis 2012 durch einheimische Kraftwerke erfolgen, so dass bis 2012 nicht mit einer Stromlücke in der Versorgung des innerdeutschen Marktes zu rechnen ist. Nach 2012 ergibt sich in der Referenzprognose bis 2030 ein Neubaubedarf von 95 GW an Kraftwerksleistung, von denen 46 GW auf fossil befeuerte Kraftwerksleistung entfallen. Insgesamt steigt die installierte Nettokraftwerksleistung in der Referenzprognose von 157 GW in 2012 auf 182 GW in 2030.

Unter Berücksichtigung einer Zunahme der Stromimporte sinkt die Nettostromerzeugung in der Referenzprognose von 603 TWh in 2012 auf 572 TWh in 2025 ab und steigt auf 596 TWh in 2030 an. Mit einem Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von knapp 17 % in 2010 und 27 % in 2020 wird das Ziel von 14 % in 2010 erreicht, das Ziel von 30 % in 2020 leicht verfehlt. Die Stromerzeugung aus fossil befeuerten Kraftwerken wird in 2030 mit einem Anteil der Braunkohle von 22 % an der Gesamtstromerzeugung dominiert, während der Anteil der Steinkohle von 20 % in 2012 auf 14 % absinkt. Die CO_2-Abscheidung als Möglichkeit der CO_2-Minderung kommt vor allem bei Braunkohlekraftwerken zum Einsatz (in 2030

41 % der Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken). In Summe aller CCS-Kraftwerke werden in 2030 53 Mio. t Kohlendioxid abgetrennt und vorwiegend in ausgeförderten Erdöl- und Erdgasfeldern gespeichert. Langfristig kommt es zudem zu einer Zunahme der Erdgasstromerzeugung (110 TWh in 2020 und 123 TWh in 2030), welche ab 2020 zu etwa 70 % aus GuD-Kraftwerken stammt. Dabei kommt Erdgas-KWK-Anlagen eine besondere Bedeutung zu.

Der Strommix der Referenzprognose führt insgesamt zu einer Reduktion der spezifischen Emissionen der Stromerzeugung von 463 CO_2/MWh in 2012 auf 409 kg CO_2/MWh in 2020 und weiter auf 289 kg CO_2/MWh in 2030.

Mit Hilfe der Fördermaßnahmen für KWK-Anlagen aus dem KWK-Gesetz kann deren Stromerzeugung von 76 TWh im Jahr 2007 in der Referenzprognose stetig auf etwa 118 TWh ausgebaut werden. Das von der Bundesregierung angestrebte Ziel, den Anteil des KWK-Stroms an der Nettostromerzeugung aus dem Jahr 2008 von 12 % bis zum Jahr 2020 auf bis zu 25 % auszubauen, wird mit einem Anteil von etwa 19 % in der Referenzprognose jedoch nicht erreicht.

Neben Erdgas, das mit einem Anteil an der KWK-Stromerzeugung von 67 % in der Referenzprognose dominiert, werden Biomasse und der Anteil des erneuerbaren Abfalls als Energieträger in der KWK-Stromerzeugung zunehmend wichtiger und erreichen einen Anteil von gut 15 %.

Nur zu einem geringen Teil entfällt der Endenergieverbrauch in Deutschland heute und wohl auch in der Zukunft auf direkt genutzte Primärenergieträger. Es dominieren vielmehr Sekundärenergieträger, die in z. T. komplexen Umwandlungsanlagen hergestellt werden. Basis dieser Umwandlungsprozesse sind einmal Primärenergieträger, zum anderen aber auch Sekundärenergieträger, die einer erneuten Umwandlung unterzogen werden. Charakteristisch für diese Umwandlungsprozesse im Energiesektor sind der hohe Aufwand an Kapital und sonstigen Produktionsfaktoren sowie die z. T. beträchtlichen Umwandlungsverluste, die hierbei in Kauf zu nehmen sind. Der Verbraucher ist allerdings bereit, im Preis diesen Aufwand zu vergüten, weil Sekundärenergieträger den Bedarf moderner Produktionsanlagen und langlebiger Gebrauchsgüter ungleich besser zu befriedigen in der Lage sind als Primärenergieträger, und auch das Streben nach Komfort, Sauberkeit und Bequemlichkeit häufig erst ermöglichen, zumindest aber erleichtern. Bevor aber nach der Darstellung des Endenergieverbrauchs in den Sektoren die Entwicklung im Umwandlungsbereich in Deutschland erläutert wird, wird zunächst noch auf die Entwicklung des Stromverbrauchs, genauer des Nettostromverbrauchs, eingegangen.

Strombedarf

In der Referenzprognose (Ra) ist trotz der Auswirkungen der Weltwirtschaftskrise mit einem leichten Anstieg des Nettostrombedarfs von 578 TWh in 2007 um 28 TWh auf 606 TWh in 2012 zu rechnen, (Abbildung 4.13). Im weiteren Verlauf steigt der Strombedarf auf 630 TWh in 2030 an. Dieser Anstieg von 2012 auf 2030 entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung von 0,2 %. Diese Wachstumsrate liegt deutlich unter dem Wachstum der vergangenen Jahre mit 1,2 % für den Zeitraum 1995 bis 2007.

Der Anteil industrieller Nachfrager wächst leicht bis 2015 auf 40 % und nimmt danach auf 38 % in 2030 ab und erreicht damit das Niveau von 2012. Für den Haushaltssektor und den GHD-Sektor kommt es zu einem leichten Rückgang des Anteils am Strombedarf auf jeweils etwa 24 %, wohingegen ein Zuwachs beim Verkehrssektor von 3 % in 2012 auf 5 % in 2030 zu verzeichnen ist. Der Stromverbrauch des Umwandlungsbereiches, inklusive Leitungsverluste verläuft relativ konstant bis 2030 auf einem Anteil von 8 % am Gesamtbedarf.

Entsprechend der Entwicklung der Stromnachfrage steigt die nachgefragte Höchstlast von 79 GW in 2012 auf 82 GW in 2030 an. Dabei ändern sich die Anteile der Nachfragesektoren über den Betrachtungszeitraum nur geringfügig. Industrielle Nachfrager repräsentieren einen Anteil von knapp 40 %, Haushalte ca. 30 %, der GHD-Sektor etwa 25 %. Die restlichen Anteile an der Spitzenlast entfallen auf den Verkehrssektor und sonstige elektrische Verbraucher des Umwandlungsbereiches.

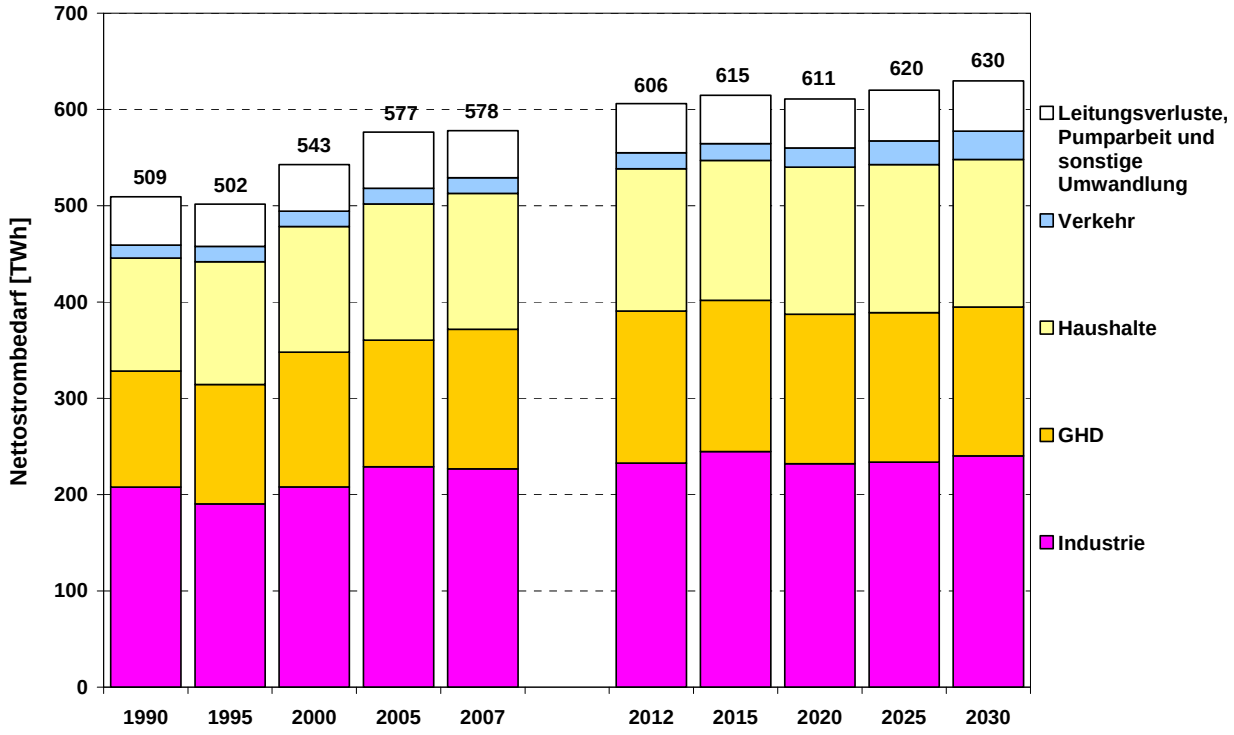


Abbildung 4.13: Nettostrombedarf in Deutschland in der Referenzprognose (Ra)

Strombereitstellung

Die Nettostrombereitstellung setzt sich aus den inländisch erzeugten Strommengen sowie den Nettostromimporten zusammen. In Deutschland steigt die Nettostrombereitstellung von 606 TWh in 2012 auf 630 TWh in 2030 an (Abbildung 4.14). In 2012 erfolgt die Deckung der Stromnachfrage nahezu vollständig durch einheimische Elektrizitätserzeugung. Die inländische Erzeugung nimmt zugunsten steigender Nettostromimporte ab und erreicht ein Minimum in 2025.

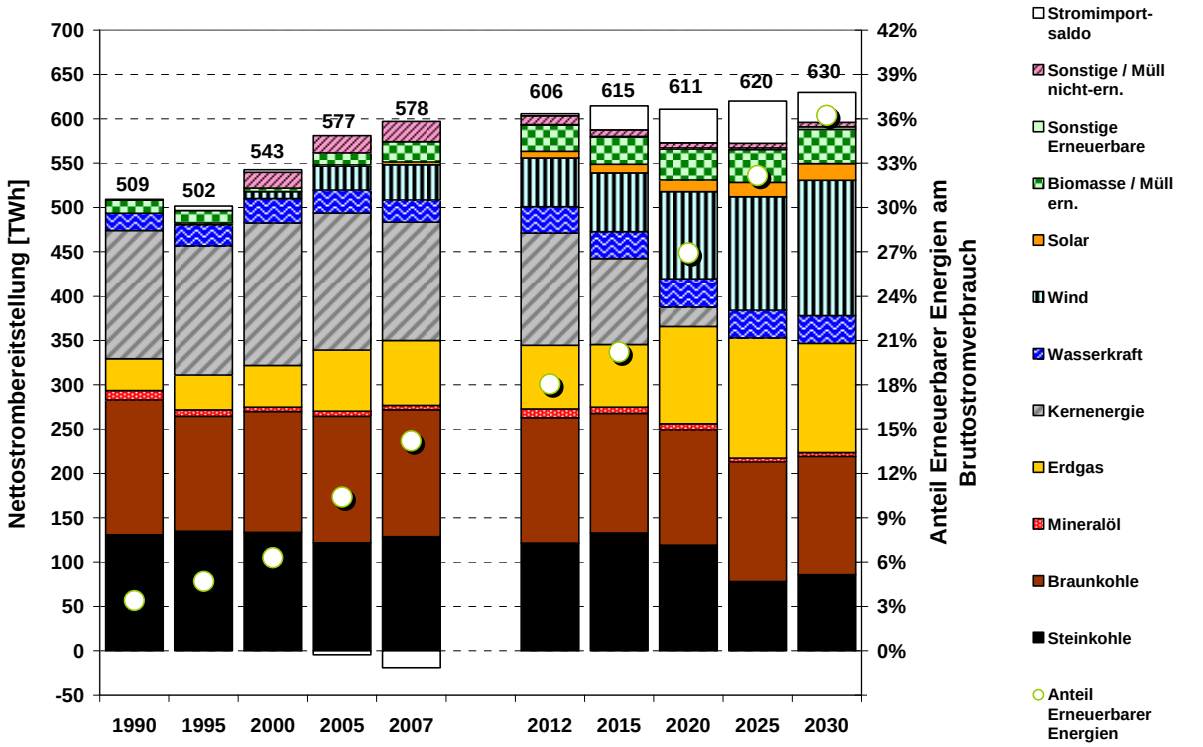


Abbildung 4.14: Nettostrombereitstellung in Deutschland in der Referenzprognose (Ra)

Die Nettostromimporte steigen von 2,5 TWh in 2012 auf ein Maximum von 48 TWh in 2025 und sinken in 2030 auf 34 TWh ab. Wichtigstes Importland in 2012 ist Frankreich mit 18 TWh (Abbildung 4.15). Weitere 12 TWh netto werden aus Skandinavien importiert. Stromexporte fließen netto in 2012 vor allem in die Länder der Alpenregion (14 TWh) sowie in die Niederlande (11 TWh) und nach Polen (8 TWh).

Nach 2012 ist – angesichts des Kernenergieausstiegs – mit einem wachsenden Anstieg der Stromimporte zu rechnen. Aufgrund der Strompreisdifferenz zu Nachbarländern tragen verstärkte Nettostromimporte zu einer kosteneffizienten Strombereitstellung in Deutschland bei. In 2020 betragen die Nettostromimporte 38 TWh. Diese Zunahme gegenüber 2012 resultiert vor allem aus verstärkten Nettoimporten aus Frankreich (+10 TWh) und den skandinavischen Ländern (+6 TWh) sowie verminderten Nettoexporten in die Beneluxstaaten (-7 TWh), in die Länder der Alpenregion (-11 TWh) und nach Polen (-4 TWh).

Aufgrund der nach 2012 wachsenden Nettostromimporte nimmt die Nettostromerzeugung[32] in Deutschland von 603 TWh in 2012 auf 572 TWh in 2025 ab und steigt danach wieder auf 596 TWh in 2030 an. Entsprechend dem der Energieprognose zu Grunde liegenden Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (siehe Tabelle 3.15 auf Seite 79) steigt ihr Betrag kontinuierlich an. Im Jahr 2012 tragen sie mit 18 % zur Deckung des Bruttostromverbrauches bei, im Jahr 2020 zu 27 % und in 2030 mit 36 %.

[32] Die Nettostromerzeugung von Erzeugungseinheiten ist die erzeugte elektrische Arbeit, gemessen an den Generatorklemmen, vermindert um den Betriebs-Eigenverbrauch des Kraftwerkes.

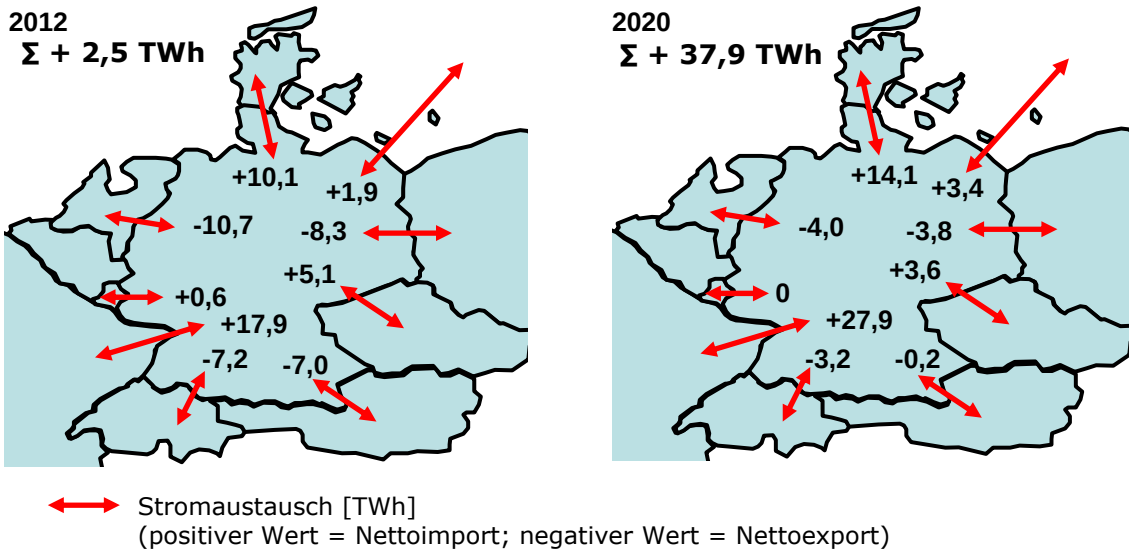


Abbildung 4.15: Stromimportsalden Deutschlands in 2012 und 2020 in der Referenzprognose (Ra)

Die Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken ist durch einen hohen Anteil von Braunkohle gekennzeichnet, welche sich leicht rückläufig von 141 TWh in 2012 auf 133 TWh (23 % der Gesamtstromerzeugung) in 2030 entwickelt. Die Strommengen aus Steinkohle nehmen im Zeitraum 2012 bis 2030 um 30 % ab und tragen damit in 2030 mit 14 % zur Gesamtstromerzeugung bei. Steinkohlekraftwerke mit CO_2-Abscheidung (CCS) spielen eine untergeordnete Rolle in der Erzeugungsstruktur, wohingegen Braunkohle in 2030 zu 41 % in CCS-Kraftwerken verstromt wird. In Summe aller CCS-Kraftwerke werden in 2030 53 Mio. t Kohlendioxid abgetrennt und vorwiegend in ausgeförderten Erdöl- und Erdgasfeldern gespeichert. Dies setzt voraus, dass die Infrastruktur zum Transport des Kohlendioxids zur Speicherstätte im entsprechenden Zeitraum errichtet wird. Langfristig kommt es zudem zu einer Zunahme der Erdgasstromerzeugung (110 TWh in 2020 und 123 TWh in 2030), welche ab 2020 zu etwa 70 % aus GuD-Kraftwerken stammt. Dabei kommt Erdgas-KWK-Anlagen eine besondere Bedeutung zu. Durch den Einsatz von CCS-Technologien und Erdgas-GuD-Kraftwerken können die spezifischen Emissionen der fossilen Stromerzeugung von 829 kg CO_2/MWh in 2012 auf 525 kg CO_2/MWh in 2030 abgesenkt werden. Der Strommix der Referenzprognose (Ra) führt insgesamt zu einer Reduktion der spezifischen Emissionen der Stromerzeugung von 463 kg CO_2/MWh in 2012 auf 409 kg CO_2/MWh in 2020 und weiter auf 289 kg CO_2/MWh in 2030. Die Stromerzeugung reduziert ihre Kohlendioxid-Emissionen von 280 Mio. t CO_2 in 2012 auf 171 Mio. t CO_2 in 2030.

Stromerzeugungskapazitäten

Die für die im vorherigen Abschnitt erläuterte Entwicklung der Nettostromerzeugung erforderliche Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten ist in Abbildung 4.16 dargestellt. Mit der Inbetriebnahme der derzeitig in Bau befindlichen Kraftwerksprojekte (13 GW) und dem Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (siehe Tabelle 3.15) ergibt sich in der Referenzprognose (Ra) im Jahr 2012 eine insgesamt installierte Kraftwerksleistung von 157 GW. Mit der nach 2012 zunächst sinkenden Nettostromerzeugung sinkt die installierte Kraftwerksleistung bis 2015 um 4 GW und

steigt danach bis zum Jahr 2030 auf 182 GW an. Dieser gegenüber der Nettostromerzeugung deutlich größere Zuwachs an Erzeugungskapazität hat seine Ursache in der starken Zunahme der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, deren Anlagen nur mit einem Teil ihrer installierten Kapazität zur sicher verfügbaren Kraftwerksleistung beitragen können.

In 2012 repräsentieren Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien 34 % der gesamten Kraftwerksleistung. Dieser Anteil wächst auf 50 % in 2020 und 54 % in 2030 an. Die installierte Leistung von Windkraftanlagen verdoppelt sich von 30 GW in 2012 auf 62 GW in 2030. Zur Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen sind in 2012 8 GW und in 2030 20 GW Leistung notwendig. Aufgrund der begrenzten Wasserkraftpotenziale ist die Leistung der Wasserkraftwerke (inklusive Pumpspeicherkraftwerke) über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant auf einem Niveau von 11 GW. Anlagen zur Nutzung von Biomasse und erneuerbarem Abfall sind in 2012 mit 5,6 GW und in 2030 mit 6,2 GW Leistung am Netz.

Die installierte Leistung fossil befeuerter Kraftwerke bleibt über den gesamten Betrachtungszeitraum auf einem Niveau von etwa 80 GW, bei einer deutlichen Änderung der Zusammensetzung der Energieträger. Erdgas-Kraftwerke können ihren Anteil an der installierten Leistung des fossil befeuerten Kraftwerksparks von 35 % in 2012 nahezu verdoppeln und erreichen in 2030 mit 51 GW einen Anteil von 62 %. Dabei werden verstärkt Erdgas-Kraftwerke zugebaut, um die gesicherte Leistung zur Spitzenlastdeckung bereit zu stellen (siehe auch Exkurs: Reserveleistung und Windleistungskredit). Die installierte Leistung von Steinkohlekraftwerken nimmt von 30 GW in 2012 um mehr als die Hälfte auf 13 GW in 2030 ab. Die Kapazität von Braukohlekraftwerken geht von 21 GW in 2012 auf 17 GW in 2030 zurück.

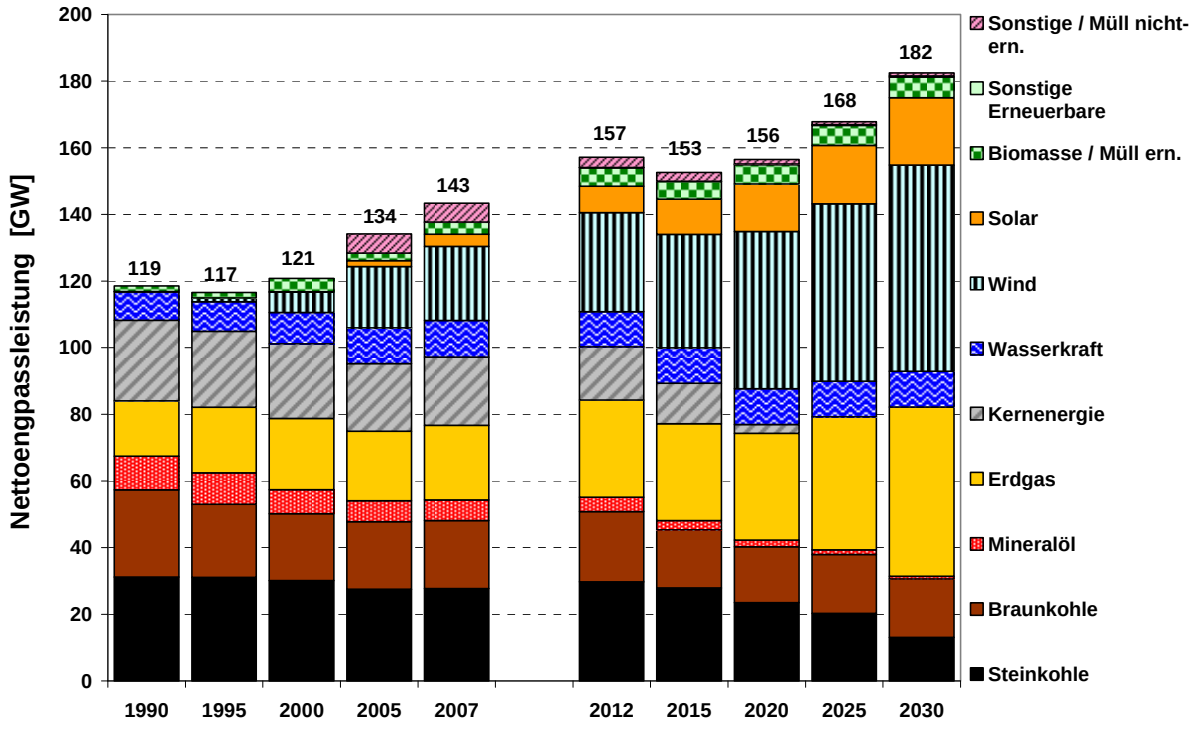


Abbildung 4.16: Nettoengpassleistung in Deutschland in der Referenzprognose (Ra)

Kraftwerkszubau

Bis zum Jahr 2012 ergibt sich der Zubau an Kraftwerksleistung aus der Fertigstellung der derzeitig in Bau befindlichen fossilen Kraftwerke (13 GW) und der bis zu diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommenen Kraftwerke zur Nutzung Erneuerbarer Energien. Unter Berücksichtigung der Außerbetriebnahme von Altkapazitäten ergibt sich eine gesamte installierte Kraftwerksleistung 157 GW. Diese Leistung ist ausrechend, um die Spitzenlast im Jahr 2012 mit der notwendigen Versorgungssicherheit abzudecken.[33] Aus Bestandsanlagen, d. h. Kraftwerken, die vor 2009 installiert wurden, ist im Jahr 2012 eine installierte Gesamtkapazität von 131 GW am Netz angeschlossen.

Unter Berücksichtigung der Arbeitsverfügbarkeiten der thermischen Kraftwerke und der gesicherten Leistung aus Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien ergibt sich daraus eine verfügbare Leistung des Anlagenbestandes in Höhe von 86 GW (Abbildung 4.17). Aus der zwischen 2009 und 2012 installierten thermischen Neubauleistung von 13 GW sowie der Zubaukapazitäten von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien zwischen 2009 und 2012 können unter Berücksichtigung der Anlagenverfügbarkeit zusätzlich 14 GW zur Deckung der Spitzenlast in 2012 eingesetzt werden. Somit sind in 2012 in Summe 100 GW Kraftwerkskapazität zu Spitzenlastzeiten verfügbar und können die Lastdeckung von 79 GW Nachfragelast plus einer Reserveleistung von 7,3 GW gewährleisten.

Wie der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur belegt, sind auch für Jahre nach 2012 umfangreiche Kraftwerksinvestitionen für konventionelle Erzeugungsleistung geplant (BNetzA 2008). Wenn auch nicht die Gesamtheit aller geplanten Kraftwerksprojekte umgesetzt werden wird, so kann dennoch davon ausgegangen werden, dass zukünftige Außerbetriebnahmen durch inländische konventionelle Kraftwerkskapazitäten ersetzt werden und auch zukünftig die Deckung der Spitzenlast durch inländische Kraftwerke erfolgen kann.

Der für die Referenzprognose notwendige Neubaubedarf für den Zeitraum 2012 bis 2017 beträgt 20 GW (Abbildung 4.18)[34]. Im nachfolgenden Zeitraum (2018 bis 2022) werden 35 GW zugebaut, im Zeitraum 2023 bis 2027 40 GW und zwischen 2028 und 2030 37 GW. Der Anteil fossil befeuerter Kraftwerke bewegt sich dabei zwischen 30 % (2013-2017) und 40 % (2023-2027). Unter den fossil befeuerten Kraftwerksneubauten nehmen Erdgas-Kraftwerke die Vorrangstellung ein (Anstieg von 4 GW im Zeitraum 2013 bis 2017 auf 12 GW im Zeitraum 2028 bis 2032), was zum einen aus der Zunahme des Anteils von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken aufgrund der verstärkten Integration Erneuerbarer Energien und zum anderen aus der steigenden Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas bei zunehmender Verschärfung der Klimaschutzziele resultiert. Ein Zubau von Kohlekraftwerken erfolgt ab 2020 nur in Form von Anlagen

[33] Im Rahmen der Energieprognose 2009 wurde unterstellt, dass die Lastdeckung der Stromnachfrage in Deutschland ausschließlich durch inländische Kraftwerkskapazität erfolgt und Kuppelleitungskapazitäten nicht als gesichert zur Verfügung stehende Leistung angesehen werden kann.

[34] Da die Modellierung in Perioden mit 5-Jahresschritten erfolgt, beziehen sich die Angaben zu Zubauleistungen immer auf die Gesamtdauer der jeweilige Periode, also einen Zeitraum von 5 Jahren. Damit unterscheidet sich der zeitliche Bezug der Werte von anderen Modellgrößen, wie beispielsweise Strommengen und installierten Kraftwerkskapazitäten, welche als Jahreswert für das Mitteljahr der Periode, das Modelstützjahr, angegeben werden.

mit CO_2-Abscheidung. Insgesamt kommt es von 2020 bis 2030 zu einem Zubau von 9 GW Kraftwerksleistung mit CO_2-Abscheidung, wovon etwa 70 % auf dem Einsatz von Braunkohle basieren. Bei dem geringfügigen Zubau von ölbefeuerten Kapazitäten im Zeitraum von 2018 bis 2022 handelt es sich um Ersatzkapazitäten.

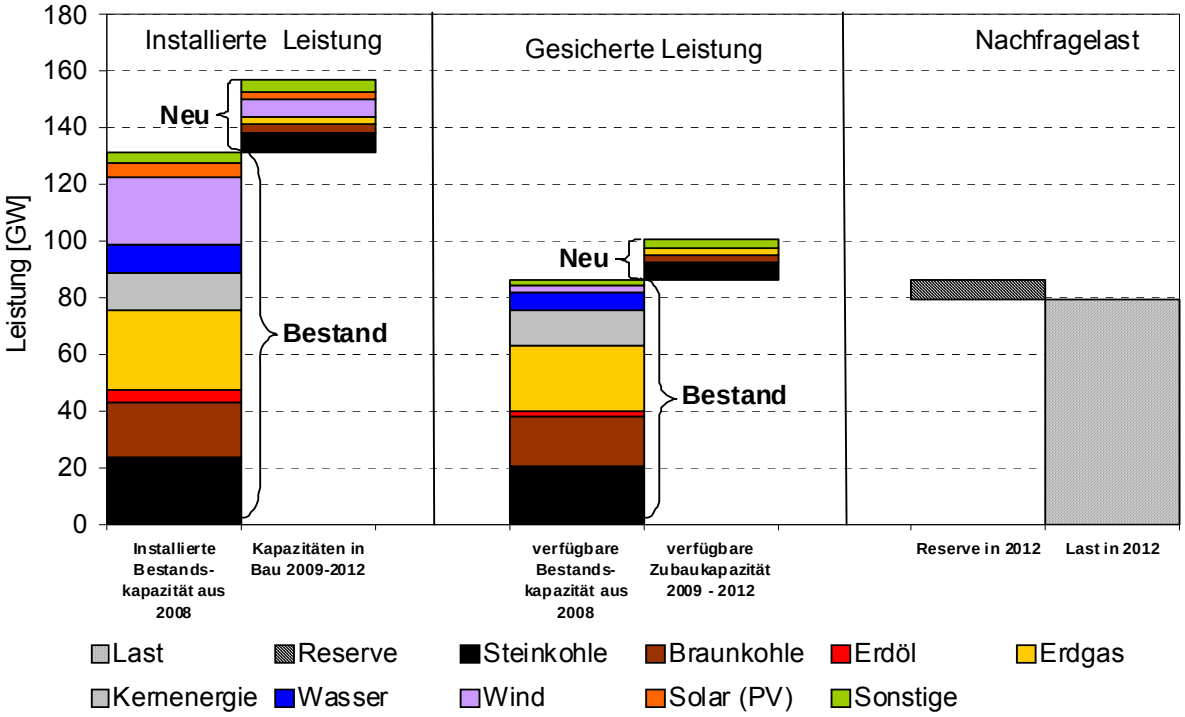


Abbildung 4.17: Kraftwerkskapazitäten und Nachfragelast zur Spitzenlastzeit in Deutschland in 2012 in der Referenzprognose (Ra)

Für Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien ergibt sich ein Zubaubedarf von 14 GW im Zeitraum 2013 bis 2017, im weitern Verlauf zwischen 2018 und 2022 sowie zwischen 2023 und 2027 jeweils 23 GW und im Zeitraum 2028 bis 2032 25 GW. Die Neubauleistung von Windkraftanlagen beträgt zwischen 2013 und 2017 knapp 9 GW was einem durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von fast 2 GW entspricht. In den nachfolgenden Jahren steigt der Neubaubedarf auf durchschnittlich 3,5 GW pro Jahr an, so dass sich für den Zeitraum 2018 bis 2032 eine kumulierte Zubauleistung für Windkraftanlagen von 53 GW ergibt. Für Photovoltaikanlagen kommt es zu einem relativ gleichmäßigen Zubau in den Jahren nach 2012 mit einer durchschnittlichen jährlichen Zubauleistung von 0,75 GW. Die Zubaukapazitäten von Biomasseanlagen und sonstigen Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien steigen von 1 GW im Zeitraum 2013 bis 2017 auf 3 GW für den Zeitraum 2028 bis 2032 an.

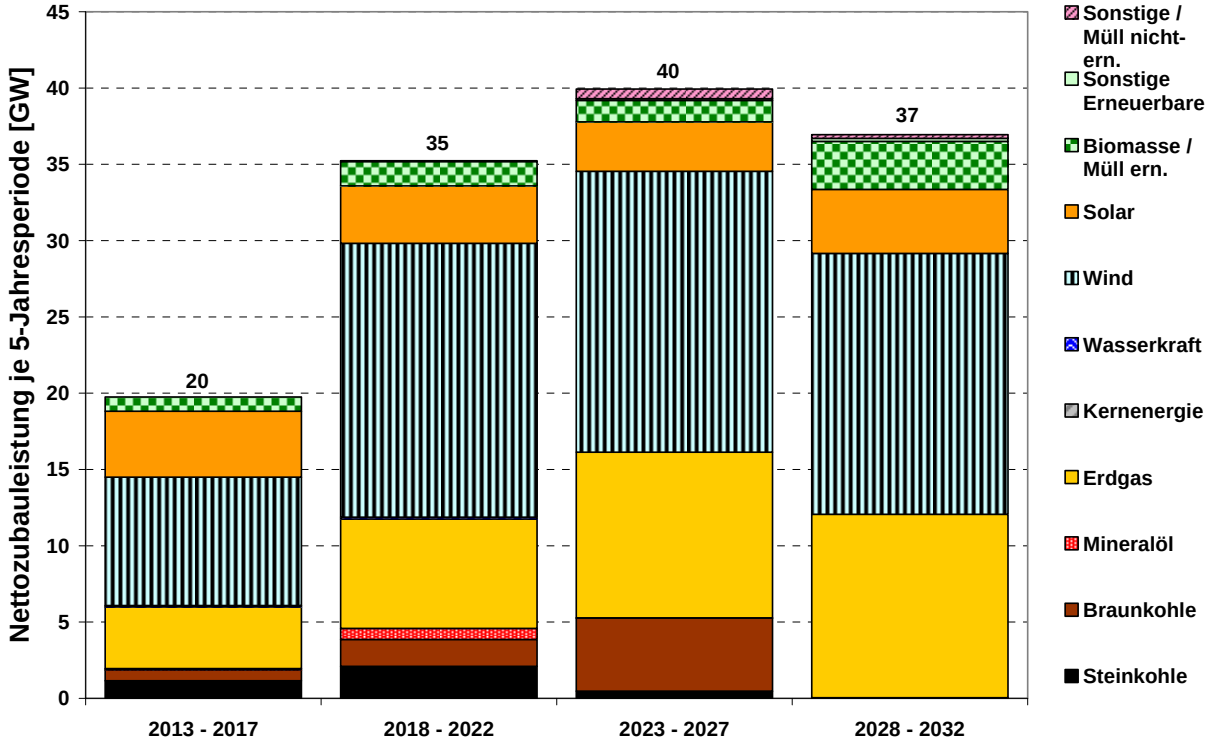


Abbildung 4.18: Zubaukapazitäten in Deutschland nach 2012 in der Referenzprognose (Ra)

Exkurs: Reserveleistung und Windleistungskredit

Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit im Fall des Ungleichgewichts zwischen Stromeinspeisung und –entnahme muss ausreichende Reserveleistung vorgehalten werden. Neben ungeplanten Ausfällen der thermischen Kraftwerke stellt auch in Zukunft zunehmende, jedoch fluktuierende Einspeisung aus Windkonvertern besondere Ansprüche an die Reservevorhaltung.

Die Reserveleistung wird innerhalb des Fundamentalmodels E2M2s für den deutschen Elektrizitätsmarkt in stehende und drehende Reserve[35] unterschieden. Sie umfasst die drei Regelleistungsarten (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung) die durch den Übertragungsnetzbetreiber vorzuhalten sind. Die Stunden- bzw. Dauerreserve, die für den Ausgleich längerfristiger Abweichungen bereitgestellt werden muss und im Verantwortungsbereich der Kraftwerksbetreiber / Bilanzkreisverantwortlichen liegt, wird im Modell nicht betrachtet.

Die Berechnung des gesamten Reserveleistungsbedarfs in E2M2s erfolgt in zwei Schritten. Während im ersten Schritt die notwendige Reserveleistung für die Ausregelung ungeplanter Ausfälle thermischer Kraftwerke berechnet wird, ergibt sich der zusätzliche Bedarf an Reserveleistung aufgrund der Prognosefehler der Einspeisung aus Windenergieanlagen im zweiten Schritt.

[35] Die stehende Reserve wird durch die Kraftwerksanlagen bereitgestellt, die sich nicht im Erzeugungsbetrieb befinden aber innerhalb kurzer Zeit angefahren werden können. Die drehende Reserve bezieht sich auf die Kraftwerksanlagen, die sich in Betrieb befinden und durch Änderung der Erzeugungsleistung den Regelungsbedarf bedienen können.

Bei der Ermittlung des Reservebedarfs für thermische Kraftwerke wird unterstellt, dass die Ausfälle der einzelnen Kraftwerksblöcke stochastisch unabhängige Ereignisse sind. Die dabei angenommenen Ausfallwahrscheinlichkeiten basieren auf historischen Daten zur Versorgungszuverlässigkeit einzelner Kraftwerke und unterscheiden sich je nach eingesetztem Energieträger und Turbinentyp. Durch iterative Faltung der Wahrscheinlichkeitsfunktionen für Ausfälle einzelner Kraftwerksblöcke wird eine Verteilungsfunktion der kumulierten Leistungsausfälle auf der Basis der gesamten installierten Kapazitäten angenähert (Jansen et al. 2005).

Im Gegensatz zu thermischen Kraftwerken sind die unvorhersehbaren Ausfälle der Windkonverter für die Vorhaltung der Reserveleistung von untergeordneter Bedeutung. Vielmehr ist der Reserveleistungsbedarf durch die Prognosefehler bezüglich der Windeinspeisung begründet, weil Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung vom prognostizierten Wert zum Regelungsbedarf der Einsatzplanung der restlichen thermischen Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke führen. Um die Prognosefehler in der Windeinspeisung zu bewerten, wird als Ausgangspunkt das Winddargebot auf der Basis von historischen Windgeschwindigkeiten stochastisch abgebildet.

Es wird zwischen einem typischen Onshore- und Offshore-Standort für die Windkonverter unterschieden, jedoch ohne weitere regionale Differenzierung des Winddargebots. Analog zu der angewendeten Methodik im ersten Schritt werden die kumulierten Prognosefehler in der Windeinspeisung berechnet, die als Kapazitätsausfall der Windkonverter interpretiert werden können. Aufbauend auf der Verteilungsfunktion für die Ausfälle der thermischen Kraftwerke aus dem ersten Schritt lässt sich die Verteilungsfunktion für den gesamten Kapazitätsausfall ableiten.

Die maximalen Erzeugungskapazitäten, die zu einer üblicherweise angenommenen Wahrscheinlichkeit von 99 % aufgrund erwarteter Ausfälle nicht zum Einsatz kommen können, müssen durch Vorhaltung von Kraftwerkskapazitäten in gleicher Höhe abgesichert werden. In der Referenzprognose (Ra) müssen 6,1 GW im Jahr 2012 an Reserveleistung allein für thermische Kraftwerke vorgehalten werden, die im Jahr 2030 auf 5,5 GW infolge Investitionen in neue zuverlässigere Anlagen zurückgeht. Der zusätzliche Reservebedarf, der durch die Integration stark zunehmender Windleistung in das bestehende Verbundsystem erforderlich ist, steigt von 0,9 GW im Jahr 2012 auf 8,8 GW im Jahr 2030.

Aufgrund der fluktuierenden Verfügbarkeit und der häufig ungenauen Prognose des Winddargebots können Windkonverter nicht mit ihrer gesamten installierten Kapazität zur Lastdeckung beitragen, sondern vermindert mit dem sogenannten Leistungskredit (Abbildung 4.19). Der Leistungskredit bezieht für den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast die gesicherte Windleistung auf die gesamte installierte Leistung. In (VTT 2007) werden verschiedene Ansätze, die zur Bestimmung der gesicherten Windleistung Anwendung finden, diskutiert.

Die Energieprognose 2009 orientiert sich in Grundzügen an der Vorgehensweise in Jansen et al. (2005), die auf einer wahrscheinlichkeitstheoretischen Methode basiert. Die gesicherte Windleistung entspricht demnach dem verbleibenden Teil

der erwarteten Windeinspeisung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast nach Abzug des zusätzlichen Reservebedarfs für die Konverter. In Abbildung 4.19 ist die Entwicklung des Windleistungskredits im Verlauf des Windleistungszubaus in der Referenzprognose (Ra) bis zum Jahr 2030 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass durch den verstärkten Zubau an Windkonvertern, auch trotz verstärkter Investitionen in besser verfügbare Offshore-Anlagen, der Leistungskredit in 2030 auf ein Drittel des Niveaus in 2010 auf 3,1 % absinkt. Die dort ausgewiesene abnehmende Tendenz ist in erster Linie darauf zurückzuführen, dass der zusätzliche Reservebedarf der zugebauten Windleistung den Zugewinn an gesicherter Windleistung übersteigt.

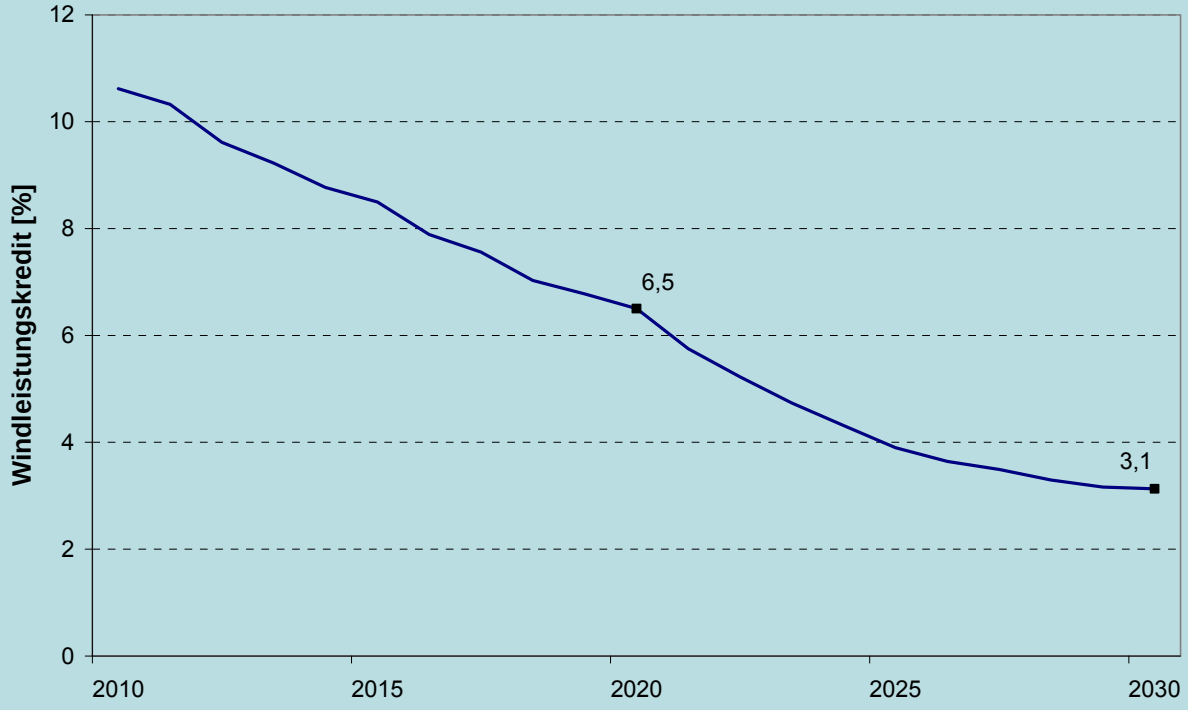


Abbildung 4.19: Leistungskredit der Windkonverter in der Referenzprognose (Ra)

Strompreise

Der Elektrizitätspreis am Großhandelsmarkt entspricht unter den Annahmen des Modells vollständiger Konkurrenz den kurzfristigen Grenzkosten, die sich ohne Berücksichtigung langfristig gebundener Kostenbestandteile aus der Erhöhung der Ausbringungsmenge um eine zusätzliche Einheit ergeben, vgl. (Schumann et al. 1999) oder (Swider et al. 2007).

Für die in der Referenzprognose (Ra) berechnete Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage sowie der Erzeugungsstruktur werden die zukünftigen Elektrizitätspreise am Großhandelsmarkt anhand einer detaillierten und zeitlich hochaufgelösten Kraftwerkseinsatzplanung abgeschätzt. Dabei wird die Einspeisung aus Wind- und Solarenergie nicht berücksichtigt, sondern aufgrund der Abnahmepflicht von der gesamten (um den Importsaldo bereinigten) Last abgezogen. Unterjährig werden im

Modell für 144 repräsentative Stunden (sog. Typstunden) die Großhandelspreise aus den berechneten Systemgrenzkosten abgeleitet, die in den meisten Fällen den variablen Erzeugungskosten des letzten zur Lastdeckung eingesetzten Kraftwerks entsprechen. Allerdings bestehen bei einer solchen fundamentalanalytischen Herleitung der Großhandelspreise Herausforderungen in der Quantifizierung und zeitlichen Verteilung der Kraftwerksanfahrkosten, der Kuppelproduktion (z. B. Wärme), der Berücksichtigung von Risikoprämien und Opportunitäten (Handelsentscheidungen an anderen Märkten) und vor allem der angemessenen Bestimmung von Knappheitspreisen, die auf die (elastische) Zahlungsbereitschaft der Nachfrager zurückzuführen sind (Ellersdorfer et al. 2008).

Abbildung 4.20 stellt als Ergebnis die modellierte Entwicklung des Jahresdurchschnitts der Baseload-Preise (Modell Base) sowie der Peakload-Preise (Modell Peak) für Elektrizität am Großhandelsmarkt bis 2030 in der Referenzprognose (Ra) dar. Als Durchschnittspreise für Baseload-Stunden wurden die Preise von Stunde 1 bis 24 herangezogen und für Peakload die Stunden 9 bis 20. Die Ermittlung der jährlichen Durchschnittspreise hat insgesamt einen ausgleichenden Effekt auf die unterjährigen Preise, die entlang der 144 abgebildeten Typstunden zum Teil stark unterschiedlich ausfallen.

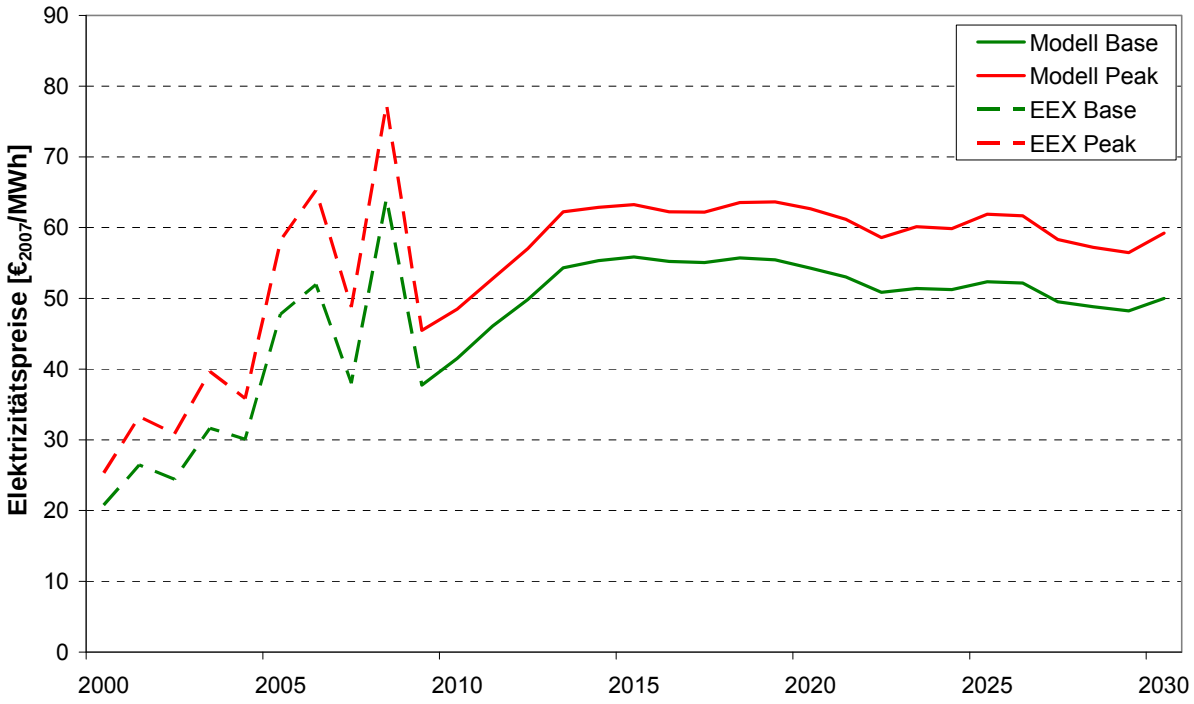


Abbildung 4.20: Reale Jahresdurchschnittspreise für Elektrizität am deutschen Großhandelsmarkt in der Referenzprognose (Ra)

In der längeren Frist ergibt sich eine leicht fallende Tendenz, welche im Wesentlichen auf die zukünftigen Investitionen in Kraftwerkstechnologien mit höherem Wirkungsgrad und den Rückgang der CO_2-Zertifikatepreise zurückzuführen ist.

Der deutsche Elektrizitätspreis am EEX-Spotmarkt hat in 2008 aufgrund der drastisch angestiegenen Brennstoffpreise die Rekordhöhe im Jahresniveau (+73,1 % gegenüber 2007) erreicht.

Anhand der Modellergebnisse ist es jedoch zu erwarten, dass der deutsche Elektrizitätspreis infolge der weltwirtschaftlichen Rezession und der damit verbundenen Abnahme der Elektrizitätsnachfrage bereits in 2010 auf ein vergleichbares Niveau wie in 2007 zurückkehrt.

Neue thermische Großkraftwerke müssen sich bzgl. der Refinanzierung ihrer Investitionskosten gegen das in Zukunft leicht sinkende Preisniveau behaupten. Die Refinanzierung geschieht über die erwirtschafteten Deckungsbeiträge und ggf. hohe Marktpreise in Zeiten von Knappheit auf dem Spotmarkt (Stoft 2002). Darüber bietet die zunehmend erforderliche Bereitstellung von Regelenergie aufgrund des begrenzten Leistungskredits der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien eine alternative Vermarktungsmöglichkeit.

Für den Betrachtungszeitraum weist die Jahresentwicklung der Großhandelspreise im deutschen Elektrizitätsmarkt, welcher als eine wichtige Drehscheibe für den Stromaustausch in Mitteleuropa dient, einen ähnlichen Verlauf wie der mengegewichtete Durchschnittspreis in EU-27 Ländern auf. Insgesamt liegt der deutsche Preis mit ca. 5 % leicht über dem EU-27 Niveau. In 2020 erreicht die Preisdifferenz jedoch ihren höchsten Wert von 9 % infolge der vollständigen Stilllegung der Kernkraftwerke in diesem Jahr.

Für die Ermittlung der Entwicklung der Strompreise für Haushaltskunden und industrielle Abnehmer wurden die langfristigen Erzeugungskosten, die Kosten für Stromtransport und –verteilung sowie die Staatslasten (EEG-Zulage, KWKG-Zulage, Konzessionsabgabe, Stromsteuer und Mehrwertsteuer) entsprechend berücksichtigt.

Der Strompreis für Haushaltskunden, ausgedrückt in realen Preisen auf Basis 2007, erhöht sich bis 2012 auf 226 €$_{2007}$/MWh. Dieses Niveau wird in der Referenzprognose in etwa bis zum Jahr 2030 konstant gehalten (Abbildung 4.21). Dabei steigen die Kosten für Erzeugung, Transport und Verteilung geringfügig auf ein Niveau von etwa 142 €$_{2007}$/MWh. Rückläufige Beiträge ergeben sich bei der Konzessionsabgabe, der Stromsteuer und der KWKG-Vergütung, die auf nominaler Basis festgelegt sind, woraus in realen Geldwerten ein sinkender Verlauf resultiert. Der Anteil der EEG-Umlage am Strompreis der Haushalte steigt von 9,3 % (21 €$_{2007}$/MWh) in 2012 auf 11,7 % in 2030 (26 €$_{2007}$/MWh). Hierbei wirkt sich der verstärkte Zubau von Offshore-Windenergieanlagen aus. Die Umlage der Förderung von KWK-Anlagen bemisst sich in 2012 auf 4 €$_{2007}$/MWh und läuft nach 2020 aus.

Die Industriestrompreise (ohne Strom- und Mehrwertsteuer) steigen bis 2030 auf ein Niveau von etwa 118 €$_{2007}$/MWh (Abbildung 4.22). Dabei bleiben die Kosten für Erzeugung, Transport und Verteilung annähernd konstant und liegen in 2030 bei knapp 94 €$_{2007}$/MWh. Gleichzeitiger verdoppelt sich der Beitrag der abgabebedingten Preisbestandteile (EEG und KWKG) von 12 €$_{2007}$/MWh in 2007 auf 24 €$_{2007}$/MWh in 2030.

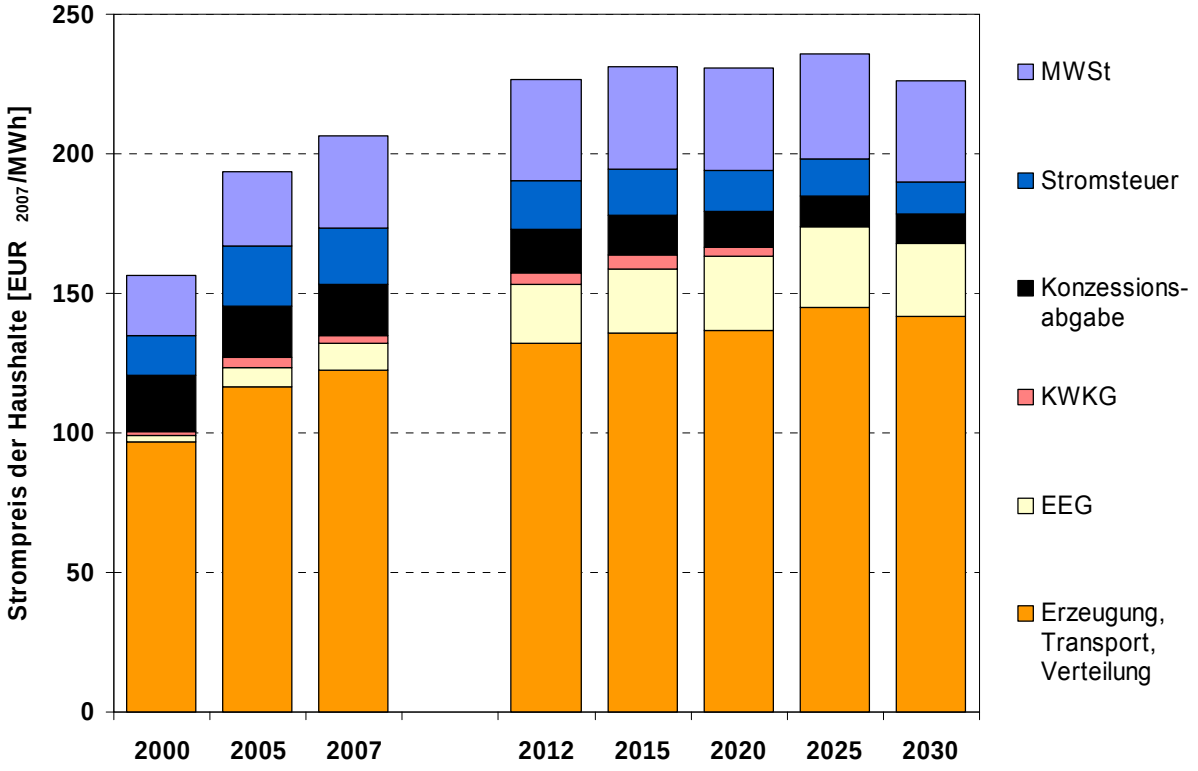


Abbildung 4.21: Entwicklung der Strompreise der Haushalte in der Referenzprognose (Ra)

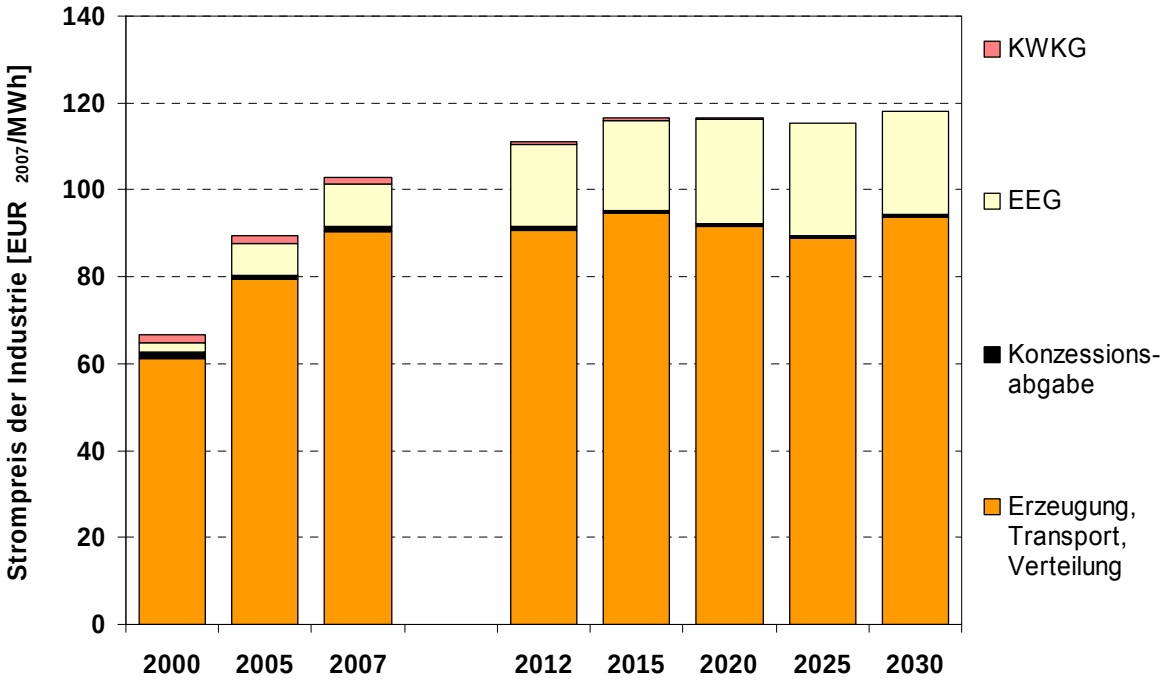


Abbildung 4.22: Entwicklung der Industriestrompreise in der Referenzprognose (Ra)

Exkurs: Sensitivitätsanalyse „CCS wird nicht marktfähig" (Ra_NoCCS)

Wie die Ergebnisse der Referenzprognose (Ra) zeigen, können Technologien mit CO_2-Abscheidung mit nachfolgendem Transport und Speicherung nach 2020 einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der CO_2-Emissionsreduktionsziele leisten. Diese Technologie steht derzeitig noch nicht für den großtechnischen Einsatz zur Verfügung. Bezüglich der Durchsetzung von CCS-Technologien am zukünftigen Energiemarkt bestehen Unsicherheiten sowohl hinsichtlich der Erreichung der notwendigen technischen und ökonomischen Parameter als auch der gesellschaftlichen Akzeptanz dieser Technologie. Dieser Exkurs stellt die Auswirkungen auf die Energieversorgung in Deutschland dar, sollten CCS-Kraftwerke sowie industrielle Anlagen mit CO_2-Abscheidung in Zukunft nicht marktfähig werden und lediglich die bestehenden und geplanten Pilot- und Demonstrationsanlagen (Schwarze Pumpe, Hürth und Jänschwalde) realisiert werden. Dabei wird angenommen, dass alle anderen energie- und umweltpolitischen Vorgaben denen der Referenzprognose (Ra) entsprechen.

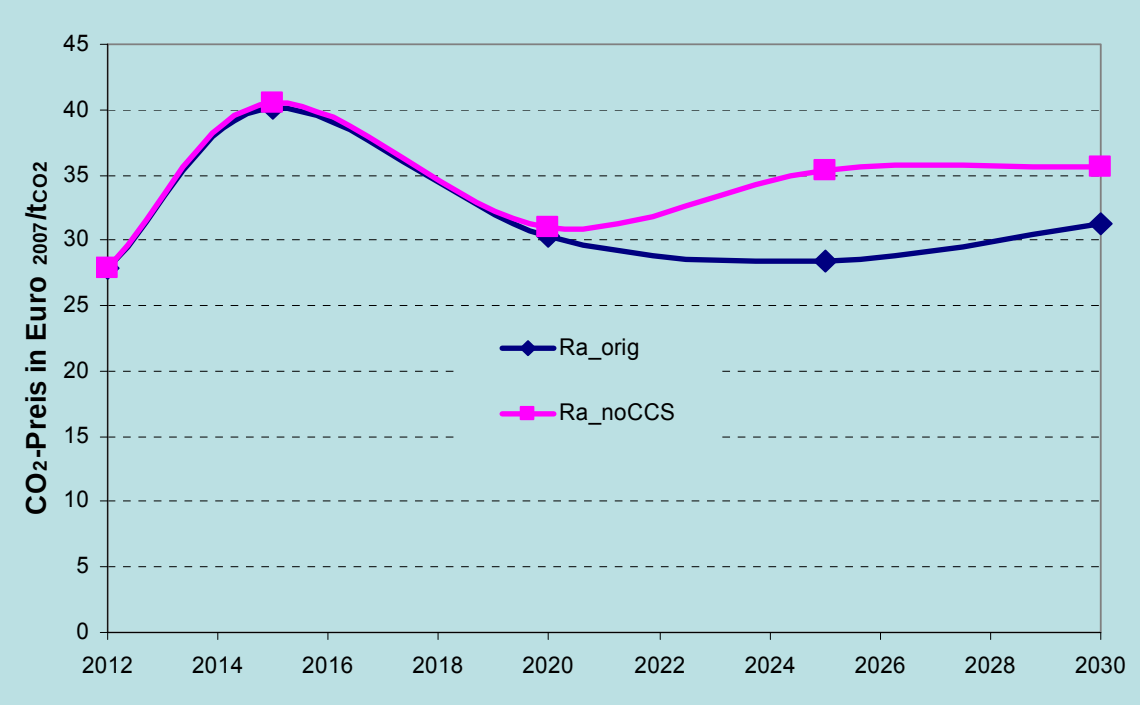


Abbildung 4.23: CO_2-Preis in der Referenzprognose (Ra) und in der Sensitivitätsanalyse „CCS wird nicht marktfähig" (Ra_NoCCS)

Sind CCS-Kraftwerke in Zukunft in allen europäischen Ländern nicht verfügbar, hat dies Auswirkungen auf die optimale Lastenverteilung der CO_2-Minderungspflicht innerhalb des Europäischen Emissionshandelssystems auf die beteiligten Länder. Verglichen mit der Referenzprognose (Ra) werden bei gleichem Reduktionsziel im Fall der europäischen Nichtverfügbarkeit der CCS- Technologie (Ra_NoCCS) in Deutschland 10 Mio. t CO_2 (2020), 37 Mio. t CO_2 (2025) bzw. 4 Mio. t CO_2 (2030) mehr emittiert. Die besonders starken Mehremissionen in den Jahren 2020 und 2025 zeigen, dass in der Referenzprognose (Ra) in Deutschland in diesem Zeitraum, verglichen mit anderen europäischen Ländern, CCS-Kraftwerke einen über-

durchschnittlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten und der Wegfall dieser Option zu einem deutlichen Anstieg der Emissionen führt. Der CO_2-Preis steigt gegenüber der Referenzprognose (Ra) um 0,8 €$_{2007}$/t CO_2 in 2020, um 6,9 €$_{2007}$/t CO_2 in 2025 und 4,3 €$_{2007}$/t CO_2 in 2030 (Abbildung 4.23). Auch die Strompreise in den Verbrauchssektoren steigen in dem Fall, dass CCS-Technologien nicht marktfähig werden. Der Anstieg der Strompreise der Haushalte bewegt sich im Zeitraum 2020 bis 2030 in einer Bandbreite von 4 bis 9 €$_{2007}$/MWh im Vergleich zur Referenzprognose (Ra).In der Industrie kommt es zu einem Anstieg der Strompreise um 1,9 €$_{2007}$/MWh in 2020, 8,6 in 2025 und 2,0 in 2030.

Durch die Erhöhung der Strompreise und die stärkere CO_2-Intensität der Stromerzeugung werden zusätzliche Energieeinsparmaßnahmen in den Verbrauchssektoren durchgeführt und weniger Strom genutzt. Der Nettostromverbrauch sinkt in der Sensitivität „CCS wird nicht marktfähig" (Ra_NoCCS) gegenüber der Referenzprognose (Ra) um 3 TWh in 2020, 7 TWh in 2025 und 17 TWh in 2030 (Abbildung 4.24). Die Reduktiondes Stromverbrauchs resultiert vor allem aus der Substitution von Strom im Industriesektor durch Erdgas sowie einer Zunahme des Erdgaseinsatzes und von Fernwärmeanwendungen bei den Haushalten.

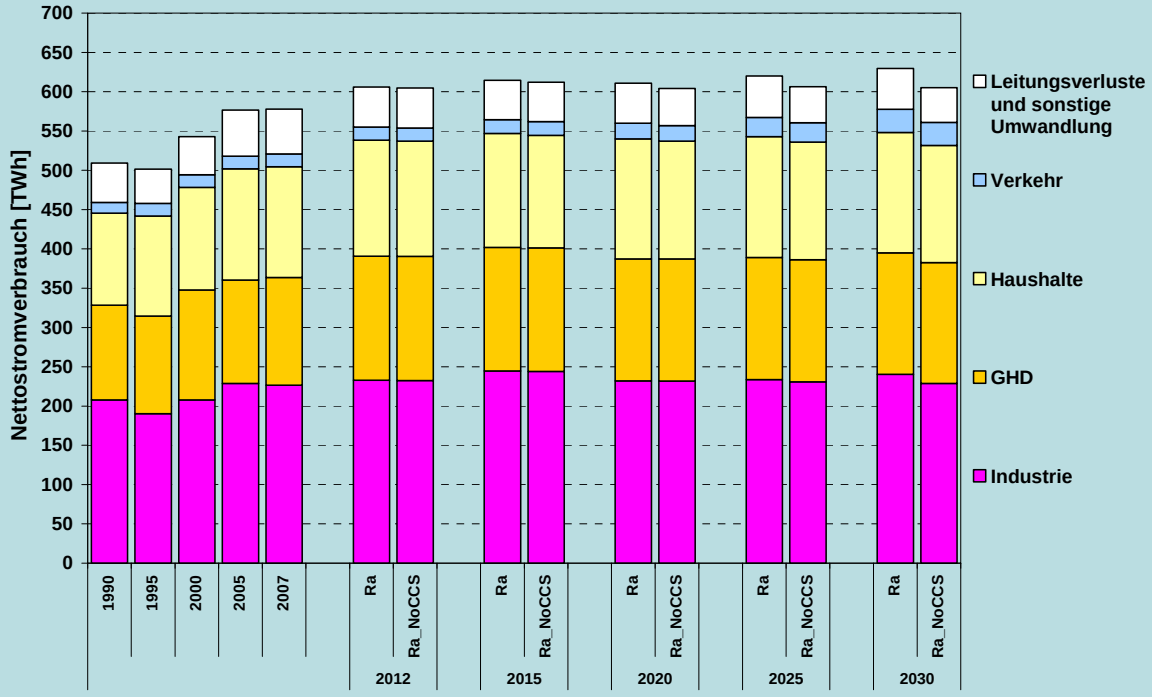


Abbildung 4.24: Nettostromverbrauch in der Referenzprognose (Ra) und in der Sensitivitätsanalyse „CCS wird nicht marktfähig" (Ra_NoCCS)

Entsprechend der Reduktion der Stromnachfrage verringert sich im Zeitraum nach 2020 ebenfalls die Strombereitstellung gegenüber der Referenzprognose (Ra) (Abbildung 4.25). Darüber hinaus steigen die Nettostromimporte um jeweils 3 TWh in 2020 und 2025 sowie 12 TWh in 2030 an. Damit liegt die inländische Stromerzeugung in 2030 im Fall, dass CCS-Technologien nicht marktfähig werden,

um 7 % unter der Stromerzeugung der Referenzprognose (Ra). Wie der Vergleich der Brennstoffstruktur der Stromerzeugung zeigt, würde eine Nichtverfügbarkeit von CCS-Kraftwerken einen verstärkten Einsatz von Erdgaskraftwerken zu Lasten der Kohleverstromung bewirken.In den Jahren 2020 und 2025 liegt die Kohlestromerzeugung in der Sensitivitätsanalyse „CCS wird nicht markfähig" (Ra_NoCCS) jeweils etwa 25 TWh unter dem Niveau der Referenzprognose (Ra) und in 2030 um knapp 70 TWh. Dabei wird primär die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken reduziert, was die Wichtigkeit der CCS-Technologie für diesen Energieträger unterstreicht.

In 2025 kommt es außerdem zu einem Anstieg der Stromerzeugungsmengen aus Steinkohlen, wodurch zusätzlich Braunkohlestrom-mengen substituiert werden. Etwa die Hälfte des Stroms aus fossilen Energieträgern wird im Jahr 2030 in Erdgaskraftwerken erzeugt. Damit steigt der Anteil von Erdgas an der gesamten Stromerzeugung auf 28 % in 2030.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung erfolgt entsprechend der hier angenommenen Fortführung der Fördermaßnahmen, so dass sich bezüglich der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien keine wesentlichen Änderungen zur Referenzprognose (Ra) ergeben. Aufgrund der geringeren Stromnachfrage erreichen Erneuerbare Energien einen Anteil von 38,5 % am Bruttostromverbrauch in 2030.

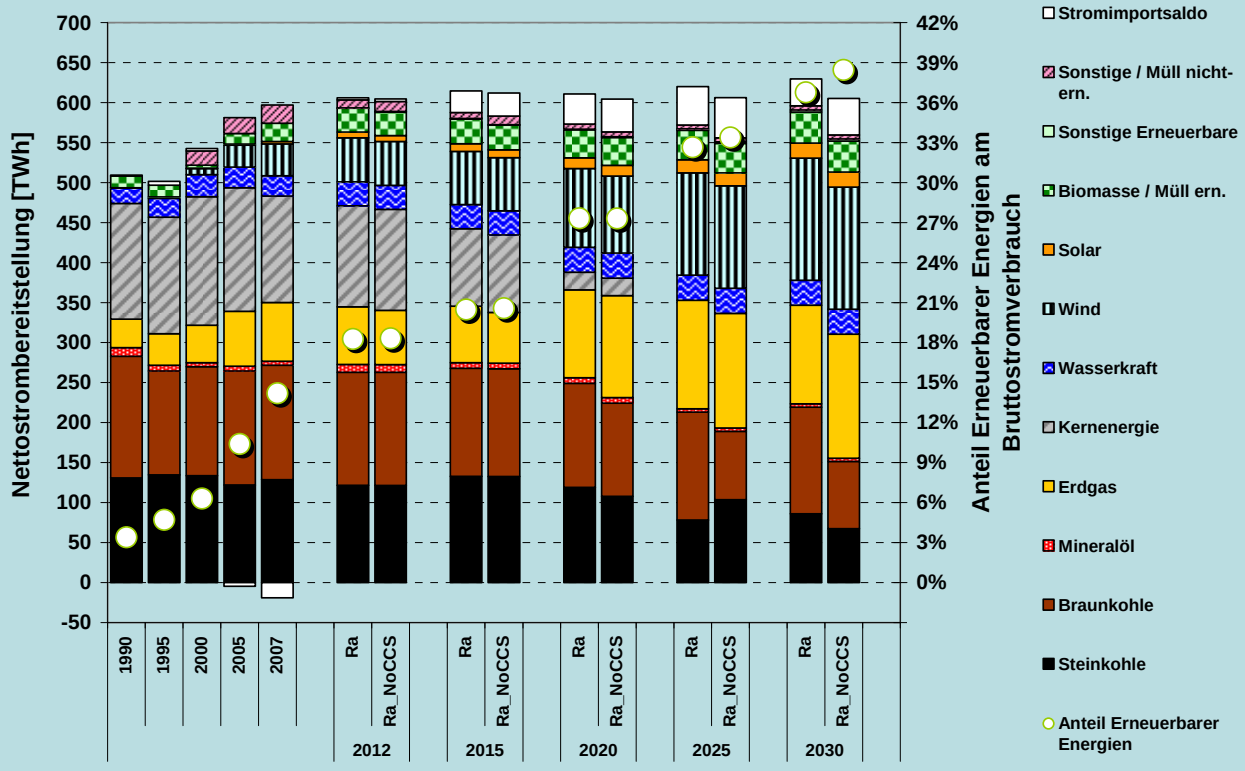


Abbildung 4.25: Nettostrombereitstellung in der Referenzprognose (Ra) und in der Sensitivitätsanalyse „CCS wird nicht marktfähig" (Ra_NoCCS)

Die KWK-Stromerzeugung verändert sich in der Sensitivität „CCS wird nicht markfähig" (Ra_NoCCS) gegenüber der Referenzprognose (Ra) nur geringfügig (+2 TWh in 2030). Durch die niedrigere inländische Stromerzeugung steigt jedoch der Anteil des KWK-Stroms an der Nettostromerzeugung im Vergleich zur Referenzprognose um 0,5 %-Punkte in 2020 auf 19,5 % und 1,6 %-Punkte in 2030 auf 21,6 %.

Die Energieproduktivität liegt in der Sensitivitätsanalye „CCS wird nicht markfähig" (Ra_NoCCS) langfristig mit 0,26 Mrd. €$_{2000}$/PJ$_{PEV}$ in 2030 über dem Niveau der Referenzprognose (Ra). Ursäch lich dafür sind die schlechteren Wirkungsgrade von CCS-Kraftwerken gegenüber Kraftwerken ohne CCS und der daraus resultierende zusätzliche Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung.

Kraft-Wärme-Kopplung

Unter Berücksichtigung der Fördermaßnahmen durch das KWK-Gesetz ergibt sich in der Referenzprognose (Ra) eine stetige Ausweitung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen von 76 TWh im Jahr 2007 auf 109 TWh bis 2020 und auf 118 TWh bis 2030 (Abbildung 4.26). Der Anteil der KWK-Stromerzeugung steigt von 13 % in 2007 auf 19 % in 2020 und 20 % in 2030. Für das Jahr 2020 bleibt damit der Anteil der KWK-Stromerzeugung unter dem angestrebten Ziel der Bundesregierung von 25 %.

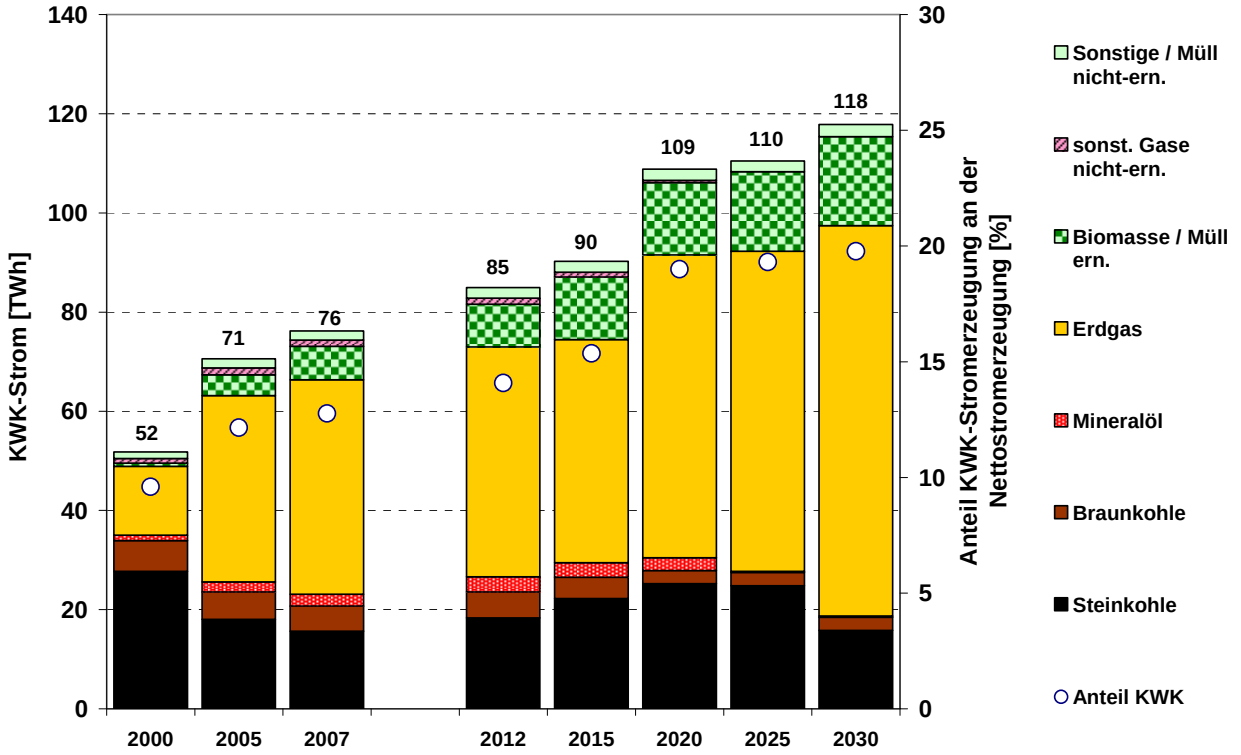


Abbildung 4.26: KWK-Stromerzeugung in der Referenzprognose (Ra)

Die Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen nimmt dabei weniger stark zu als die Stromerzeugung, was aus der höheren Stromkennzahl der neu zugebauten Anlagen resultiert. Hauptgrund für das Nichterreichen des KWK-Ziels ist der zu geringe Anstieg des Fernwärmeabsatzes, wodurch auch die KWK-Stromerzeugung begrenzt wird. Der relative Anteil der Fernwärme an der Raumwärmeversorgung steigt im Be-

trachtungszeitraum zwar überproportional, gleichzeitig wird die absolute Steigerung jedoch durch den insgesamt stark rückläufigen Energiebedarf für Raumwärme aufgrund verbesserter Wärmedämmung begrenzt.

Die Struktur der Energieträger, die zur Stromerzeugung in KWK-Anlagen eingesetzt werden zeigt bereits für 2007 einen starken Erdgasanteil von über 57 %. Erdgas kann auch zukünftig seine Rolle festigen und erreicht in der Referenzprognose (Ra) in 2030 ein Anteil von 67 %. Dabei kommt es zu einer verstärkten Stromerzeugung aus dezentralen Anlagen, wie beispielsweise Blockheizkraftwerken, deren Stromauskopplung sich von 12 TWh in 2007 auf 26 TWh in 2030 verdoppelt. Der Anteil des Stroms aus kohlebasierten KWK-Anlagen entwickelt sich von 27 % in 2007 auf 16 % in 2030, wobei Braunkohle eine untergeordnete Rolle spielt.

Die Erneuerbaren Energien zeigen einen Zuwachs ihres Anteils an der KWK-Stromerzeugung von 9 % (7 TWh) im Jahr 2007 bis 2030 auf ca. 15 % (18 TWh). Biomassen sowie erneuerbare Abfälle werden als Energieträger in der KWK-Stromerzeugung zunehmend wichtiger, was überwiegend auf staatliche Fördermaßnahmen (Erneuerbare Energien Gesetz) zurückzuführen ist.

Fernwärmeerzeugung

Die Auskopplung von thermischer Energie aus KWK-Anlagen und Kesselanlagen erfolgt entsprechend der unterschiedlichen Temperaturniveaus primär in Form von Prozesswärme bzw. -dampf für industrielle Anwendungen und Fernwärme für Haushalte und den GHD-Sektor. Die Fernwärmeerzeugung steigt in der Referenzprognose (Ra) von 327 PJ in 2007 auf ein Maximum von 386 PJ in 2025 und sinkt danach auf 379 PJ in 2030 ab. Die Bereitstellung von Fernwärme erfolgte in 2007 zu 85 % aus KWK-Anlagen, 14 % aus Heizwerken und zu 1 % durch Nutzung industrieller Abwärme. In der Referenzprognose (Ra) steigt die Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken bis zum Jahr 2030 auf 321 PJ, was, bezogen auf das Jahr 2007 (276 PJ), einem Zuwachs von 16 % entspricht. Dieser Anstieg ist vor allem auf die verstärkte Nutzung von Erdgasbefeuerten Heizkraftwerken sowie Biomasse und Müll-Heizkraftwerken zurückzuführen, die zusammen etwa einen Anteil von 76 % der Wärmeauskopplung in Heizkraftwerken im Jahr 2030 darstellen. Kohle-befeuerte Heizkraftwerke werden sukzessive durch Erdgas-KWK-Anlagen ersetzt und tragen im Jahr 2030 noch zu 24 % zur Wärmeauskopplung von Heizkraftwerken bei.

Die Wärmeerzeugung in Heizwerken erreicht in den Jahren 2012, 2015 und 2020 ein Niveau von etwa 55 PJ und sinkt danach auf 53 PJ in 2030. Die Fernwärmeerzeugung aus Erdgas-befeuerten Heizwerken steigt von 95 % in 2012 auf 98 % in 2030. Kohle-gefeuerte Heizwerke tragen in 2012 mit 4 % zur Fernwärmeerzeugung in Heizwerken bei. Diese Anlagen gehen jedoch bis 2020 vom Netz, so dass nach 2020 keine Fernwärme in Kohle-Heizwerken erzeugt wird. Sonstige Energieträger und Biomasse kommen in Heizwerken nur zu einem geringen Anteil (maximal 2 %) zum Einsatz.

Raffinerien

Die Destillationskapazität deutscher Raffinerien bleibt in der Referenzprognose bis zum Jahr 2030 annähernd konstant auf dem aktuellen Niveau von 118 Mio. t (Destillationskapazität zum Jahresende

2008). Der gleichzeitig rückläufige Inlandsabsatz von Mineralölprodukten führt dazu, dass es je nach Produkt zu einem Rückgang der Nettoimporte bzw. einem Anstieg der Nettoexporte kommt. Im Fall der anteilmäßigen Hauptprodukte Benzin (Ottokraftstoffe und Rohbenzin) und Dieselkraftstoff steigen die Nettoexporte zwischen 2006 und 2030 von -154 PJ auf 676 PJ (Benzin) bzw. von 211 PJ auf 572 PJ (Dieselkraftstoff). Während die Absatzmärkte für den Export von Dieselkraftstoff überwiegend im europäischen Ausland liegen, wird Benzin hauptsächlich in andere Weltregionen exportiert, da der Bedarf an Ottokraftstoffen innerhalb Europas wie in Deutschland abnimmt. Dabei wird vorausgesetzt, dass weltweit auch zukünftig ein Absatzmarkt für in Deutschland und Europa überschüssig produziertes Benzin besteht. Zwar werden im asiatischen Raum derzeit Raffineriekapazitäten in erheblichem Umfang neu errichtet, die das Angebot künftig erhöhen. Zugleich lassen jedoch die hohen Wachstumsraten bei Pkw-Neuzulassungen in den Entwicklungs- und Schwellenländern einen deutlichen Nachfrageanstieg erwarten.

Innerhalb des Produktenspektrums kommt es zu Verschiebungen, die im Wesentlichen Veränderungen der Inlandsnachfrage nach Mineralölprodukten sowie Veränderungen der Nachfrage innerhalb Europas Rechnung tragen. Insbesondere die Produktion von Benzin wird aufgrund des kontinuierlichen Einsatzrückgangs im Pkw-Verkehr weiter zurückgefahren und liegt im Jahr 2030 bei 1 304 PJ gegenüber 1 531 PJ im Jahr 2006. Im Gegenzug steigt die Produktion von Mitteldestillaten im gleichen Zeitraum um insgesamt 308 PJ an. Innerhalb der Mitteldestillate kommt es zudem zu einer Verschiebung von Heizöl hin zu Dieselkraftstoff und Kerosin. Gründe hierfür sind der rückläufige Heizöleinsatz zur Raumwärmeerzeugung bei gleichzeitig unverändert hohem Dieselabsatz und steigendem Kerosinabsatz im Verkehrssektor. Als Folge legt die Produktion von Dieselkraftstoffen um 18 % (+262 PJ) zu, die Kerosinproduktion um 62 % (+117 PJ), während die Produktion von leichtem Heizöl um 5 % (-67 PJ) abnimmt.

Die Anpassung des Produktenspektrums der Raffinerien an die sich ändernde Nachfrage erfordert teilweise Investitionen in zusätzliche Konversionstechnologien, die es insbesondere ermöglichen, den Anteil schwerer Mineralölprodukte zu Gunsten hochwertigerer leichter Produkte zu reduzieren. Die Erweiterung bereits installierter Konversionsverfahren um zusätzliche Komponenten, wie z. B. katalytische Entmetallisierung, Rückstandshydrierung oder Rückstandsvergasung, führt zur Entstehung von Konversionskomplexen mit hoher Flexibilität bezüglich der erzeugten Produkte.

Die Produktionsentwicklungen im deutschen Raffineriesektor repräsentieren in weiten Teilen die Entwicklungen im europäischen Raffineriesektor. Auch diese zeichnen sich durch eine annähernd konstante Destillationskapazität und Verschiebungen im Produktspektrum durch Erhöhung der Konversionskapazität hin zu mehr Mitteldestillaten aus. Aufgrund des stärkeren Nachfrageanstiegs nach Dieselkraftstoffen im europäischen Verkehrssektor lässt sich die Flexibilität der bestehenden Raffinerien durch zusätzliche Konversionstechnologien jedoch nicht ausreichend steigern, um die aktuell bereits vorhandenen Produktionsengpässe bei Dieselkraftstoffen zu kompensieren. Im Gegensatz zum deutschen Raffineriesektor sind daher auf europäischer Ebene zusätzliche Investitionen in neue Raffineriekapa-

zitäten erforderlich, wenn die Importabhängigkeit bei Dieselkraftstoffen reduziert werden soll. Der aktuelle Status der EU als Nettoexporteur von Ottokraftstoffen bleibt hingegen aufgrund der rückläufigen Nachfrage im Verkehrssektor auch zukünftig erhalten.

Nichtenergetischer Verbrauch

Kohlenstoffhaltige Energieträger werden nicht nur für energetische Zwecke zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen eingesetzt, sondern auch als Nichtenergetischer Verbrauch stofflich genutzt. Dabei entfallen heute mehr als 75 % des Nichtenergetischen Verbrauchs fossiler Rohstoffe als Inputfaktoren auf die Chemische Industrie, weitere 20 % sind dem Straßenbau und dem Baugewerbe zugeordnet und der Rest entfällt auf die Herstellung spezieller Produkte.

Für die Schätzung der zukünftigen Entwicklung des Nichtenergetischen Verbrauchs wird davon ausgegangen, dass der Verbrauchsanteil der Chemischen Industrie an die Wachstumsrate der Produktion gekoppelt ist. Für den restlichen Teil des Nichtenergetischen Verbrauchs wird entsprechend der Entwicklung im Verkehrssektor und im Baugewerbe von einem gleich bleibenden Wert ausgegangen. Damit ergibt sich in der Referenzprognose im Jahr 2012 ein Nichtenergetischer Verbrauch von 1 030 PJ und im Jahr 2020 von 1 047 PJ sowie von 1 018 PJ in 2030 Tabelle 4.3).

Tabelle 4.3: Entwicklung des Nichtenergetischen Verbrauchs nach Energieträgern in der Referenzprognose (Ra)

	1995	2000	2005		2012	2015	2020	2025	2030
Kohlen	28	28	11		8	8	8	9	9
Mineralölprodukte	861	960	947		936	944	952	942	927
Naturgase	75	80	89		86	86	86	84	81
Insgesamt	**963**	**1068**	**1046**		**1030**	**1039**	**1047**	**1035**	**1018**

Bei den einzelnen Energieträgern werden auch zukünftig das Naphta (Rohbenzin) und die anderen Mineralölprodukte (Bitumen usw.) den größten Teil des Nichtenergetischen Verbrauchs ausmachen, wenn auch ihre Bedeutung zurückgehen wird. Die Kohlen werden zukünftig mit geringen Versorgungsbeiträgen zur Deckung des Nichtenergetischen Verbrauchs genutzt. Die beiden Mineralölprodukte Flüssiggas und Raffineriegas, die in den letzten Jahren einen sehr wechselnden Beitrag zum Nichtenergetischen Verbrauch aufgewiesen haben, werden zukünftig einen leicht wachsenden Anteil des Nichtenergetischen Verbrauchs abdecken.

4.4 Primärenergieverbrauch

In der Referenzprognose bei Kernenergieausstieg sinkt der Primärenergieverbrauch von rund 14 000 PJ im Jahr 2007 auf ca. 11 980 PJ im Jahr 2020 bzw. rund 11 020 PJ im Jahr 2030, was einer Reduktion um 14 % in 2020 bzw. 21 % bis zum Jahr 2030 gegenüber 2007 entspricht. Hierbei reduziert sich der Anteil der Kohlen am Primärenergieverbrauch von ca. 26 % im Jahr 2007 auf 21 % in 2030, während Mineralöl, trotz eines absoluten Verbrauchsrückgangs mit einem relativ konstanten Anteil von ungefähr 35 % der wichtigste Primärenergieträger bleibt. Entgegen dem Trend der letzten Jahre nimmt der Primärenergieverbrauch an Naturgas von ca. 3 118 PJ in 2007 bis 2020 um ca. 372 PJ auf rund 2 746 PJ bzw. um

rund 428 PJ auf ca. 2 690 PJ bis zum Jahr 2030 ab.

Der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch erhöht sich bis 2020 auf 13,7 % und bis 2030 auf 16,5 %, im Vergleich zu 6,9 % im Jahr 2007. Insbesondere der relative Anteil von Windenergie nimmt hier deutlich zu. Der Beitrag der regenerativen Energien zum Endenergieverbrauch (inklusive der Versorgungsbeiträge aus Strom und Fernwärme) erreicht im Jahr 2020 16,2 % sowie im Jahr 2030 knapp über 20 %. Bei den EEG-Vergütungszahlungen kommt es bis 2030 zu einer Erhöhung der realen Vergütungssumme auf 14,57 Mrd. $€_{2007}$.

Die Energieproduktivität erhöht von 2007 bis 2020 (2030) im Durchschnitt um 2,14 % (2,00 %) pro Jahr.

Im Folgenden wird der sich aus der Entwicklung des Endenergieverbrauchs, der Strombereitstellung und des Verbrauchs im übrigen Umwandlungsbereich ergebende Primärenergieverbrauch in Deutschland diskutiert. Zudem wird auf die Bilanz bei den Erneuerbaren Energien und die Entwicklung der Energieproduktivität eingegangen.

Primärenergieverbrauch insgesamt

Basierend auf den Rahmenannahmen der Referenzprognose bei Kernenergieausstieg sinkt der Primärenergieverbrauch von rund 14 000 PJ im Jahr 2007 auf circa 11 980 PJ im Jahr 2020 bzw. rund 11 020 PJ im Jahr 2030 (Abbildung 4.27 und Tabelle 4.4). Dies entspricht einer Reduktion um 14 % in 2020 bzw. 21 % bis zum Jahr 2030 gegenüber 2007

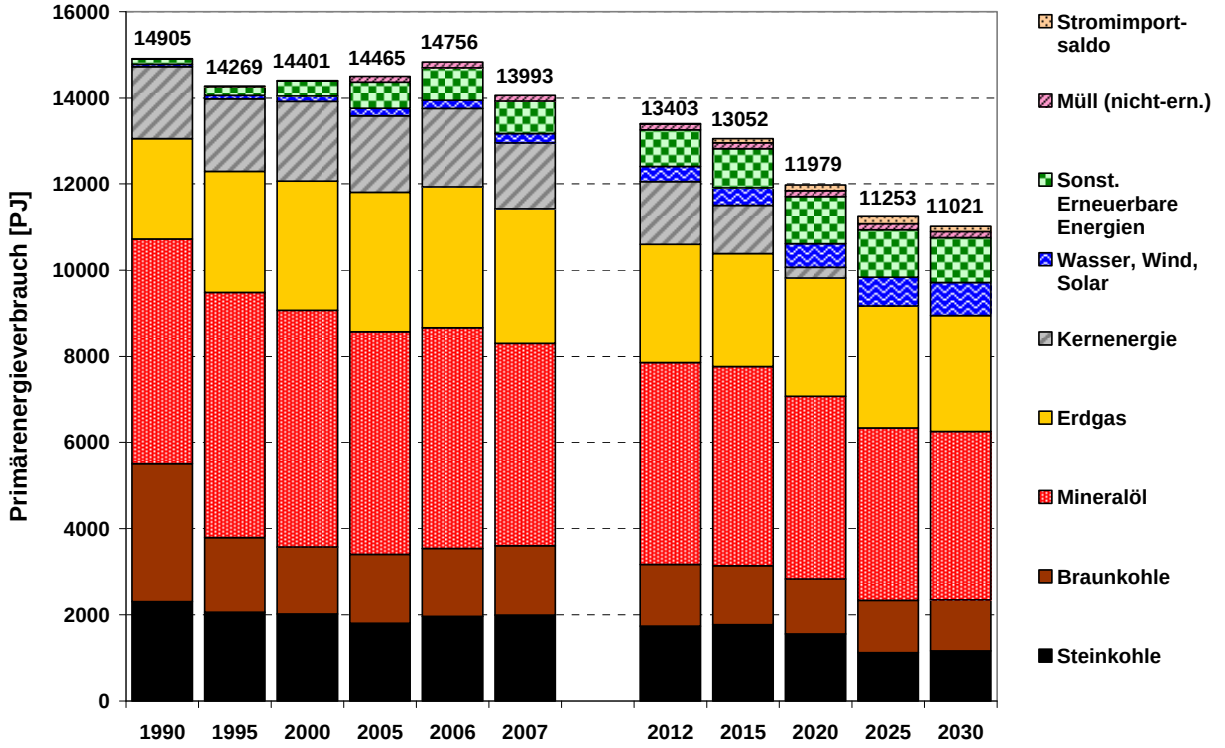


Abbildung 4.27: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern in der Referenzprognose (Ra)

Tabelle 4.4: Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland in der Referenzprognose (Ra)

PJ	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Steinkohle	1990	1740	1774	1556	1121	1163
Braunkohle	1612	1425	1365	1272	1217	1184
Mineralöl	4701	4689	4626	4244	3999	3904
Gase	3118	2749	2623	2746	2833	2690
Kernenergie	1533	1449	1111	250	0	0
Wasser, Wind, Solar	217	354	410	547	668	773
Sonst. Erneuerbare	757	850	908	1090	1104	1047
Müll (nicht-ern.)	133	137	137	138	138	139
Stromimport	-68	9	97	136	172	121
Summe	**13993**	**13403**	**13052**	**11979**	**11253**	**11021**

%	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Steinkohle	14,2	13,0	13,6	13,0	10,0	10,6
Braunkohle	11,5	10,6	10,5	10,6	10,8	10,7
Mineralöl	33,6	35,0	35,4	35,4	35,5	35,4
Gase	22,3	20,5	20,1	22,9	25,2	24,4
Kernenergie	11,0	10,8	8,5	2,1	0,0	0,0
Wasser, Wind, Solar	1,5	2,6	3,1	4,6	5,9	7,0
Sonst. Erneuerbare	5,4	6,3	7,0	9,1	9,8	9,5
Müll (nicht-ern.)	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3
Stromimport	-0,5	0,1	0,7	1,1	1,5	1,1
Summe	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

Hierbei reduziert sich der Anteil der Kohlen am Primärenergieverbrauch von ca. 26 % im Jahr 2007 auf 21 % im Jahr 2020 bzw. von 3 602 PJ auf rund 2 828 PJ. Der Verbrauch an Mineralölen sinkt von 4 701 PJ in 2007 auf rund 4 244 PJ in 2020 bzw. auf ca. 3 904 PJ in 2030. Entgegen dem Trend der letzten Jahre nimmt der Primärenergieverbrauch an Naturgas von ca. 3 118 PJ in 2007 bis 2020 um ca. 372 PJ auf rund 2 746 PJ bzw. um rund 428 PJ auf ca. 2 690 PJ bis zum Jahr 2030 ab. Basierend auf der Vereinbarung bezüglich des Auslaufens der Kernenergie verringert sich der Beitrag der Kernenergie von 1 533 PJ in 2007 auf rund 250 PJ im Jahr 2020 und im Anschluss daran auf Null. Der Primärenergieverbrauch der „Sonstigen" (Biomasse, Müll) und von Wasser, Wind und Solar steigt im Vergleich dazu zwischen 2007 und 2020 (2030) um 668 PJ (852 PJ) bzw. auf 1 775 PJ (1 958 PJ) an.

Bilanz der Erneuerbaren Energien

An dieser Stelle soll nun noch etwas genauer auf den Beitrag der erneuerbaren Energieträger zum Primär- bzw. Endenergieverbrauch eingegangen werden.

Der Anteil der regenerativen Energien am Primärenergieverbrauch erhöht sich im Betrachtungszeitraum von 974 PJ (2007) auf 1 637 PJ (2020) bzw. auf 1 820 PJ (2030). Demnach werden 2030 16,5 % des Primärenergieverbrauchs aus Erneuerbaren Energien gedeckt, im Vergleich zu 7 % im Jahr 2007. Während der Einsatz von Wasserkraft nur noch geringfügig gesteigert werden kann, kommt es bei Windenergie nahezu zu einer Verdreifachung des Energieverbrauchs. Dadurch nimmt der relative Anteil der Windenergie am gesamten Primärenergieverbrauch aus Erneuerbaren Energien von knapp 15 % in 2007 auf 30 % in 2030 zu. Im gleichen Zeitraum reduziert sich der Anteil von Biomasse aufgrund der unterdurchschnittlichen Zuwachsraten von 74 % auf 49 %. Auch bei Photovoltaik, Solarthermie, sowie

bei der Nutzung von Erd- und Umgebungswärme können hohe Wachstumsraten erzielt werden. Zusammengenommen beläuft sich ihr Beitrag zum Primärenergieverbrauch aus Erneuerbaren Energien 2030 auf beinahe 16 %.

Tabelle 4.5: Beitrag der Erneuerbaren Energien zum Primärenergieverbrauch in Deutschland in der Referenzprognose (Ra)

PJ	2007	2012	2020	2030
Wasserkraft	74	83	88	88
Windkraft	143	198	355	550
Photovoltaikanlagen	11	27	48	68
Biomasse*	723	753	942	886
Geothermie	1	26	42	65
Solarthermie	14	45	56	67
Umgebungswärme	8	73	106	96
Summe	**974**	**1205**	**1637**	**1820**

%	2007	2012	2020	2030
Wasserkraft	7,7	6,9	5,4	4,8
Windkraft	14,6	16,5	21,7	30,2
Photovoltaikanlagen	1,1	2,2	2,9	3,7
Biomasse*	74,3	62,5	57,5	48,7
Geothermie	0,1	2,2	2,6	3,6
Solarthermie	1,4	3,8	3,4	3,7
Umgebungswärme	0,8	6,1	6,5	5,3
Summe	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

*inkl. erneuerbare Abfälle

Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen. Definiert ist der Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) als die Summe aus Endenergieverbrauch, Übertragungs- und Verteilungsverlusten und dem Eigenbedarf der Strom- und Fernwärmeerzeugung. Zum einen werden Erneuerbare Energieträger in den verschiedenen Endverbrauchssektoren direkt eingesetzt, etwa als Holzpellets in Heizkesseln zur dezentralen Raumwärmeerzeugung oder in Form von Biokraftstoffen. Des Weiteren müssen bei Bestimmung des Beitrags der Erneuerbaren Energien zum Bruttoendenergieverbrauch jedoch auch die Anteile berücksichtigt werden, die sich aus dem Verbrauch von Strom und Fernwärme, bei deren Erzeugung erneuerbare Energieträger zum Einsatz gekommen sind, ergeben.

Der Beitrag der Erneuerbaren Energien zum Bruttoendenergieverbrauch unter Berücksichtigung der Versorgungsbeiträge in der Stromerzeugung sowie in der Nah- und Fernwärmeversorgung steigt zwischen den Jahren 2007 und 2030 kontinuierlich von 801 PJ auf 1 620 PJ an (Abbildung 4.28). Dadurch erhöht sich ihr relativer Beitrag zum Bruttoendenergieverbrauch von 9 % im Jahr 2007 auf 16 % im Jahr 2020 und 20 % im Jahr 2030. Das für 2020 gesetzte Ziel, den Anteil der regenerativen Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 18 % auszuweiten, wird in der Referenzprognose erst 2025 erreicht.

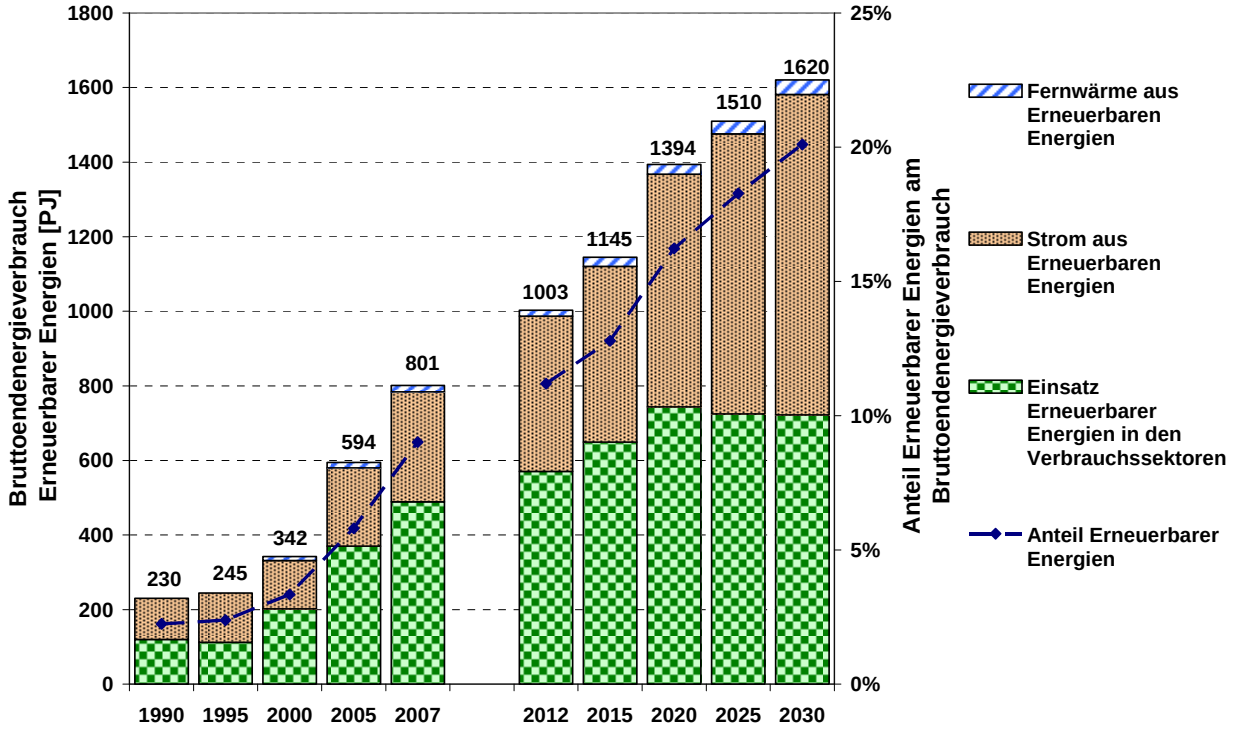


Abbildung 4.28: Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch in der Referenzprognose (Ra)

Der direkte Einsatz Erneuerbarer Energien in den Endnachfragesektoren belief sich 2007 auf 489 PJ. Bedingt durch den Rückgang des Einsatzes von Erneuerbaren Energien in Form von reinen Biokraftstoffen im Verkehr beträgt der Anstieg zwischen 2007 und 2012 nur 82 PJ. Bis zum Jahr 2020 steigt der direkte Einsatz der Erneuerbaren auf 743 PJ an. Hauptsächlich durch die verminderte Nachfrage nach Raumwärme in den Haushalten und im GHD-Sektor kommt es zu einem leichten Rückgang auf 722 PJ bis zum Jahr 2030.

In 2030 entfallen etwa 40 % des direkten Verbrauchs erneuerbarer Energieträger auf den Haushaltssektor. Dabei handelt es sich größtenteils um Biomasse, insbesondere Holz, zur Bereitstellung von Raumwärme. Infolge des künftig sinkenden Raumwärmebedarfs verringert sich der Einsatz von Biomasse im Haushaltssektor von 192 PJ in 2006 auf 157 PJ in 2030. Der Beitrag der Solarthermie zur Deckung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs der Haushalte steigt hingegen kontinuierlich von circa 8 PJ im Jahr 2006 auf 32 PJ im Jahr 2020 und auf 39 PJ im Jahr 2030 an. Ein noch stärkeres Wachstum liegt bei der Nutzung der Umgebungswärme im Haushaltssektor mit Hilfe von Wärmepumpen mit einem Anstieg von circa 5 PJ in 2006 auf 81 PJ in 2030 vor. Darüber hinaus wird in Zukunft im Haushaltsbereich zur Deckung des Wärmebedarfs auch die Geothermie herangezogen. Bis 2030 erhöht sich ihr Einsatz moderat auf etwa 15 PJ.

Auch im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen ist im Betrachtungszeitraum eine Zunahme des direkten Verbrauchs Erneuerbarer Energien zu beobachten, von circa 18 PJ im Jahr 2007 auf 73 PJ im Jahr 2030. Davon entfallen 2030 18 PJ auf Biomasse, 28 PJ auf Solarthermie, und 27 PJ auf Geothermie und Wärmepumpen, die auch zunehmend zur

Deckung des Kühlungsbedarfs im GHD-Sektor eingesetzt werden. Der Verbrauch erneuerbarer Energieträger in der Industrie beschränkt sich auf den Einsatz von Biomasse (inklusive des biogenen Anteils des Mülls) zur Wärme- und Dampferzeugung und steigt von 114 PJ in 2007 auf 175 PJ in 2030. Der Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehrssektor richtet sich nach den gesetzlichen Mindestquoten und steigt nach einem leichten Rückgang zwischen 2008 (155 PJ) und 2012 (132 PJ) bis 2030 auf 181 PJ.

Angesichts des deutlichen Ausbaus der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger (Abschnitt 3.7) steigt der Beitrag der Erneuerbaren Energien zum Bruttoendenergieverbrauch, der sich über den Stromverbrauch der Endnachfragesektoren ergibt, kontinuierlich an und beträgt 37 % im Jahr 2007, 45 % im Jahr 2020 und im Jahr 2030 53 % des gesamten Anteils der regenerativen Energien am Bruttoendenergieverbrauch. Der Beitrag, der aus der Nutzung von Fernwärme aus Erneuerbaren Energien resultiert, bleibt im Betrachtungszeitraum vergleichsweise gering. Fernwärme aus Erneuerbaren Energien wächst von 17 PJ in 2007 auf 39 PJ in 2030.

Tabelle 4.6 gibt einen Überblick über die Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen, die sich entsprechend des EEG (unter Berücksichtigung der Novellierung von 2004 und 2009) ergibt. Für Offshore Windkraftanlagen wird abweichend von den Bestimmungen des EEG angenommen, dass keine Degression auf die Vergütungssätze vorgenommen wird und dass die erhöhte Anfangsvergütung über die gesamten 20 Jahre gezahlt wird. Aus der deutlichen Steigerung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien in der Referenzprognose resultiert eine erhebliche Erhöhung der EEG-Vergütungszahlungen. Insgesamt kommt es zwischen 2008 und 2025 zu einer Erhöhung der Fördersumme um 78 % von 8,77 Mrd. €$_{2007}$ auf 15,60 Mrd. €$_{2007}$. Bis 2030 sinken die Vergütungszahlungen geringfügig auf 14,57 Mrd. €$_{2007}$.

Gleichzeitig verschieben sich in diesem Zeitraum die Anteile der einzelnen geförderten Energieträger merklich. Während 2008 mit 40 % noch der größte Teil der Förderung auf Onshore Windkraftanlagen entfiel, müssen 2030 circa 43 % für Offshore Windkraftanlagen aufgebracht werden. Aufgrund der Degression der Vergütungssätze bei gleichzeitig relativ geringem Ausbau ist bei der Wasserkraft bis 2030 ein deutlicher Rückgang der EEG-Vergütung zu beobachten. Die Vergütungssummen für Biomasse und Photovoltaik steigen noch bis 2020 auf 3,35 Mrd. €$_{2007}$ bzw. 3,52 Mrd. €$_{2007}$ an. Im Jahr 2030 entfallen knapp 15 % der Vergütungszahlungen auf Biomasse und 19 % auf Photovoltaik.

Hinsichtlich der Erzeugung von Biomasse werden bei der Energieprognose 2009 für die nachwachsenden Rohstoffe Potenziale entsprechend der verfügbaren landwirtschaftlichen Freiflächen vorgegeben, die für unterschiedliche Arten der Biomassenutzung zueinander in Konkurrenz stehen. Im Betrachtungszeitraum beschränkt sich die Biomasseproduktion in Deutschland weitgehend auf Raps und Holz. 2012 beläuft sich der Energiegehalt des erzeugten Rapses in der Referenzprognose auf knapp 61 PJ, verglichen mit einem Gesamtpotenzial von 134 PJ. Bis 2030 steigt der Energiegehalt des erzeugten Rapses auf 120 PJ und deckt damit knapp die Hälfte des gesamten verfügbaren Anbaupotenzials auf landwirtschaftlichen Freiflächen ab. Die Holzproduktion

(zur energetischen Nutzung) aus der Forstwirtschaft ist auf 270 PJ pro Jahr beschränkt. Darüber hinaus kann die Holzproduktion jedoch auch auf landwirtschaftliche Freiflächen ausgeweitet werden und steht dann in Konkurrenz zur Erzeugung anderer Arten von Biomasse. 2012 beläuft sich die Holzproduktion in Deutschland in der Referenzprognose auf 528 PJ sowie auf 570 PJ in 2030. Abzüglich der 270 PJ aus forstwirtschaftlicher Erzeugung, belegt die Holzproduktion auf landwirtschaftlichen Freiflächen 2012 weitere 52 % sowie 2030 weitere 29 % des gesamten Anbaupotenzials für Biomasse in Deutschland.

Tabelle 4.6: Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen (in Mrd. $€_{2007}$) in der Referenzprognose (Ra)

	2008	2012	2015	2020	2025	2030
Wind, onshore	3,49	3,61	3,60	3,57	3,42	3,08
Wind, offshore	0,00	0,77	1,65	3,34	5,45	6,27
Biomasse	2,57	3,34	3,27	3,35	2,97	2,15
Gase	0,16	0,11	0,10	0,09	0,07	0,05
Wasser	0,37	0,34	0,32	0,29	0,11	0,02
Photovoltaik	2,19	3,00	3,38	3,52	3,40	2,78
Geothermie	0,00	0,08	0,07	0,11	0,19	0,24
Summe	**8,77**	**11,24**	**12,39**	**14,27**	**15,60**	**14,57**

Energieproduktivität

Als Maßstab für die Energieproduktivität wird typischerweise das Verhältnis von Bruttoinlandsprodukt (BIP) zu Primärenergieverbrauch (PEV) gebildet. Während im Folgenden eine kurze Beschreibung des Verlaufs der Energieproduktivität in der Referenzprognose (Ra) erfolgt, findet eine intensivere Diskussion in der Gegenüberstellung von Referenzprognose mit Kernenergieausstieg (Ra) und der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) in Abschnitt 5.6 statt.

Über den gesamten Betrachtungszeitraum (2012 bis 2030) ergibt sich in der Referenzprognose eine kontinuierliche Steigerung der Energieproduktivität in Deutschland von 0,17 Mrd. $€_{2000}$ je PJ_{PEV} auf 0,25 Mrd. $€_{2000}/PJ_{PEV}$. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung von 2,29 %/a (2012-2030). Bezogen auf den Ausgangswert von 2007 (0,16 Mrd. $€_{2000}$ je PJ_{PEV}) resultiert für den Zeitraum von 2007 bis 2020 im Durchschnitt eine Steigerungsrate der Energieproduktivität von 2,14 %/a, zwischen 2007 und 2030 von 2,00 %/a.

Um die Entwicklung der Energieeffizienz auf sektoraler Ebene näher beleuchten zu können, wird auf die Effizienzindikatoren aus Tabelle 10.2 (Anhang A) zurückgegriffen, die Energieintensitätsmaße sind. In der Industrie verringert sich der Endenergieverbrauch pro Einheit Bruttoinlandsprodukt von 1 090 TJ/Mrd. $€_{2000}$ in 2007 auf 766 TJ/Mrd. $€_{2000}$ in 2030, was einer Verringerung um knapp 30 % entspricht. Auch im Bereich der privaten Haushalte verringert sich die Energieintensität (Endenergieverbrauch der Haushalte pro Quadratmeter Wohnfläche) deutlich, von 639 MJ/qm (nicht temperaturbereinigt) in 2007 auf circa 495 MJ/qm in 2030. Der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch eines Pkws reduziert sich zwischen 2007 und 2030 von 8,0 auf 4,9 Liter (Benzinäquivalent) pro 100 km.

4.5 Emissionen

Der Treibhausgas (THG) -Ausstoß verringert sich in der Referenzprognose bis zum Jahr 2012 um 24,5 % gegenüber 1990, womit Deutschland seine im Kyoto-Protokoll festgeschriebene Reduktionsverpflichtung um 21 % deutlich übererfüllt. Im weiteren Verlauf sinken die THG-Emissionen bis 2020 um 34,2 % sowie bis 2030 um 44,0 % bezogen auf 1990. Die größte Emissionsminderung entfällt dabei auf den Umwandlungssektor. In den ETS-Sektoren in Deutschland reduzieren sich die CO_2-Emissionen bis 2020 gegenüber 2005 um 19,7 %.

Im Vergleich zum europäischen Emissionsreduktionsziel des ETS-Sektors von 21 % bedeutet dies, dass ein kleiner Teil der Reduktionsverpflichtung durch den Zukauf von Emissionszertifikaten erfüllt wird. Die CO_2-Reduktion im Nicht-ETS-Sektor beträgt in Deutschland im Jahr 2020 22,8 %, d. h., das nationale Ziel der Reduktion um 14 % wird durch die bisher eingeleiteten oder absehbaren Politikmaßnahmen in der Referenzprognose deutlich übertroffen.

CO_2- und Treibhausgas-Emissionen

Im Jahr 2012 beträgt die Reduktion der THG-Emissionen gegenüber 1990 in Deutschland in der Referenzprognose 24,5 %. Damit wird die im Rahmen des Kyoto-Protokolls für Deutschland festgeschriebene Reduktionsverpflichtung um 21 % deutlich übertroffen. In den folgenden Jahren sinken die THG-Emissionen gegenüber 1990 weiter, um 34,2 %, bis 2020 und 44,0 % bis 2030 (Abbildung 4.29).

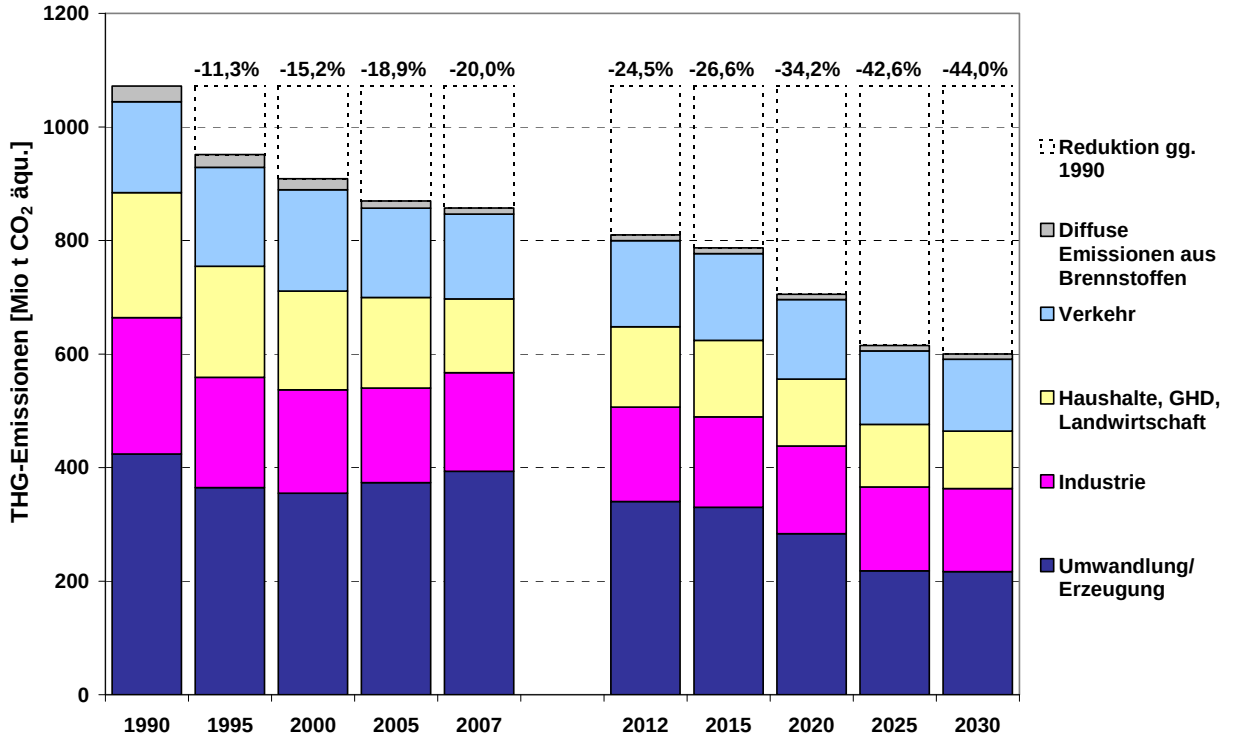


Abbildung 4.29: Entwicklung der CO_2-Emissionen in Deutschland nach Sektoren in der Referenzprognose (Ra)

Der Umwandlungsbereich leistet im Betrachtungszeitraum den größten Beitrag zur Emissionsreduktion. Zwischen 1990 und 2030 kommt es hier nahezu zu einer Halbierung des THG-Ausstoßes. Im Zeitraum von 2007 bis 2020 beträgt die Emissionseinsparung 110 Mio. t CO_2 äqu., bis 2030 177 Mio. t CO_2 äqu. Dadurch verringert sich der relative Anteil des Umwandlungssektors an den THG-Emissionen von 46 % in 2007 auf 36 % in 2030. Der Emissionsausstoß in der Industrie (inklusive der prozessbedingten CO_2-Emissionen) reduziert sich zwischen 2007 und 2020 um 19 Mio. t CO_2 äqu. und bis 2030 um 28 Mio. t CO_2 äqu. Die entsprechende Minderung für die Sektoren Haushalte, GHD und Landwirtschaft beträgt 12 Mio. t CO_2 äqu. bzw. 28 Mio. t CO_2 äqu. Damit beläuft sich der Anteil der Industrie an den THG-Emissionen im Jahr 2030 auf 24 %, der Anteil der Haushalte, GHD und Landwirtschaft auf 17 %. Im Verkehrssektor liegt der THG-Ausstoß in 2020 um 9 Mio. t CO_2 äqu., in 2030 um 23 Mio. t CO_2 äqu. niedriger als in 2007. Werden die Emissionen des internationalen Luftverkehrs mitberücksichtigt, fällt der Rückgang der THG-Emissionen mit 7 Mio. t CO_2 äqu. bis 2020 und 17 Mio. t CO_2 äqu. bis 2030 etwas geringer aus.

Im europäischen Emissionshandelssystem sind die CO_2-Emissionen des ETS-Sektors um 21 % in 2020 gegenüber 2005 zu mindern. Im Vergleich betragen die Emissionsreduktionen in Deutschland in der Referenzprognose 19,7 % im Jahr 2020 (Abbildung 4.30). Für die Energiewirtschaft in Deutschland ist es im Falle des Kernenergieausstieges kostengünstiger, Emissionszertifikate zu ersteigern als durch einen zusätzlichen Umbau des Kraftwerksparks diese Emissionsreduktion im Inland zu realisieren, insbesondere vor dem Hintergrund, dass nach 2020 mit einem verstärkten Zubau von CCS-Kraftwerken zu rechnen ist. Bis 2030 reduziert sich der CO_2-Ausstoß im ETS-Bereich gegenüber dem Ausgangsniveau von 2005 um 33,5 %.

Die Emissionsreduktion im Nicht-ETS-Sektor beträgt in der Referenzprognose in Deutschland im Jahr 2020 22,8 % (bezogen auf 2005), d. h., das nationale Ziel der Reduktion um 14 % wird durch die bisher eingeleiteten oder absehbaren Politikmaßnahmen deutlich übertroffen. Der dämpfende Effekt der Wirtschaftskrise auf den Energiebedarf erleichtert in diesem Zusammenhag die Zielerfüllung. Bis 2030 erhöht sich die Emissionsminderung im Nicht-ETS-Bereich auf 32,2 % gegenüber 2005.

Sonstige Emissionen

Die sonstigen betrachteten Schadstoffemissionen zeigen in der Referenzprognose tendenziell alle einen rückläufigen Verlauf. Im Umwandlungssektor tragen insbesondere die Einführung verbesserter Rauchgasreinigungsverfahren sowie der nach 2015 rückläufige Einsatz von Kohlen in der Stromerzeugung zu den verringerten Emissionen bei. Im Verkehrssektor kommt es durch die Verschärfung der Emissionsgrenzwerte für Neufahrzeuge im Zuge der Einführung der Abgasnormen Euro 5 (ab 01.09.2009) und Euro 6 (ab 01.09.2014) zu Emissionsminderungen, die sowohl durch innermotorische Maßnahmen zur Schadstoffreduzierung als auch durch verbesserte Abgasnachbehandlungssysteme erzielt werden. In der Summe reduzieren sich in der Referenzprognose die energiebedingten NO_x-Emissionen bis 2030 um 22 % gegenüber dem Jahr 2007. Bei den CO-Emissionen beträgt die Reduktion im gleichen Zeit-

raum 32 %, bei den NMVOC-Emissionen 5 % und bei den SO_2-Emissionen 47 %. Die energiebedingten Feinstaubemissionen verringern sich in der Referenzprognose zwischen 2007 und 2030 um circa 62 %.

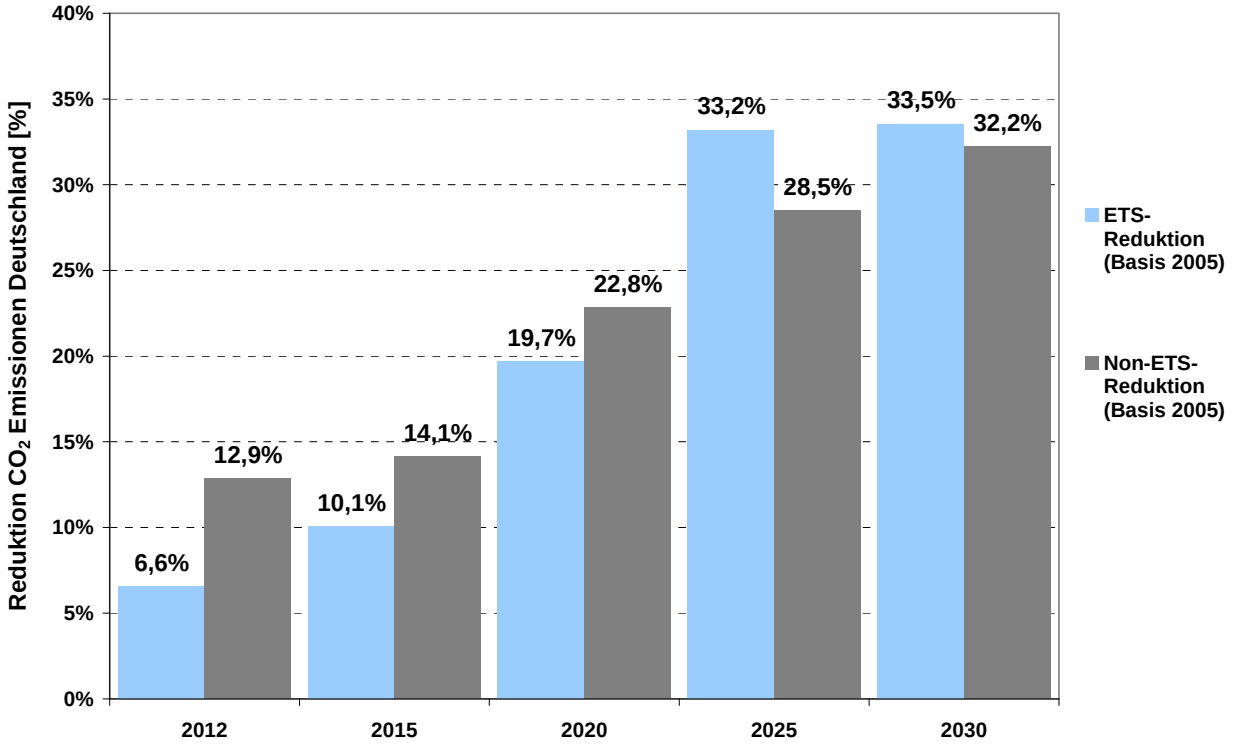


Abbildung 4.30: Reduktion der CO_2-Emissionen in Deutschland im ETS- bzw. Nicht-ETS-Sektor in der Referenzprognose (Ra)

Tabelle 4.7: Entwicklung der Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen in der Referenzprognose (Ra)

		1990	2000	2005	2007	2012	2020	2030
Treibhausgase								
CO_2	Mio. t	1032	881	849	839	792	689	584
CH_4	Tsd. t	1536	1004	656	564	536	492	480
N_2O	Tsd. t	24,5	21,5	20,4	21,0	20,1	18,9	18,6
Summe	**Mio. t CO_2-Äqu.**	**1072**	**909**	**870**	**857**	**810**	**706**	**600**
Sonstige Luftschadstoffe								
CO	Tsd. t	11480	4472	3241	3168	2839	2224	2141
NMVOC	Tsd. t	2190	456	279	252	226	227	238
NO_x	Tsd. t	2710	1607	1227	1120	1047	947	872
SO_2	Tsd. t	5146	523	424	400	374	289	211
Partikel (PM_{10} und $PM_{2,5}$)	Tsd. t	-	178	152	147	90,2	68,5	55,3

5 Varianten mit Laufzeitverlängerung

Vor dem Hintergrund der Diskussion um eine etwaige Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke wurden für die Energieprognose zwei Variantenrechnungen durchgeführt, die eine Verlängerung der Betriebszeiten der deutschen Kernkraftwerke auf 40 bzw. 60 Jahre berücksichtigen. Die Verlängerung der Laufzeit ermöglicht niedrigere Strompreise. Dies führt gegenüber der Referenzprognose zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs bei gleichzeitigem Rückgang der Nettostromimporte. Dementsprechend erhöht sich die inländische Stromerzeugung bis 2030 auf bis zu 663 TWh.

Infolge der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke reduziert sich der Zubaubedarf an Kraftwerksleistung in Deutschland. Gegenüber der Referenzprognose werden mittelfristig (bis circa 2020) bei Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre 7 GW_{el}, bei Verlängerung auf 60 Jahre 15 GW_{el} weniger zugebaut. In erster Linie geht die verstärkte Kernenergienutzung zu Lasten von Erdgas, in geringerem Maße wird auch weniger Steinkohle zur Stromerzeugung verwendet.

Der verlängerte Betrieb von Kernkraftwerken veringert den Aussstoß von Treibhausgasen (THG) in Deutschland. Je nach Festlegung der Laufzeiten der Kernkraftwerke auf 40 oder 60 Jahre fallen im Jahr 2020 in Deutschland ingesamt zwischen 2 % und 4 % weniger THG-Emissionen an als in der Referenzprognose, in 2030 zwischen 1 % und 8 %.

Die erhöhte CO_2-freie Stromerzeugung in Deutschland führt zu einer reduzierten Nachfrage nach Emissionszertifikaten des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS), deren Preis in der Folge sinkt.

Während die Gesamtemissionen innerhalb des ETS gleich bleiben, steigt der Beitrag Deutschlands zur Erfüllung des EU-weiten Ziels einer CO_2-Reduktion um 21 % bis 2020 gegenüber 2005 für die am ETS beteiligten Sektoren: In Deutschland reduziert sich der CO_2-Ausstoß im ETS-Bereich in diesem Zeitraum um 22 % bis 24 %. In den nicht vom Emissionshandel betroffenen Sektoren können die CO_2-Emissionen bis 2020 um bis zu 23 % gesenkt werden. Das nationale Reduktionsziel der nicht am Emissionshandel beteiligten Sektoren von 14 % wird somit deutlich übertroffen.

Der Rückgang des Primärenergieverbrauchs fällt im Vergleich zur Referenprognose im Betrachtungszeitraum deutlich geringer aus. In 2020 liegt der Primärenergieverbrauch um bis zu 7 % höher als in der Referenzprognose. Hier kommen insbesondere die höhere Wirtschaftsleistung sowie die niedrigeren Stromimporte zu tragen.

Die Erreichung der Ziele für Erneuerbare Energien und Biokraftstoffe bleibt von der Laufzeitverlängerung weitgehend unberührt. Mit Hilfe der im KWK-Gesetz festgelegten Fördermaßnahmen kann die KWK-Stromerzeugung ausgebaut werden. Das nationale Ziel, den Anteil des KWK-Stroms an der Stromerzeugung bis 2020 auf bis zu 25 % auszubauen, wird ebenso wie in der Referenzprognose nicht erreicht.

Die kostengünstigere Stromversorgung ist mit positiven Rückkopplungseffekten für die industrielle Produktion, Beschäftigung und Wohlfahrt verbunden: Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) liegt 2020 um 0,4 % bis 0,6 % über dem der Referenzprognose, 2030 um 0,2 % bis 0,9 % (je nach Verlängerung der Laufzeit der Kern-

kraftwerke auf 40 oder 60 Jahre). Dies bedeutet für den Zeitraum zwischen 2010 und 2030 in der Summe ein um 122 bis 295 Mrd. € (in Preisen von 2000) höheres BIP als in der Referenzprognose.

Der Referenzprognose wird im Folgenden eine Variante gegenübergestellt, bei der von einer Betriebszeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke auf 40 Jahre ausgegangen wird. In einem Exkurs wird auf die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung in Deutschland auf 60 Jahre eingegangen. Eine Laufzeitverlängerung bewirkt erhebliche positive volkswirtschaftliche Effekte, auch außerhalb des Stromerzeugungssektors. Zu den Wirkungsmechanismen gehören intersektorale, interregionale und intertemporale Rückkopplungseffekte in Produktion, Konsum und Investition. Diese gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen wurden mit dem Allgemeinen Gleichgewichtsmodell NEWAGE quantifiziert, welches die Verflechtung der Volkswirtschaft und positive Rückkopplungs- wie Multiplikatoreffekte auf Sektoren außerhalb der Stromerzeugung berücksichtigt. Im Ergebnis kann man vereinfacht konstatieren, dass die positiven Effekte einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke zunehmen, je ambitionierter der Klimaschutz betrieben wird.

5.1 CO_2-Preise

Eine Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke auf 40 Jahre hat keine bedeutenden Auswirkungen auf die Entwicklung des gesamteuropäischen Energiesystems. Allein die CO_2-Preise innerhalb des ETS fallen im Vergleich zur Referenzprognose niedriger aus. Daher soll an dieser Stelle nur kurz auf die Entwicklung der Zertifikatspreise innerhalb des europäischen Emissionshandelssystems (ETS) eingegangen werden.

Insgesamt wird im europäischen Emissionshandelssystem auch für die Variante mit Laufzeitverlängerung die vorgegebene Emissionsreduktion von 21 % im Jahr 2020 gegenüber 2005 durch unterschiedliche nationale Beiträge der Mitgliedsländer der EU-27 erzielt. Die zusätzlichen CO_2-freien Strommengen aus deutscher Kernkraft bewirken geringere Emissionen im deutschen Stromsektor und sorgen für sinkende CO_2-Zertifikatspreise. Die europaweite Emissionsmenge bleibt davon jedoch unberührt, da das Angebot an Zertifikaten fixiert ist. Die reduzierte Zertifikatsnachfrage des deutschen Stromerzeugungssektors wird von den übrigen am ETS beteiligten Sektoren absorbiert, so dass die europaweit vorgegebene Emissionsreduktion von 21 % bis 2020 gegenüber 2005 unverändert erreicht wird. Im Jahr 2015 liegt der Zertifikatspreis um 4,3 $€_{2007}$/t CO_2 niedriger als in der Referenzprognose (Tabelle 5.1). Aufgrund der rückläufigen Stromerzeugung aus Kernenergie in Deutschland gleicht sich der Zertifikatspreis jedoch anschließelnd allmählich an das Preisniveau in der Referenzprognose an. Bis zum Jahr 2020 verringert sich die Differenz zur Referenzprognose auf 3,2, bis 2025 auf 1,2 $€_{2007}$/t CO_2. Ab 2030 liegen keine wesentlichen Unterschiede zwischen den ETS-Zertifikatspreisen in der Variante mit Laufzeitverlängerung und der Referenzprognose mehr vor. Durch die niedrigeren Zertifikatspreise werden die europäischen Klimaschutzziele kostengünstiger erreicht.

Tabelle 5.1: Entwicklung der ETS-Zertifikatspreise in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

		2012	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Zertifikatspreis	**€$_{2007}$/t CO_2**	25,8	35,8	27,1	27,3	31,6	53,9	89,2

5.2 Strompreise

Die Großhandelsstrompreise in Deutschland werden durch die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke deutlich verringert. Dafür verantwortlich sind ein direkter und ein indirekten Effekt. Da die CO_2-Preise mit Einführung des Emissionshandels zu einer wesentlichen Komponente des Strompreises geworden sind, wirkt eine Dämpfung der Zertifikatspreise zugleich senkend auf die Strompreise.

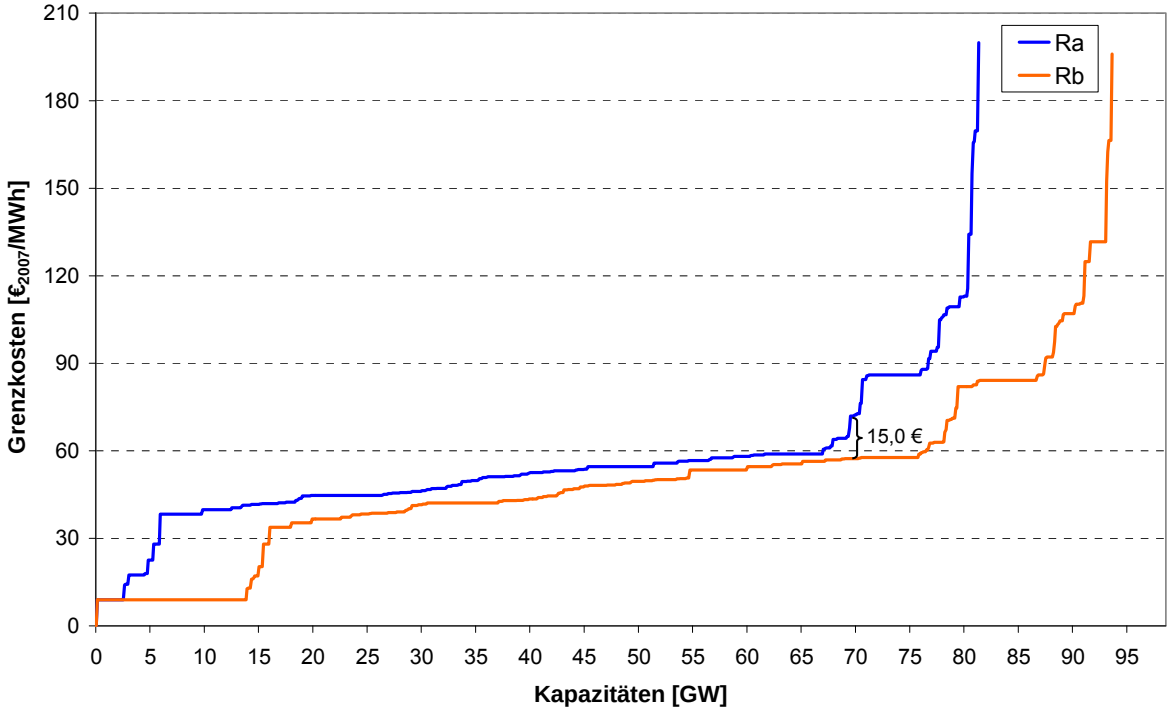


Abbildung 5.1: Merit-Order-Kurven der thermischen Erzeugungskapazitäten in Deutschland an einem repräsentativen Wintertag in 2020 für die Referenzprognose (Ra) und für die Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

Neben diesem indirekten Effekt besteht bei Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke deutlich über 2020 hinaus zweifellos ein höheres Angebot an Kraftwerkskapazität als im Fall des geplanten Ausstieges. Mit einem höheren Angebot gehen ceteris paribus niedrigere Strompreise einher.

Die Merit-Order-Kurve, in der Mikroökonomik gewöhnlich schlicht Angebotskurve genannt, liegt daher aufgrund der günstigen variablen Erzeugungskosten der Kernenergieanlagen deutlich rechts von der Angebotskurve, die sich für die Referenzprognose (Ra) ergibt. So ist beispielsweise an einem repräsentativen Wintertag im Jahr 2020 bei einer thermischen Erzeugungskapazität von 70 GW mit einer Preisdifferenz von 15,0 €$_{2007}$/MWh zu rechnen (Abbildung 5.1).

Daraus resultieren im Einzelfall erheblich niedrigere Strompreise. Im Jahresniveau führt eine Laufzeitverlängerung zu geringeren Strompreisen, die bis zu 6 €$_{2007}$/MWh und im Durchschnitt um

3,4 €2007/MWh niedriger ausfallen als in der Referenzprognose (Abbildung 5.2).

Aus einem anderen Blickwinkel betrachtet müsste die trotz des Ausbaus der Erneuerbaren Energien verbleibende Lücke, die der Kernenergieausstieg hinterlassen würde, durch den Neubau von Kraftwerken geschlossen werden, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden. Ein mit hohen Investitionskosten erfolgender Neubau erfolgt jedoch nur dann, wenn das Strompreisniveau entsprechend hoch ist, um langfristig die Vollkosten zu decken. Andernfalls unterbleibt ein Neubau, mit entsprechenden strompreissteigernden Effekten.

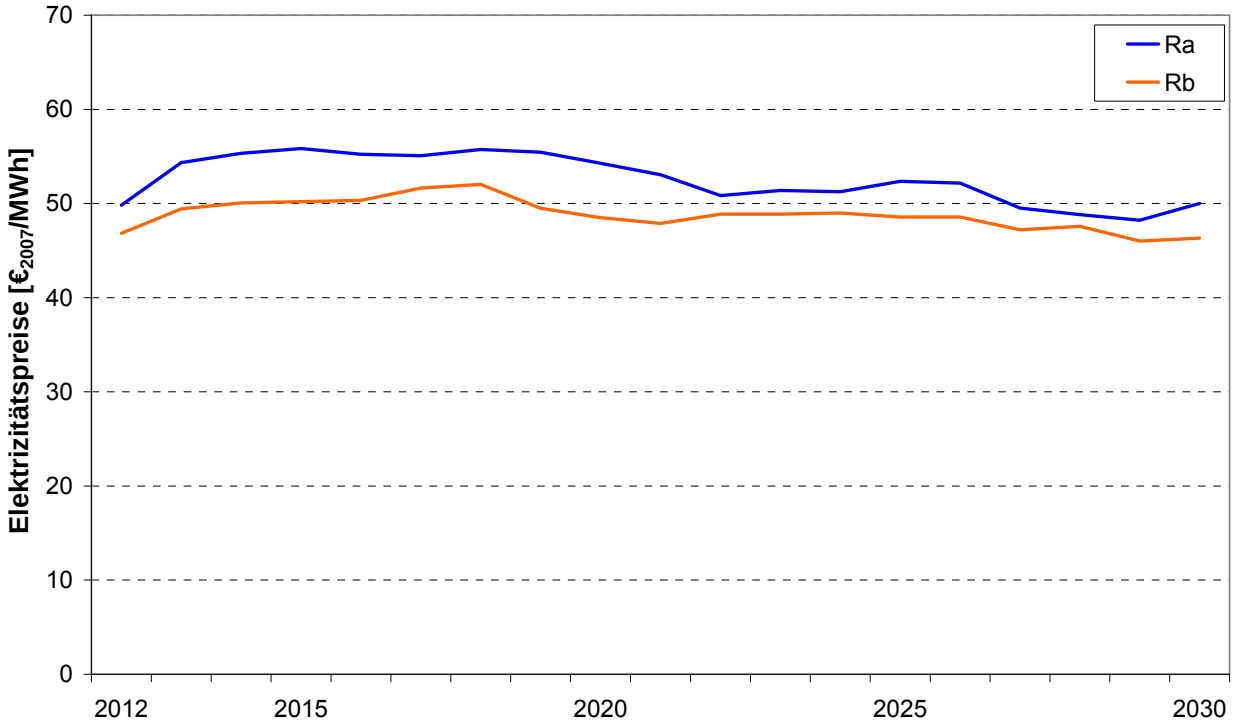


Abbildung 5.2: Jahresdurchschnittspreise für Elektrizität am deutschen Großhandelsmarkt in der Referenzprognose (Ra) und in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

Die Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke auf 40 Jahre ermöglicht also insbesondere bis 2020 ein niedrigeres Strompreisniveau. Während die Großhandelspreise (Base) im Jahr 2020 um circa 6 €2007/MWh niedriger liegen als in der Referenzprognose, beträgt die Differenz bei den Haushaltsstrompreisen in 2020 16 €2007/MWh und bei den Industriestrompreisen 9 €2007/MWh.

Bei den Großhandelsstrompreisen handelt es sich um den Jahresdurchschnitt der Baseload-Preise, wohingegen die Industrie- und Haushaltsstrompreise auch durch die Kosten in Spitzenzeiten und die Kosten des Netzausbaus und -betriebs mitbestimmt werden. Darüber hinaus erfolgt bei einer Laufzeitverlängerung eine Reduktion der öffentlichen KWK-Stromerzeugung, welche primär Strom für das nicht-produzierende Gewerbe bzw. die Haushalte liefert. Daher ist der Strompreiseffekt der Laufzeitverlängerung für Haushalte etwas stärker als für industrielle Abnehmer. Auch kommt die Umlage der Vergütung aus dem KWKG bei den Haushaltskunden stärker zum Tragen, da industrielle Stromabnehmer teilweise von dieser Abgabe befreit sind. Hinzu kommt

noch eine Entlastung bei der Mehrwertsteuer (ca. 0,2 ct), welche sich nur bei Haushaltskunden auswirkt. Im Industriesektor besteht hingegen die Möglichkeit zur Stromeigenproduktion, die sich dämpfend auf die Preissteigerung bei Kernenergieausstieg auswirkt.

Exkurs: Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen höherer Strompreise in Deutschland

Die Entwicklung der Strompreise hat in Deutschland zu intensiven Diskussionen über deren Bedeutung für die Volkswirtschaft geführt. Insbesondere die Frage nach der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie und speziell der stromintensiven Unternehmen steht im Mittelpunkt des Interesses. Im Folgenden werden, nach einem kurzen Vergleich europäischer Strompreise, die wesentlichen gesamtwirtschaftlichen Wirkungszusammenhänge erhöhter Strompreise beschrieben.

Die Strompreise in Deutschland liegen über dem europäischen Durchschnitt. Nach Angaben von Eurostat lagen die Strompreise einschließlich der Steuern und Abgaben für die Industrie bei einer Abnahme von jährlich 20 GWh bis 70 GWh im Jahr 2007 bei 10,53 Cent je kWh (Preis für das sogenannte Band IE, neue Eurostat-Erhebungsmethodik aus dem Jahr 2008). Dieser Strompreis liegt 25 % über dem Durchschnitt der EU-27. In vielen europäischen Nachbarländern liegen die Preise um 20 % bis 50 % unter dem deutschen Niveau. So beträgt der Preis für diese Industriekunden in Frankreich 6,48 Cent/kWh und in Spanien 8 Cent/kWh.

Äußerst niedrig sind die Industriestrompreise in Finnland und Schweden. Lediglich Dänemark weist ein deutlich höheres Preisniveau auf als der deutsche Markt, wobei hier ca. 2/3 des Preises auf Abgaben und Steuern zurückzuführen sind. Eine ähnliche Situation ergibt sich auch im Vergleich anderer Industriekundengruppen, die in der Eurostat-Statistik gemäß dem Jahresverbrauch in einem bestimmten Band zusammengefasst sind.

Ein im internationalen Vergleich erhöhtes Strompreisniveau kann Auswirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit und die nationale Binnennachfrage haben. Aus theoretischer Sicht löst die Verteuerung eines Produktionsfaktors Substitutionseffekte aus. Der relativ teurere Produktionsfaktor wird durch billigere Faktorinputs ersetzt. In der Realität sind diesen Substitutionseffekten allerdings Grenzen gesetzt. Einerseits ist eine Substitution von Produktionsfaktoren bei vielen Prozessen aus technischen Gründen nur sehr begrenzt möglich. Andererseits sind viele alternative Produktionsfaktoren insbesondere in Deutschland durch hohe Abgaben ebenfalls belastet und Substitutionsmöglichkeiten damit eingeschränkt. Dies gilt insbesondere für den Faktor Arbeit.

Einen zwar mittelbaren, aber erheblichen Einfluss auf die Volkswirtschaft, haben die Strompreise der Haushalte. Hier lässt sich eine dreistufige Wirkungskette höherer Strompreise skizzieren. Als erstes ist die Nachfrage der privaten Haushalte nach Elektrizität zu nennen. Die kurzfristige Nachfrageelastizität der privaten Haushalte nach dem Gut Strom ist sehr

gering. D. h., höhere Strompreise bedeuten vermehrte Ausgaben für die privaten Haushalte und führen somit zu einem Kaufkraftentzug. Infolge eines geringeren zur Verfügung stehenden Einkommens wird sich die Binnennachfrage abschwächen. Eine sinkende Nachfrage nach Konsumgütern wirkt sich negativ auf die Produktion und die Beschäftigung aus, was eine weitere Abschwächung der Kon sumgüternachfrage zur Folge hat.

Neben Änderungen der Binnennachfrage ändert sich aber auch die internationale Wettbewerbsfähigkeit der in Deutschland produzierenden Unternehmen. Wie der Vergleich der europäischen Strompreise zeigt, ist der Strompreis in Deutschland als überdurchschnittlich hoch einzustufen. Grundsätzlich bedeuten höhere Kosten für einen Produktionsfaktor einen Wettbewerbsnachteil. Von erhöhten Strompreisen sind insbesondere die stromintensiven Branchen des verarbeitenden Gewerbes, wie z. B. die chemische Industrie und die Metallerzeugung, betroffen. Die erhöhten Kosten belasten direkt den Unternehmensgewinn. Sie können darüber hinaus zu permanenten Verlusten von Marktanteilen auf den internationalen Absatzmärkten führen.

Schließlich verliert der Standort Deutschland bei dauerhaft höheren Strompreisen vor allem für energie- und stromintensive Unternehmen an Attraktivität. Wenn in Deutschland ansässige Unternehmen die Wettbewerbsnachteile nicht ausgleichen können, werden sie längerfristig an ausländische Standorte abwandern. Die Verlagerung der Produktion ins Ausland wirkt negativ auf Beschäftigung und Binnennachfrage. Durch die Abwanderung von Unternehmen bestimmter Branchen können weitere Unternehmensverlagerungen induziert werden, da in vielen Branchen räumliche Nähe innerhalb der Wertschöpfungskette gewährleistet sein muss.

Analysen mit dem am IER entwickelten Allgemeinen Gleichgewichtsmodell NEWAGE für das Jahr 2005 zeigen, dass um 30 % bis 40 % erhöhte Strompreise zu einem um 0,32 % bis 0,51 % geringeren Bruttoinlandsprodukt in Deutschland führen können. Andere Analysen kommen für entsprechende Strompreisdifferenzen zu ähnlichen Ergebnissen (Lutz und Meyer 2007, Bräuninger et al. 2007). Höhere Preise für Elektrizität bewirken eine Änderung der gesamtwirtschaftlichen Produktionsstruktur. Im Vergleich zur Situation ohne erhöhte Strompreise ist die Produktion in strom- und energieintensiven Branchen geringer. Bei 30 % erhöhten Strompreisen sinkt der Produktionswert des Chemiesektors um 3,1 %, die Herstellung von Papierprodukten verringert sich um 2,7 % und die Produktion von Eisen- und Stahlerzeugnissen nimmt um 6,8 % ab. Insgesamt sinkt der Produktionswert um etwa 0,4 % verglichen mit der Situation ohne erhöhte Strompreise.

Fazit: Die im Vergleich zu anderen europäischen Ländern höheren Strompreise in Deutschland haben in der Vergangenheit zu gesamtwirtschaftlich negativen Produktions- und Bruttoinlandseffekten geführt. Zentrale Wirkungskanäle sind die Binnenkaufkraft, die durch die Produktionskosten beeinflusste internationale Wettbewerbsfähigkeit und die Produktionsverlagerung im Zuge der langfristigen Standortwahl. Höhere Abgaben und Steuern sowie nationale Sonderwege in Deutschland verstärken die statistisch beobachtbaren Strompreisdifferenzen und dämpfen somit potenziell auch das volkswirtschaftliche Wachstum.

5.3 Kostendifferenzen und volkswirtschaftliche Auswirkungen

Produktionsmengen, Wertschöpfung und Beschäftigung liegen bei einer Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre deutlich über dem Niveau der Referenzprognose. 2020 liegt die Zahl der Beschäftigungsverhältnisse in Deutschland um circa 130 000 höher als in der Referenzprognose, das BIP hat ein um mehr als 0,4 % höheres Niveau (Tabelle 5.2). Überdies steigt die Kosteneffizienz der Klimaschutzzielerreichung.

Tabelle 5.2: Makroökonomische Effekte der Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre im Vergleich zur Referenzprognose

	2012	2015	2020	2025	2030
BIP [Abweichung von der Referenz in %]	0,13	0,26	0,42	0,17	0,16
BWS (total) [Abweichung von der Referenz in %]	0,13	0,26	0,40	0,13	0,16
Beschäftigung (total) [Abweichung von der Referenz in 1 000]	43	89	130	48	39

Positive Auswirkungen der Laufzeitverlängerung sind vor allem für die Metallindustrie (Abbildung 5.3), aber auch in den Bereichen Chemie, Bauwirtschaft und Dienstleistungen zu erwarten. Besonders stromintensive Branchen profitieren von den niedrigeren Strompreisen. Durch gedämpfte Strompreise erhöht sich auch das verfügbare Budget der Hauhalte. Die daraus resultierende höhere Nachfrage wirkt sich positiv auf Beschäftigung und Produktion der übrigen Sektoren aus.

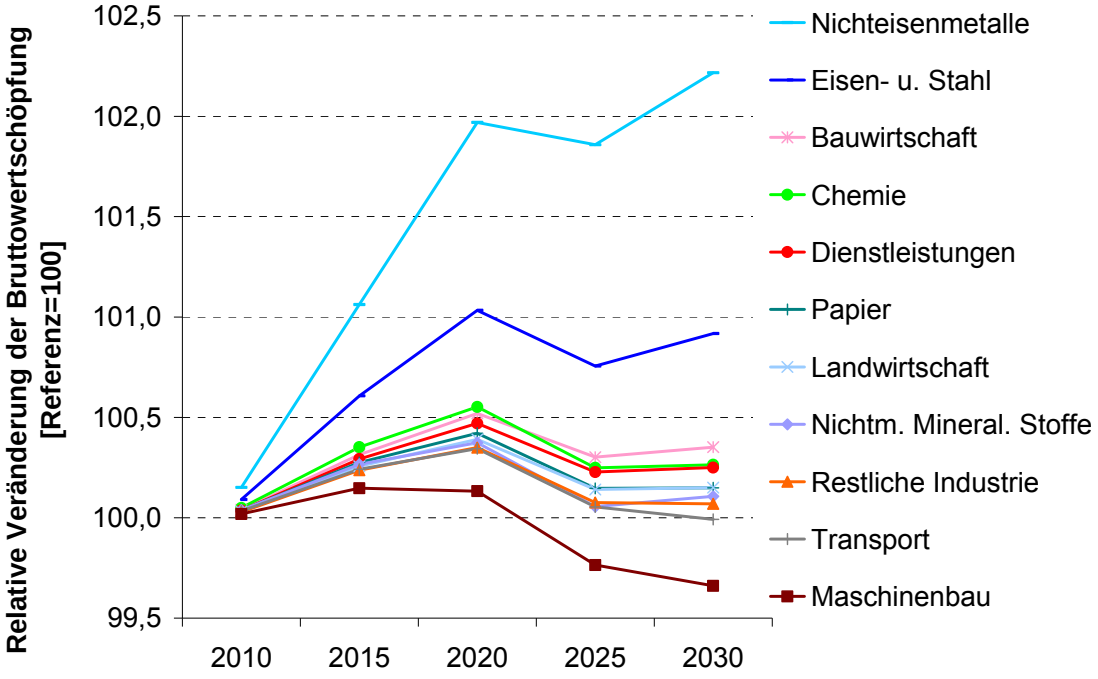


Abbildung 5.3: Wertschöpfungseffekte bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke

Die stärksten relativen Beschäftigungsanstiege treten in der energieintensiven Erzeugung von Nichteisenmetallen, Eisen und Stahl sowie in der chemischen Industrie auf (Abbildung 5.4). Die Beschäftigungseffekte, ausgedrückt in 1 000 Personenjahren, verteilen sich sektoral etwas anders als die Wertschöpfungseffekte. Da es sich bei den stark profitierenden Branchen Eisen und Stahl sowie der Nichteisenmetallproduktion um kapitalintensive Industrien handelt, fallen die Beschäftigungswirkungen hier geringer aus. Vergleichsweise gering ist der Effekt im deutschen Maschinenbau, der weniger abhängig von der Entwicklung der Strompreise zu sein scheint und zudem nicht so stark von der erhöhten Binnennachfrage profitiert.

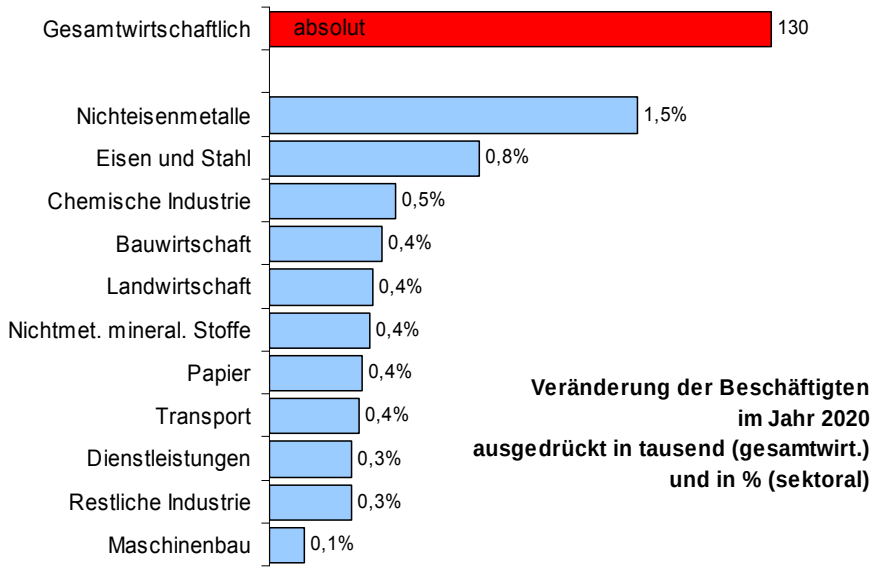


Abbildung 5.4: Beschäftigungseffekte in 2020 bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke

Die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke bringt positive volkswirtschaftliche Effekte mit sich, weil dadurch regulatorische Effizienzverluste vermieden (siehe Exkurs über makroökonomische Kosten) und erhebliche Kosten eingespart werden können. So würden andernfalls insbesondere hohe Kosten für den Bau neuer Kraftwerke anfallen. Gegenüber der Referenzprognose ergeben sich bei Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre Zuwächse im BIP, die pro Jahr bis zu 10,6 Mrd. €$_{2000}$ bzw. rund 0,4 % ausmachen können. In Summe kann man von einem Effizienzgewinn im Umfang von nahezu 122 Mrd. €$_{2000}$ für den Zeitraum von 2010 bis 2030 ausgehen. Bis 2050 ergeben sich kumulierte BIP-Zuwächse von rund 182 Mrd. €$_{2000}$.

Die wesentlichen Gründe dafür sind deutliche direkte Entlastungen infolge einer Laufzeitverlängerung im Bereich des Klimaschutzes, bei den Energieimporten sowie bei den Stromkosten und -preisen. Diese direkten Entlastungen haben aufgrund der volkswirtschaftlichen Verflechtungen eine multiplikative Wirkung, das heißt einen indirekten Einfluss auf Sektoren außerhalb der Stromerzeugung, der sich etwa durch die Verringerung von Strompreisen und eine dadurch gesteigerte allgemeine Nachfrage ergibt.

Die wesentlichen ökonomischen Effekte sind leicht nachzuvollziehen: Die längere

Nutzung der bestehenden nuklearen Kraftwerkskapazitäten führt aufgrund der zeitlichen Verschiebung von Ersatzinvestitionen zur Verringerung der Investitionskosten in der Stromerzeugung. Das dadurch eingesparte Kapital kann dann in anderen Wirtschaftsbereichen eingesetzt werden. Zudem profitieren die Stromerzeuger von Einsparungen bei den Brennstoffkosten (im Vergleich zu den nötigen Aufwendungen für Steinkohle oder Erdgas).

Sektoral bedeutet der gegenüber der Referenzprognose geringere Strom- und Brennstoffimport eine Produktionskostenentlastung. Gesamtwirtschaftlich verbessert sich die Handels- und Leistungsbilanz, da Deutschland weniger auf Stromimporte aus den Anrainerstaaten angewiesen ist.

Die Investitions- und Produktionskosteneinsparungen der Stromerzeuger induzieren vielfältige mittelbare Effekte in der gesamten Volkswirtschaft. Die Kostenentlastungen sorgen nicht nur für höhere Gewinne der Stromerzeuger, sondern können sich vor allem in niedrigeren Stromkosten für die Verbraucher niederschlagen. Die im Vergleich zur Referenzprognose niedrigeren Strompreise erhöhen das Budget der industriellen Verbraucher ebenso wie das für Konsum, Sparen und Investition frei verfügbare Einkommen der privaten Haushalte.

Die Minderausgaben für Strom führen bei den privaten Haushalten zu Mehrausgaben für andere Konsumzwecke, mit entsprechenden Beschäftigungswirkungen in den davon profitierenden Sektoren. Seitens der Unternehmen führen niedrigere Strompreise zu einer Verbesserung der Wettbewerbsposition und zu höheren Investitionen. Dies stützt den Produktionsstandort Deutschland und fördert die Beschäftigung.

Dazu tragen auch die im Vergleich zur Referenzprognose geringeren CO_2-Preise bei, da sich durch die Laufzeitverlängerung die CO_2-Bilanz des Elektrizitätssektors erheblich verbessert und somit deren Nachfrage nach Zertifikaten gedämpft wird. Von einem geringeren Preis für CO_2-Zertifikate profitieren auch die in den Emissionshandel eingebundenen Industriesektoren.

In einem europäischen Emissionshandel, in dem der CO_2-Ausstoß ebenso bepreist wird wie die herkömmlichen Produktionsfaktoren Arbeit und Kapital, bleiben den deutschen Stromerzeugern durch die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken zudem erhebliche Kosten für den Kauf von CO_2-Zertifikaten erspart. Die zusätzlichen Gewinne der Stromerzeuger erweitern schließlich deren Investitionsspielraum.

Gesamtwirtschaftlich betrachtet bedeuten höhere Gewinne von Unternehmen ein höheres verfügbares Volkseinkommen. Diese Effekte wirken positiv auf die Binnennachfrage nach sämtlichen Waren und Dienstleistungen und somit auf alle Sektoren. Die höhere Nachfrage und erhöhte Produktion tragen deutlich zu einer Sicherung und Ausweitung der Beschäftigung in Deutschland bei.

Die hier quantifizierten BIP-Zuwächse bzw. negativen makroökonomischen Kosten sind somit Konsequenz einer Vielzahl von Veränderungen in den betriebswirtschaftlichen Kosten, die in der volkswirtschaftlichen Analyse aggregiert zusammengefasst sind, zuzüglich der positiven Rückkopplungs- und Multiplikatoreffekte. Externe Kosten sind in dieser Untersuchung hingegen nur eingeschränkt berücksichtigt, und zwar in Form von CO_2-

Preisen, welche die Klimaschutzkosten widerspiegeln. Allerdings machen Klimaschutzkosten in Studien zu den externen Kosten den Großteil an externen Kosten aus.

Quantitative Ergebnisse bestehender Studien zu den Effekten von Laufzeitverlängerungen sind aufgrund der Unterschiede in den methodischen Ansätzen und der Rahmenannahmen nur bedingt miteinander vergleichbar. Positive Auswirkungen einer längeren Nutzung von Kernkraftwerken ermitteln u. a. Küster (2009), Uyterlinde et al. (2007), Lindenberger et al. (2005), Hake et al. (2005), Fahl et al. (2002) sowie Welsch und Ochsen (2001). Negative ökonomische Konsequenzen einer Laufzeitverlängerung erwarten Hohmeyer et al. (2000).

Die makroökonomischen Kosten sind abzugrenzen von den mit dem Energiesystemmodell TIMES PanEU quantifizierbaren Energiesystemkosten. Im Vergleich der beiden Varianten ergeben sich bis zum Jahr 2030 kumulierte Differenzkosten, die im Fall der Referenzprognose bei Kernenergieausstieg um 5,2 Mrd. $€_{2000}$ höher liegen als in der Variante mit Laufzeitverlängerung. Im Vergleich mit vorliegenden Studien zu den energiewirtschaftlichen Effekten einer Laufzeitverlängerung ist zu beachten, dass in der Energieprognose 2009 durch die Berücksichtigung der volkswirtschaftlichen Rückkopplungen, z. B. in Form eines höheren BIP und der damit verbundenen höheren Energienachfrage, die eigentlichen Kostendifferenzen im Energiesystem geschmälert werden.

Exkurs: Kostenbegriffe

Der Begriff der Kosten ist im wirtschaftswissenschaftlichen Sprachgebrauch nicht eindeutig belegt. Deshalb erscheint es sinnvoll, an dieser Stelle kurz auf drei für die Energieprognose wesentliche Kostenbegriffe einzugehen: betriebswirtschaftliche, makroökonomische und externe Kosten sowie Energiesystemkosten.

Betriebswirtschaftliche Kosten können einerseits bei einem Unternehmen oder auch nur bei einer seiner Produktionseinheiten anfallen. Kosten entstehen im Zusammenhang mit der Produktion, der Vermarktung oder dem Vertrieb von Gütern und Dienstleistungen oder durch Transaktionen (z. B. Prozesskosten bei Rechtsstreitigkeiten des Unternehmens).

Hinsichtlich der Produktion von Gütern oder Dienstleistungen unterscheidet die betriebswirtschaftlich geprägte Literatur hauptsächlich zwei zentrale Kostenbegriffe: den wertmäßigen und den pagatorischen Kostenbegriff. Ersterer definiert Kosten als den in monetären Einheiten bewerteten, leistungsbezogenen (oder sachzielbezogenen) Güterverzehr einer Rechnungsperiode. Während der wertmäßige Kostenbegriff einen Bewertungsspielraum lässt, werden Güterverzehre im Sinne des pagatorischen Kostenbegriffs mit ihren historischen Anschaffungspreisen bewertet. Der pagatorische Kostenbegriff setzt somit Zahlungsmittelbewegungen (Ausgaben) voraus. Kosten im betriebswirtschaftlichen Sinne grenzen sich so von den weiteren betriebswirtschaftlichen Rechnungsgrößen Auszahlungen, Ausgaben und Aufwendungen ab. Insbesondere kann der Begriff der betriebswirtschaftlichen Kosten auf die Produktion von Unternehmen der Energiewirtschaft angewendet werden. Er bezeichnet dann die Kosten für die notwendigen Aufwendungen für die Bereitstellung von Energieträgern oder –dienstleistungen dieser Unternehmen.

Makroökonomische Kosten entstehen hingegen nicht Unternehmen, sondern (geschlossenen) Volkswirtschaften. In der Regel werden damit Effizienzverluste durch regulatorische Eingriffe des Staates in das Marktgeschehen bezeichnet und quantifiziert. Dabei wird das volkswirtschaftliche Konzept eines ökonomischen Gleichgewichts verwendet, indem die Gesamtproduktion von Gütern und Dienstleistungen als Ergebnis individueller Nutzen- und Profitmaximierungsprozesse entsteht: Unternehmen bestimmen gewinnmaximale Produkt- und Produktionspläne und Konsumenten fragen Produkte und Dienstleistungen nach, die ihnen den größtmöglichen Nutzen stiften. In freien Märkten bilden sich im Wettbewerbsgleichgewicht Preise, bei denen Angebot und Nachfrage einander entsprechen (Markträumung)[36]. Nach dem ersten Hauptsatz der Wohlfahrtsökonomik ist ein solches Gleichgewicht Pareto-optimal, siehe z. B. (Weimann 2004), d. h., eine Abweichung vom Marktpreis und in der Folge von Gleichgewichtsproduktion und –konsum führt zu entgangenem Gewinn oder entgangenem Nutzen für zumindest einige Akteure und im Aggregat zu einer Produktions- und Konsumverringerung (Effizienzverluste). Eine solche Abweichung vom Marktpreis für ein Gut entsteht zum Beispiel durch seine Besteuerung: Der im neuen Gleichgewicht höhere Bruttopreis für das Gut verringert die Nachfrage durch den Konsumenten, der niedrigere Nettopreis verringert die Produktion. Auch unter Einrechnung der Steuereinnahmen des Staates ist die Gesamtproduktion der Volkswirtschaft und die ökonomische Wohlfahrt[37] nun niedriger als im Wettbewerbsgleichgewicht Die Differenz in der – monetär bewerteten – Gesamtproduktion oder – je nach Kontext: der ökonomischen Wohlfahrt - wird als makroökonomische Kosten der Besteuerung bezeichnet (für andere regulatorische Eingriffe – etwa Subventionen – werden die Kosten in derselben Weise berechnet). Freie Wettbewerbsmärkte für alle Güter und Dienstleistungen sind dabei eine unrealistische, aber hilfreiche Idealisierung wirklicher Märkte (die z. B. einen kostenlos funktionierenden Staat voraussetzt), denn durch das beschriebene Kalkül können auch relative Effizienzverluste bzw. -gewinne ausgewiesen werden.[38] Die makroökonomischen Kosten (bzw. Gewinne) einer Besteuerung des Gutes A im Vergleich zur Besteuerung des Gutes B ergeben sich als Differenz von deren makroökonomischen Kosten in Bezug auf das (idealisierte) Wettbewerbsgleichgewicht. Diese Vorgehensweise ermöglicht einen Kostenvergleich verschiedener Regulierungsmaßnahmen, die ein bestimmtes wirtschaftspolitisches Ziel –etwa die Erzielung eines bestimmten Staatseinkommens- erreichen sollen. Voraussetzung der Berechnung von makroökonomischen Kosten ist eine Quantifizierung von Gleichgewichtsproduktion und -konsum,

[36] Auch in Märkten, in denen einzelne Akteure die Preise beeinflussen können (Monopole, Oligopole), gilt die Markträumung – allerdings mit geringeren produzierten Mengen und damit geringerer Wohlfahrt als in Wettbewerbsgleichgewichten.

[37] Die Gesamtwohlfahrt einer Volkswirtschaft ist die Aggregation der Nutzen und Profite aller Akteure. Eine Quantifizierung des Begriffs setzt eine Reihe von Spezifikationen voraus, die in verschiedenen Kontexten verschieden getroffen werden können.

[38] Unter bestimmten Voraussetzungen, z. B. bei natürlichen Monopolen, wie z. B. Netzdienstleistungen, kann ein regulatorischer Eingriff (z. B. die Festsetzung von Netznutzungsentgelten) auch Effizienzgewinne gegenüber der freien Preisbildung erbringen. Dies wären im Sinne der Definition negative makroökonomische Kosten oder makroökonomische Gewinne der Regulierung.

die in der Regel in Simulationsmodellen erfolgt. Makroökonomische Kosten können insbesondere auch für die Regulierung in der Energiewirtschaft bestimmt werden. Ein Beispiel sind Mineralölsteuern: Deren makroökonomische Kosten umfassen die –monetär zu bewertenden- ausgefallenen Fahrten von Autofahrern und die Profitverluste der Mineralölindustrie.

Energiesystemkosten. Das Energiesystem einer Volkswirtschaft umfasst in der Energiesystemanalyse alle energiebezogenen Bereiche – von der Energiegewinnung bzw. dem Import von Energieträgern, über Umwandlung und Verteilung bis zum Endenergieverbrauch und Nutzungsbedarf der Haushalte und Unternehmen sowie des Verkehrsbereichs. Das Ziel der Energiesystemanalyse besteht in der Regel in der Bestimmung eines kostenminimalen Energiesystems zur Befriedigung des Bedarfs von Energiedienstleistungen der Volkswirtschaft, wobei Höchstgrenzen für Emissionen vorgegeben werden können. Die Analyse kann hierbei sowohl aus der betriebswirtschaftlichen als auch in makroökonomischer Betrachtungsweise vorgenommen werden. Die Systemgesamtkosten verteilen sich grob auf vier Kategorien:

- Brennstoffkosten – proportional zur Ausbringung: Importpreise versus heimische Gestehungskosten der Brennstoffbereitstellung
- Variable Betriebskosten – proportional zur Ausbringung: z. B. Hilfsmittel und Betriebsmittel
- Fixe Betriebskosten – proportional zur installierten Leistung: z. B. Personalkosten
- Investitionskosten – proportional zur installierten Leistung: Kosten vor Inbetriebnahme des Kraftwerks, Kosten nach Außerbetriebnahme, F&E-Kosten

Grundsätzlich können alle vier Kategorien als Vollkosten oder Zusatzkosten (Kosten, die zusätzlich gegenüber einem Referenzprozess entstehen – z. B. Differenzkosten zwischen Standard-Glühlampe und Energiesparlampe) bilanziert werden.

Weder betriebswirtschaftliche noch makroökonomische Kosten umfassen nach den in der Volkswirtschaftslehre üblichen Definitionen externe Kosten. **Externe Kosten** entstehen, wenn durch eine wirtschaftliche Transaktion unbeteiligte Dritte einen Schaden erleiden. Typisches Beispiel für externe Kosten sind Umweltprobleme: Bei der Produktion oder dem Konsum eines Gutes, z. B. chemischen Substanzen, entstehen schädliche Beiprodukte, z. B. Schadstoffemissionen, deren Kosten, z. B. Schädigung der Landwirtschaft, von Dritten oder von der Allgemeinheit getragen werden[39]. Insbesondere ist die Bereitstellung von Energie – mit welcher Technik auch immer – mit unerwünschten Nebeneffekten verbunden:Risiken für die menschliche Gesundheit, Schädigungen von Pflanzen und Tieren, Störung ökologischer Gleichgewichte und Beschädigung von Materialien. Es besteht weitgehender Konsens, dass diese Kosten bei wirtschaftspolitischen Entscheidungen berücksichtigt werden sollten. Will man dies auf transparente, nachvollziehbare und konsistente Weise tun, so sollten die externen Kosten in einer einheitlichen Maßeinheit berechnet werden. In der Regel werden die entstehenden Schäden in der Umweltökonomik

[39] Effiziente Umweltregulierung dient deshalb nach dem volkswirtschaftlichen Verständnis dem Ziel, externe Kosten auf die Verursacher zu überwälzen („Polluter-Pays-Principle").

monetär bewertet. Es ist einsichtig, dass dies nicht immer einfach ist – etwa bei der Bewertung von Gesundheitsproblemen. Ohne ein einheitliches Maß können jedoch verschiedene Umweltschäden nicht miteinander verglichen werden. In der Folge wäre dann auch eine umwelt- und wirtschaftspolitische Bewertung von Energiepolitik nach Maßstäben der wissenschaftlichen Ökonomik unmöglich.

5.4 Endenergieverbrauch in Deutschland

Die Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke hat besonders auf den Umwandlungssektor Auswirkungen, aber auch Konsequenzen für die Höhe des Endenergieverbrauchs der übrigen Sektoren.

Industrie

Die Industrieproduktion fällt gegenüber der Referenzprognose leicht höher aus, wobei der Outputeffekt für stromintensive Branchen wegen der relativ geringeren Strompreise überdurchschnittlich hoch ist. Bezüglich einer detaillierten Diskussion der Strompreise für die einzelnen Verbrauchergruppen siehe für die Referenzprognose (Ra) Unterabschnitt „Strompreise" in Abschnitt 4.3 und für die Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) den Abschnitt 5.2. So liegt beispielsweise die Produktionsmenge der Aluminiumindustrie 2020 um 0,2 Mio. t höher als in der Referenzprognose. Dies ist nicht überraschend, da die stromintensivsten Produktionsverfahren in der Aluminiumindustrie eingesetzt werden.

Generell ist die produktionssteigernde Wirkung einer Laufzeitverlängerung in den Perioden am größten, in denen eine vestärkte Kernkraftnutzung stattfindet. Im Falle einer Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre ist dies vor allem die Zeit bis 2020. Danach neigen sich die Laufzeiten allmählich ihrem Ende zu und der Produktionseffekt sinkt merklich. Im Jahr 2030 ergeben sich kaum noch Produktionsunterschiede zur Referenzprognose.

Die höhere Industrieproduktion und die geringen Strompreise sorgen für einen erhöhten Stromverbrauch. Der Strombedarf für 2020 liegt gegenüber der Referenzprognose um 6 PJ bzw. 0,7 % höher. In 2030 gleichen sich die Werte an und belaufen sich beide auf einen Stromverbrauch von 865 PJ (Abbildung 5.5). Der Endenergieverbrauch der Industrie liegt 2020 im Vergleich zur Referenzprognose um 6 PJ höher, 2030 nur noch um 2 PJ.

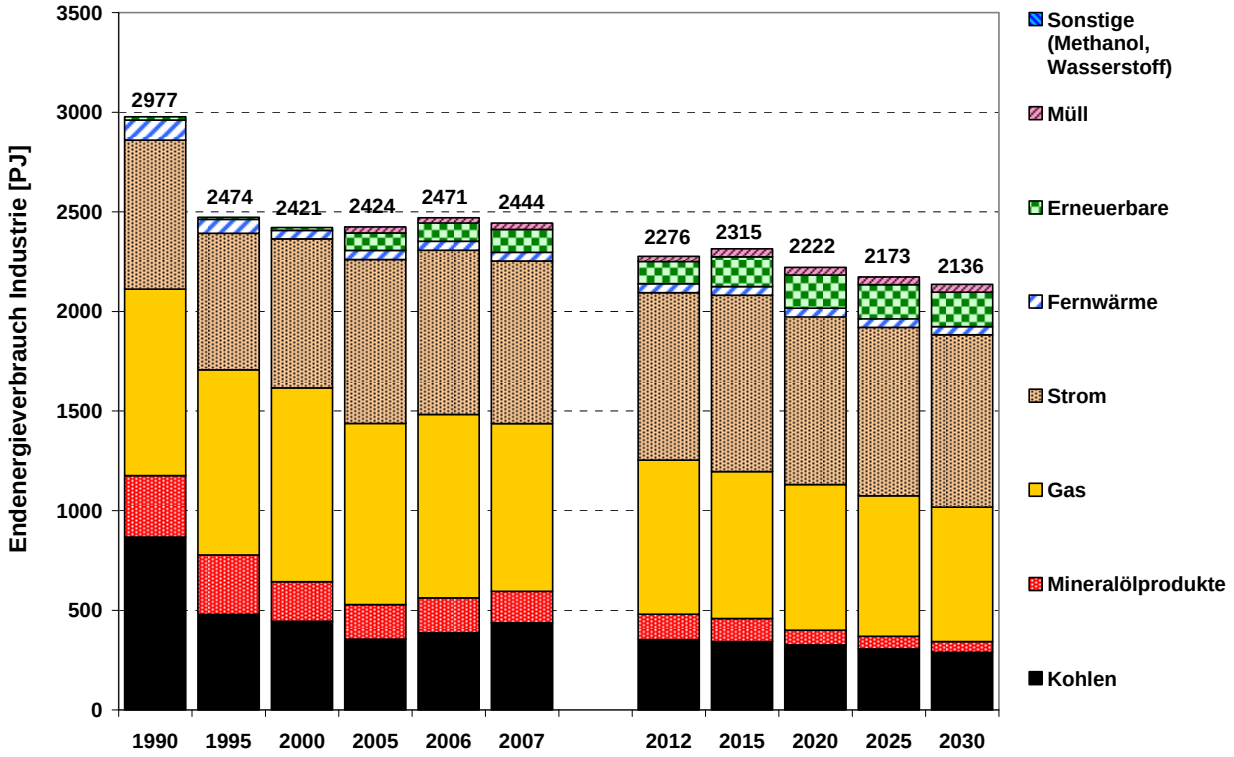


Abbildung 5.5: Endenergieverbrauch der Industrie in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

Aufgrund des mit der Laufzeitverlängerung einhergehenden relativ geringeren Strompreises wird in der Industrie die Eigenerzeugung in KWK-Anlagen zurückgefahren und stattdessen mehr Strom aus der allgemeinen Versorgung bezogen (+54 PJ im Jahr 2020 gegenüber der Referenzprognose; identische Werte für 2030). Die Minderung der industriellen Stromerzeugung geht vor allem zu Lasten der gasbefeuerten Industrie-KWK-Anlagen und ist verantwortlich sowohl für den geringeren Gaseinsatz der Industrie für die Strom- und Wärmeerzeugung als auch für den allgemeinen Rückgang der industriellen KWK-Nutzung.[40] Im Vergleich zur Referenzprognose sinkt daher der Beitrag von Gasen zur Deckung des Energiebedarfs der Industrie in 2020, wohingegen der Anteil des Stroms höher ausfällt.

Die wegen der längeren Nutzung der deutschen Kernkraftwerke geringeren CO_2-Emissionen bedingen eine reduzierte Nachfrage nach Emissionszertifikaten des deutschen Umwandlungssektors. Durch die daraufhin sinkenden CO_2-Preise fragen die Industriesektoren vermehrt Zertifikate nach und erhöhen ihre Emissionen. Es kommt durch die Laufzeitverlängerung daher zu einer Umschichtung der CO_2-Emissionen aus dem deutschen Umwandlungssektor auf andere, am ETS beteiligte Sektoren.

Insgesamt liegen im Jahr 2020 die CO_2-Emissionen in Deutschland um 13 Mio. t unter denen der Referenzprognose. Die CO_2-Emissionen der Industrie sind indessen bei Nicht-Berücksichtigung der abnehmenden Emissionen aus der Eigenstromerzeugung um 1,2 Mio. t höher. Die

[40] Aufgrund der verminderten KWK-Eigenerzeugung findet die industrielle Wärme- und Dampferzeugung im Vergleich zur Referenzprognose vermehrt unter Verwendung reiner Wärmeerzeuger statt. Während der Gaseinsatz in der Industrie zur Stromerzeugung in der Umwandlung bilanziert wird, wird der wärmebedingte Gasverbrauch beim Endenergieverbrauch der Industrie erfasst.

Ermittlung dieses Wertes entspricht durch die Nicht-Berücksichtigung der Emissionen aus Eigenstromerzeugung der Ermittlung des Endenergieverbrauchs (Bilanzierung des Stromverbrauchs und nicht des Brennstoffeinsatzes zur Stromerzeugung). Ein Grund für die höheren Emissionen der Industrie ist der deutlich höhere Anteil der Kohlen sowie der geringere Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch gegenüber der Referenzprognose. Unter Anwendung der Emissionsbilanzierung nach UNFCCC (vergleiche UNFCCC-Bilanzen im Abschnitt 11) sind die CO_2-Emissionen des Industriesektors im Fall einer Laufzeitverlängerung in 2020 um 4,1 Mio. t geringer als in der Referenzprognose. Ausschlaggebend sind die in diesem Fall bei der Industrie mitbilanzierten, deutlich rückläufigen Emissionen der industriellen Eigenstromerzeugung aufgrund der Zunahme der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken (bei gleichzeitigem Rückgang der Strommengen aus industrieller Eigenstromerzeugung).

Differenziert stellt sich das Bild hinsichtlich der Energieintensität (spezifischer Verbrauch) in der Industrie im Vergleich zur Referenzprognose dar. Während in einigen Branchen aufgrund der freiwerdenden Zertifikate und somit geringeren CO_2-Preise in der Variante mit Laufzeitverlängerung der Investitionsanreiz für effiziente, aber teure Technologien sinkt (z. B. Eisen/Stahl), führt sowohl der erhöhte Stromeinsatz als auch der Rückgang des Einsatzes der Erneuerbaren Energien zu einer Steigerung der Endenergieeffizienz.[41]

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

Im GHD-Sektor resuliert aus den Berechnungen mit dem gesamtwirtschaftlichen Modell NEWAGE ein Mitarbeiterrückgang von 30,2 Millionen im Jahr 2005 auf 29,9 Millionen im Jahr 2020 und schließlich 28,6 Millionen im Jahr 2030. Damit liegt die Beschäftigtenzahl im GHD-Sektor in 2020 um etwa 0,3 % höher als in der Referenzprognose, in 2030 beträgt der Abstand nur noch 0,1 %. Da ein hoher Anteil des Energiebedarfs im GHD-Sektor auf den Raumwärmebedarf zurückgeht, der wenig von der Beschäftigtenzahl abhängig ist, liegt der Endenergieverbrauch dieses Sektors in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) jedoch im gesamten Betrachtungszeitraum etwa auf demselben Niveau wie in der Referenzprognose.

Der Endenergieverbrauch sinkt bis 2020 auf 1 304 PJ, was einem Rückgang um circa 11 % gegenüber 2006 entspricht. Im Jahr 2030 liegt der Energieverbrauch des GHD-Sektors bei 1 234 PJ und damit um 4 PJ niedriger als in der Referenzprognose.

Auch bezüglich der Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern sind bei Gegenüberstellung mit der Referenzprognose keine wesentlichen Änderungen festzustellen. Trotz des leicht gesunkenen Strompreises zu Beginn des Betrachtungszeitraums liegt im GHD-Sektor keine Erhöhung des Stromverbrauchs im Vergleich zur Referenzprognose vor. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien kann in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf gleiche Weise vorangetrieben werden wie in der Referenzprognose, so dass der direkte Anteil der Erneuerbaren Energien in 2030 einen

[41] Für eine Diskussion der Auswirkungen von Energieeffizienzvorgaben auf den Endenergieverbrauch und die Technologieauswahl der Industrie, sowie das Zusammenwirken von Zielen der Förderung der Energieeffizienz und der Emissionsreduktion siehe (Kuder, Blesl 2008).

Anteil von 5,9 % (73 PJ) am Endenergieverbrauch des GHD-Sektors erreicht.

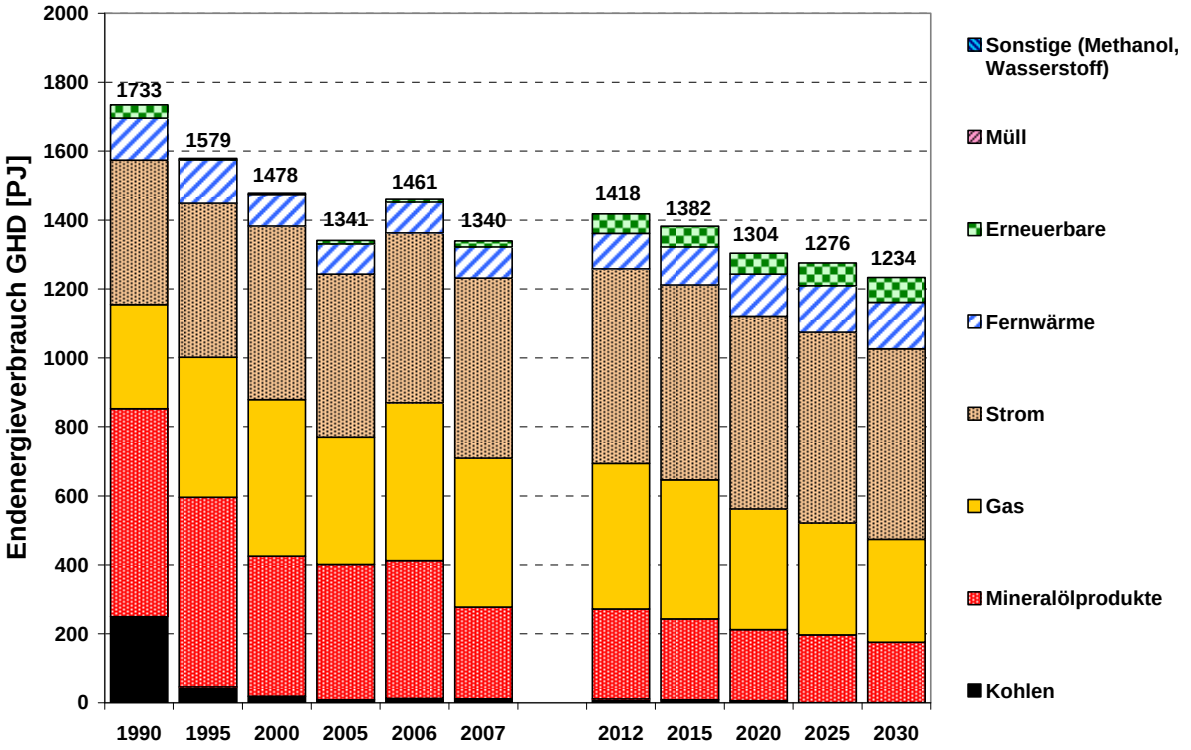


Abbildung 5.6: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

Haushalte

Der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) wird die gleiche Bevölkerungs- und Haushaltsentwicklung zugrunde gelegt wie der Referenzprognose. Dementsprechend ergeben sich bezüglich der Entwicklung der Endenergienachfrage der privaten Haushalte bis 2030 ähnliche Ergebnisse. Der Endenergieverbrauch sinkt gegenüber 2006 bis 2020 um 14 % auf 2 229 PJ und bis 2030 um circa 24 % auf 1 985 PJ (Abbildung 5.7) und liegt damit auf demselben Niveau wie in der Referenzprognose.

Zu Beginn des Betrachtungszeitraumes ist aufgrund der niedrigeren Strompreise ein stärkerer Anstieg des Stromverbrauchs der privaten Haushalte gegenüber der Referenzprognose zu beobachten. So liegt die Stromnachfrage im Jahr 2015 mit 536 PJ um 13 PJ höher als in der Referenzprognose. Der höhere Stromverbrauch dient vor allem der Deckung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs im Gebäudebestand. Die Erhöhung des Stromverbrauchs geht 2015 insbesondere zu Lasten von Fernwärme und den Erneuerbaren Energien.

Da sich die Strompreise infolge der rückläufigen Stromerzeugung in Kernkraftwerken nach 2020 an das Niveau in der Referenzprognose annähern, gleicht sich auch der Stromverbrauch der privaten Haushalte bis 2030 an die Referenzprognose an. In 2030 liegen in der Struktur des Endenergieverbrauchs im Haushaltssektor keine wesentlichen Abweichungen zu den Ergebnissen der Referenzprognose vor.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien im Haushaltssektor wird bis 2030 in gleicher Weise gesteigert wie in der Referenz-

prognose. Erneuerbare Energien haben demnach 2030 einen Anteil von 15 % an der Endenergienachfrage der privaten Haushalte, Heizöl 13 %, Gas 38 %, Strom 28 % und Fernwärme 7 %.

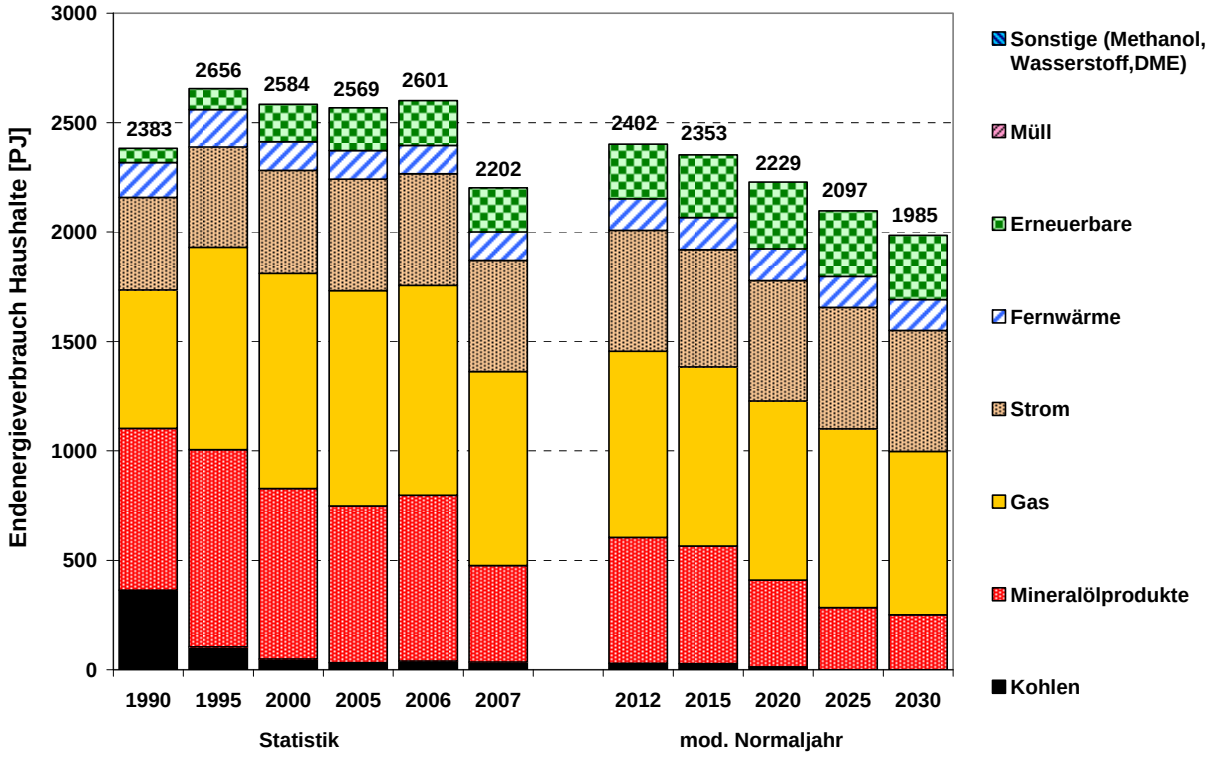


Abbildung 5.7: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Haushalte in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

Verkehr

Die Laufzeitverlängerung der bestehenden Kernenergieanlagen hat nur einen geringen Einfluss auf den Endenergieverbrauch des Verkehrssektors (Abbildung 5.8). Aufgrund der im Vergleich zur Referenzprognose geringfügig höheren Güterverkehrsleistung ergibt sich für 2020 ein um 3 PJ höherer Endenergieverbrauch. In 2030 erreicht die Endenergienachfrage im Verkehrssektor mit 2447 PJ wieder dasselbe Niveau wie in der Referenzprognose. Signifikante Veränderungen bei der Effizienz der Fahrzeuge oder dem Energiemix gibt es gegenüber der Referenzprognose nicht.

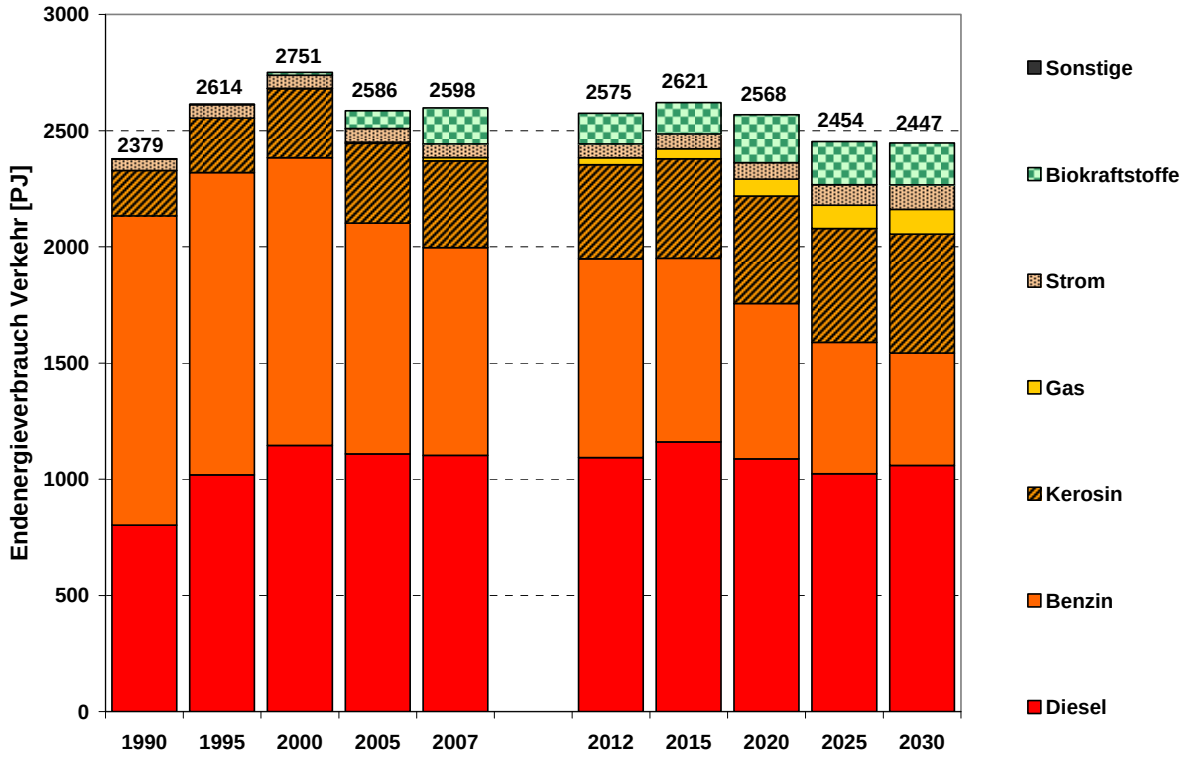


Abbildung 5.8: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

Endenergieverbrauch

Der Endenergieverbrauch liegt 2020 gegenüber der Referenzprognose um 11 PJ bzw. 0,13 % höher. Gründe dafür sind die geringfügig stärkere Güterverkehrsleistung und die leicht höheren industriellen Produktionswerte. Dadurch fällt der Kohleverbrauch in 2020 um 20 PJ, der Verbrauch an Mineralölprodukten um 37 PJ höher aus als in der Referenzprognose. Daneben resultiert aus dem niedrigeren Strompreisniveau eine geringfügig höhere Stromnachfrage (+7 TWh im Jahr 2020). Die gegenüber der Referenzprognose stärkere Strom-, Mineralöl- und Kohlenutzung verdrängt vorallem Erdgas (-39 PJ in 2020) und Fernwärme (-9 PJ in 2020), geht aber weniger zu Lasten der Erneuerbaren Energien (-4 PJ in 2020). In 2030 liegt der Endenergieverbrauch in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre auf demselben Niveau wie in der Referenzprognose.

Werden wie in der Referenzprognose die Maßnahmen der „Early Action"-Regelung berücksichtigt, fällt die Reduktion des Endenergieverbrauchs gegenüber dem Mittel der Jahre 2001 bis 2005 bis 2012 mit 10,4 % etwa genauso hoch aus wie in der Referenzprognose. Das für das Jahr 2016 von der EU vorgegebene Ziel einer Verringerung des Endenergieverbrauchs um 9 % gegenüber dem Mittel der Jahre 2001 bis 2005 wird somit auch in der Variante bereits im Jahr 2012 übertroffen.

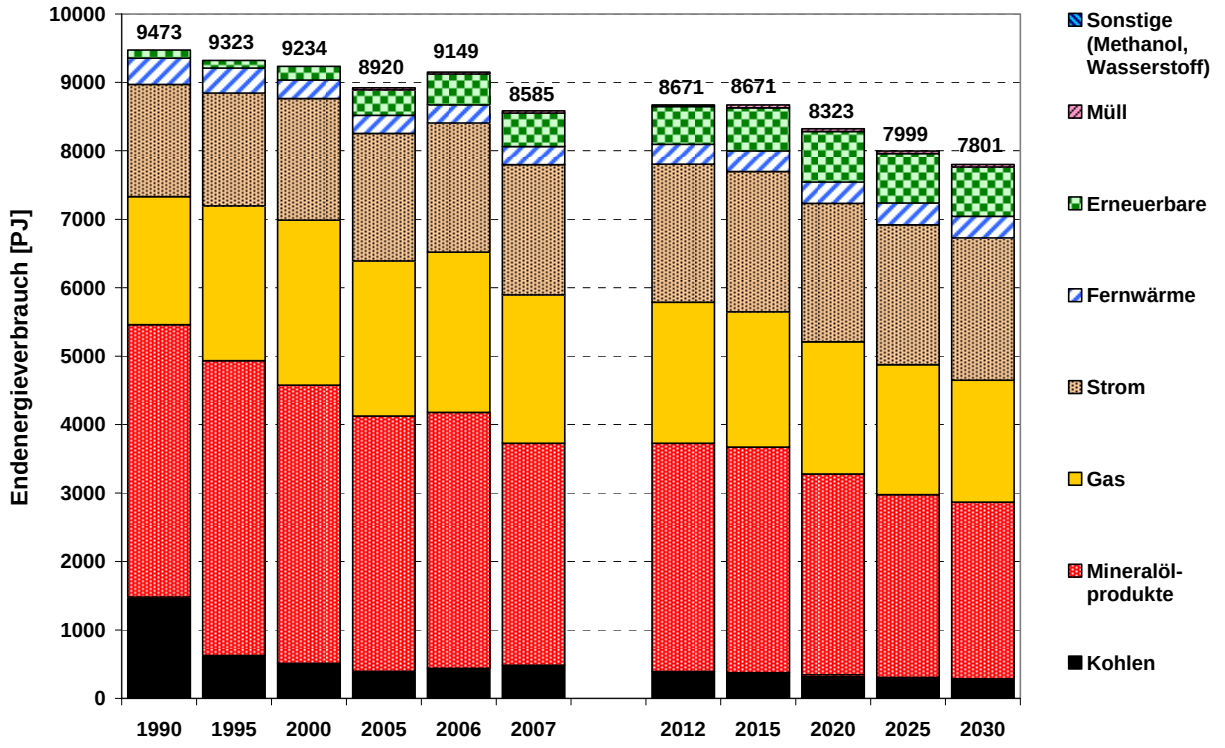


Abbildung 5.9: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

5.5 Umwandlungssektor

Beim nichtenergetischen Verbrauch und im Raffineriesektor gibt es im Vergleich zur Referenzprognose keine signifikanten Unterschiede, wohl aber in der Stromerzeugung. Wie in den Nachfragesektoren sind die Unterschiede zwischen der Referenzprognose (Ra) und der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) entsprechend der Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre in 2015 und 2020 ausgeprägter, wohingegen sich die Werte in 2030 wieder angleichen.

Strombedarf

Der Nettostrombedarf steigt in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) von 613 TWh in 2012 auf 628 TWh in 2030 (Abbildung 5.10). Es ergibt sich eine Zunahme des Strombedarfes gegenüber der Referenzprognose um 5,7 TWh in 2015 sowie 2,2 TWh in 2020, was auf eine verstärkte Nutzung von Stromanwendungen im Industriesektor und bei den Haushalten zurückzuführen ist. In 2030 nähern sich die Werte wieder an und der Strombedarf liegt bei Laufzeitverlängerung nur knapp unter dem Wert der Referenzprognose.

Durch die Zunahme der Stromnachfrage steigt die Spitzenlast in der Variante mit Laufzeitverlängerung von 80 GW in 2012 auf 82 GW in 2030 an und liegt damit in 2030 auf gleichem Niveau wie die der Referenzprognose.

Bei einer Laufzeitverlängerung kann die Spitzenlast in 2012 vollständig durch den einheimischen Kraftwerkspark gedeckt werden, wobei durch den Weiterbetrieb der Kernkraftwerke in den mittleren Perioden weniger Kraftwerksleistung zur Spitzenlastdeckung zugebaut werden muss als in der Referenzprognose (Ra).

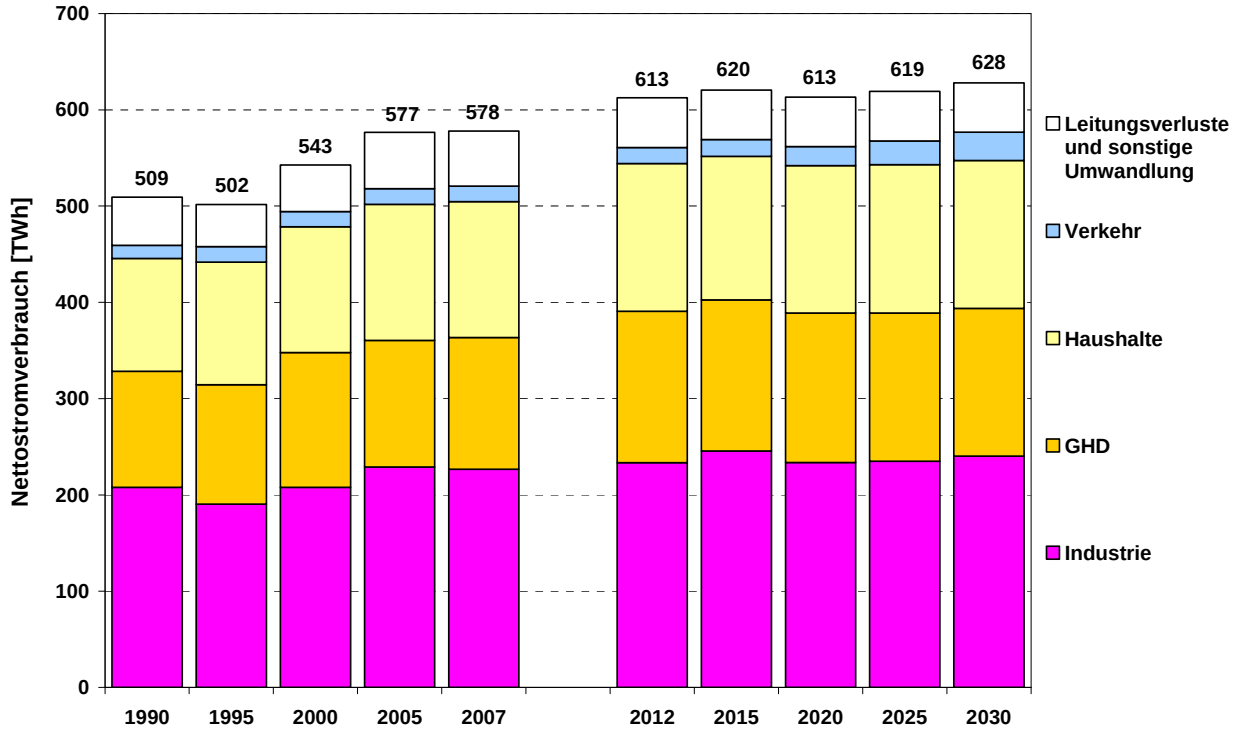


Abbildung 5.10: Strombedarf in Deutschland in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

Strombereitstellung

Die Nettostrombereitstellung in Deutschland liegt bei einer Verlängerung der Laufzeiten für Kernkraftwerke in 2012 6,6 TWh und 2,2 TWh in 2020 über der Nettostrombereitstellung der Referenzprognose (Ra) (Abbildung 5.11). Bis 2030 nähern sich die Werte wieder an. Dabei werden die Nettostromimporte deutlich reduziert. In 2012 sind um 5,7 TWh, in 2020 um 23 TWh geringere Nettoimporte zu verzeichnen. In 2030 differieren die Werte nur noch um 0,1 TWh. Zu einer Reduktion der Nettostromimporte aus Frankreich kommt es vor allem in 2020 (6 TWh weniger im Vergleich zur Referenzprognose). Des Weiteren bewirken die verlängerten Laufzeiten für Kernkraftwerke besonders in 2020 eine Verstärkung der Nettoexporte in die Nachbarländer der Alpenregion um knapp 5 TWh und nach Polen um 13 TWh. Die Verlängerung der Laufzeiten für Kernkraftwerke, die dadurch reduzierten Nettostromimportmengen und die erhöhte Stromnachfrage haben eine Zunahme der inländischen Stromerzeugung bis einschließlich 2025 gegenüber der Referenzprognose zur Folge (+12 TWh auf 616 TWh in 2012, +25 TWh auf 598 TWh in 2020). In 2030 gleichen sich die Werte wiederum an und liegen nur noch um 2 TWh auseinander.

Eine Laufzeitverlängerung führt im Vergleich zur Referenzprognose bis 2020 zu einer verringerten Stromerzeugung aus Gas (-49 TWh in 2020) und Steinkohle (-14 TWh in 2020). In 2030 kommt es wieder zu einer Angleichung, wobei in der Variante mit Laufzeitverlängerung Strommengen aus Gaskraftwerken (+28 TWh) Strom aus Kohlen (-29 TWh) ersetzen. Dabei werden überwiegend Kohle-CCS-Anlagen bei Laufzeitverlängerung durch GuD-Kraftwerke ersetzt. Der relativ geringe Erdgasanteil an der Stromerzeugung bei Laufzeitverlängerung in 2020 (10 % im Vergleich zu 19 % in der Referenz) erhöht sich bis zum Jahr 2030 deutlich

und übersteigt mit dann 25 % den Anteil in der Referenzprognose (21 %).

Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien erreichen einen Anteil am Bruttostromverbrauch von 27 % in 2020 und bauen diesen auf 37 % in 2030 aus. Hier zeigt sich, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien unabhängig von einem Kernenergieausstieg bzw. der Laufzeitverlängerung stattfindet und den Werten der Referenzprognose entspricht. Er ist praktisch ausschließlich von den Anreizen in Form von Einspeisevergütungen abhängig, die durch das Erneuerbare Energien Gesetz vorgegeben werden.

Argumente, Kernkraft und vor allem der Ausbau der Windkraft könnten sich im Wege stehen, indem der per Gesetz vorrangig einzuspeisende Windstrom ein – vermeintlich nicht wirtschaftliches – Zurückfahren der Kernkraftwerke erfordern würde, sind ebenso wenig stichhaltig: Dass ein Zurückfahren der Kernkraftwerke durchaus wirtschaftlich ist, zeigt das Beispiel Frankreich. Bei einem sehr hohen Anteil der Kernkraft von nahezu 80 % an der französischen Stromerzeugung, können Kernkraftwerke zwangsläufig nicht ausschließlich zur Deckung der permanent nötigen Grundlast eingesetzt werden. Dass sich ein Weiterbetrieb der deutschen Kernkraftwerke angesichts des zu erwartenden erheblichen Ausbaus der Windkraft letztlich nicht lohnen würde, ist angesichts der eindeutigen Favorisierung des Weiterbetriebs durch die Betreiber kaum anzunehmen. Demzufolge stehen verlängerte Nutzungszeiten für Kernkraftwerke nicht im Widerspruch zum weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung.

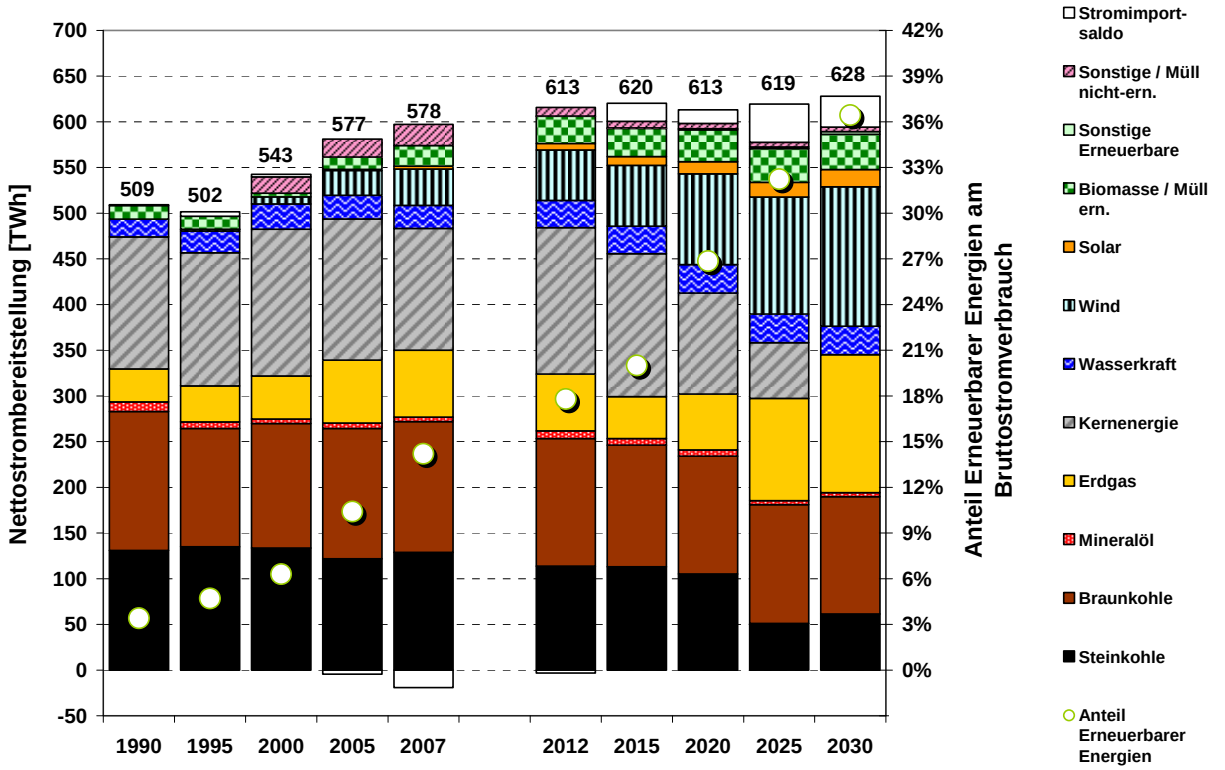


Abbildung 5.11: Nettostrombereitstellung in Deutschland in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

Die im Umwandlungssektor anfallenden Kohlendioxid-Emissionen reduzieren sich gegenüber der Referenzprognose (Ra) um 10 Mio. t CO_2 in 2012 auf 326 Mio. t CO_2

und um 9 Mio. t CO_2 auf 271 Mio. t CO_2 in 2020. In 2030 sind die Emissionen nahezu auf dem Niveau der Referenzprognose (Ra). Die spezifischen Emissionen der Stromerzeugung verringern sich von 434 kg CO_2/MWh in 2012 auf 358 kg CO_2/MWh in 2020 und im weiteren Verlauf auf 280 kg CO_2/MWh.

Im europäischen Kontext führt eine Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke in Deutschland auf 40 Jahre zu vergleichsweise geringen gesamteuropäischen Reaktionen. Generell ändern sich die Stromaustauschsalden (Reduktion des deutschen Stromimportsaldos) und EU-weit reduzieren sich die CO_2-Preise (durch mehr CO_2-freien Strom aus Deutschland).

Insgesamt übertragen sich die Änderungen in Deutschland (mehr Strom aus Kernkraft, weniger aus Gas und Kohle in den mittleren Perioden; in 2030 höherer Gaseinsatz, weniger Steinkohle-CCS) auf das gesamteuropäische Bild. Da aber nur geringe Änderungen der Strombereitstellung in den anderen Ländern durch die deutsche Laufzeitverlängerung induziert werden, kommt es bei europäischer Betrachtung nur zu leichten Änderungen (Abbildung 5.12).

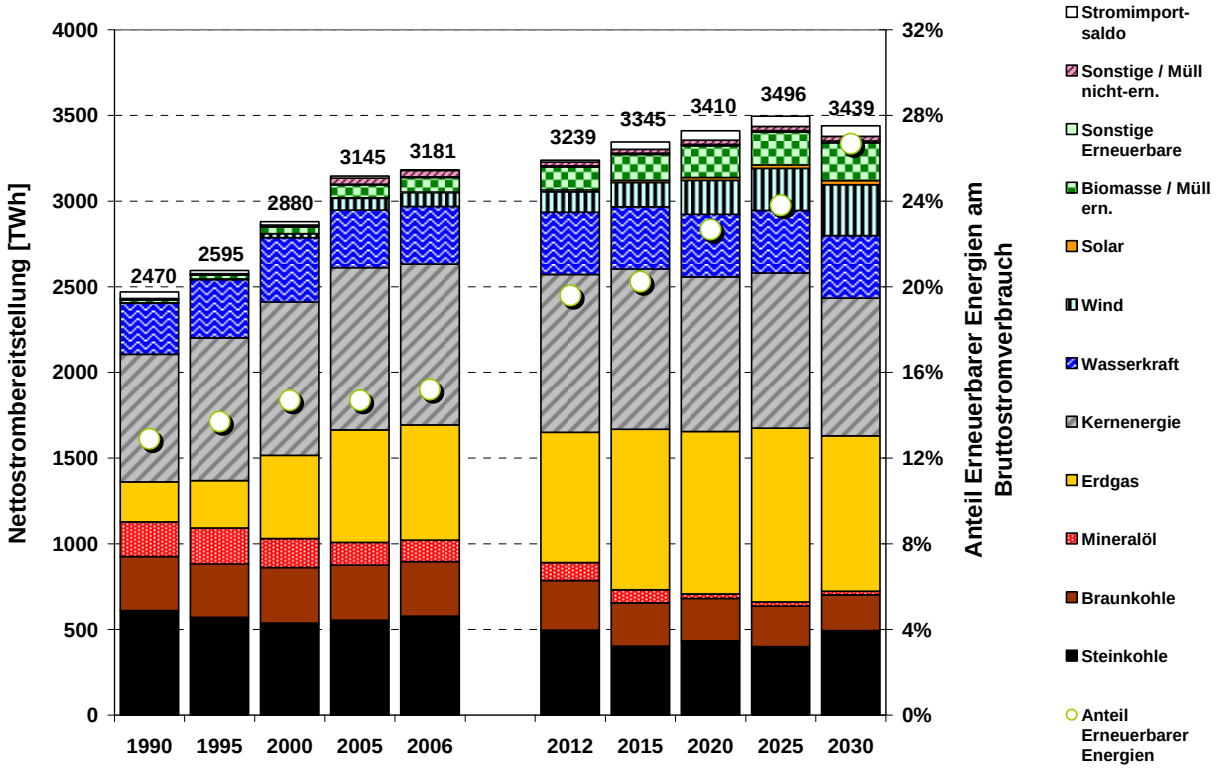


Abbildung 5.12: Nettostrombereitstellung in der EU-27 in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

Kraftwerksleistung

Die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke hat in Deutschland eine höhere installierte Nettoleistung in den Perioden 2012, 2015, und 2020 zur Folge (Abbildung 5.13). Gegenüber der Referenzprognose sind zusätzlich 4 GW Nettoleistung in 2012 und in 2020 7 GW am Netz verfügbar. Substitutionseffekte sind primär für Erdgaskraftwerke zu verzeichnen, wobei besonders in den Perioden 2020 (2 GW) und 2025 (5 GW) Kapazitäten substituiert werden, die in der Referenzprognose zur Vorhaltung von Reserveleistung am Netz installiert sind. Dies wird am Beispiel von erdgasbefeuerten

Gasturbinen deutlich, bei denen sich die installierte Nettoleistung in 2025 um 4,9 GW unterscheidet. Es sind zudem durch die Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke geringe Auswirkungen auf den Zubau von Kraftwerken mit CO_2-Abscheidung beobachtbar (2,4 GW weniger kohlebefeuerte CCS-Kraftwerke bis 2030).

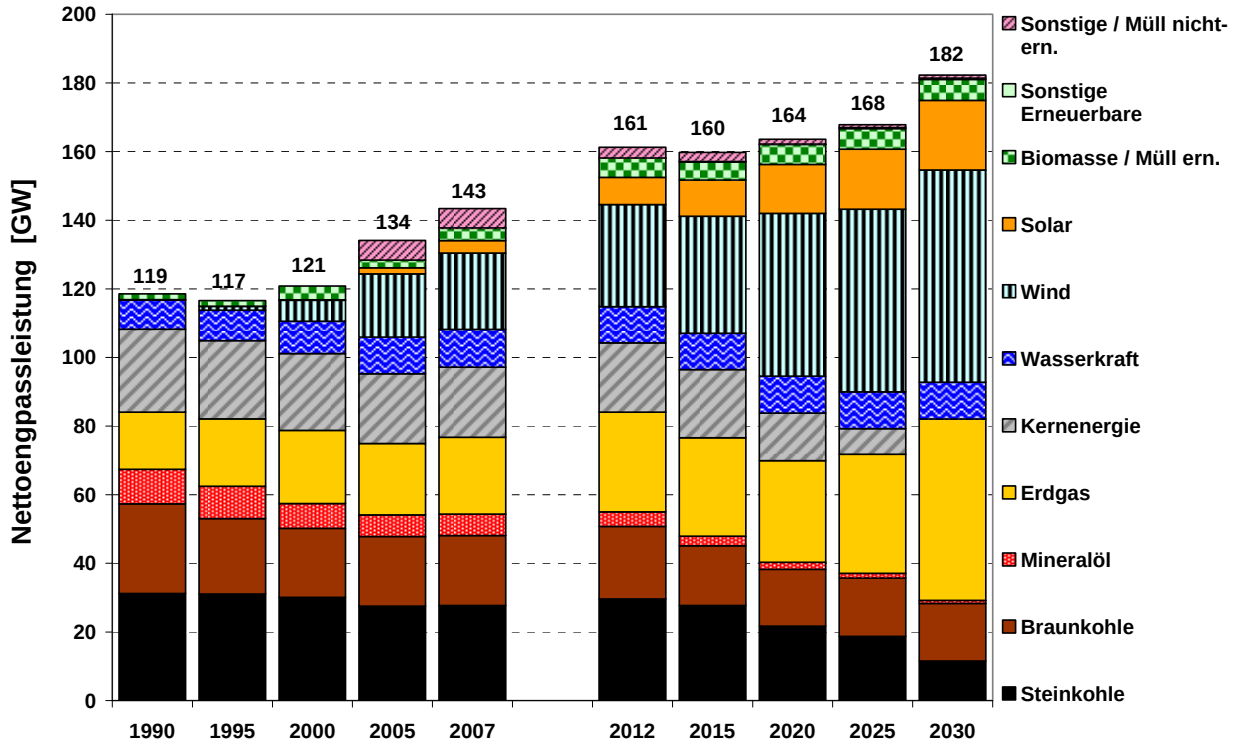


Abbildung 5.13: Nettoengpassleistung in Deutschland in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

Kraftwerkszubau

Für die Darstellung des Kraftwerkszubaus werden 4 Zubauperioden unterschieden (Abbildung 5.14). Die bei einer Laufzeitverlängerung von 40 Jahren im Betrachtungszeitraum zugebaute Leistung von 132 GW entspricht dem Wert der Referenzprognose. Allerdings kommt es durch die Laufzeitverlängerung zu einer zeitlichen Verschiebung der Ersatzinvestitionen. In den ersten drei Zubauperioden liegt die kumulierte Zubauleistung 7 GW unterhalb des Wertes der Referenzprognose. Davon sind in erster Linie Erdgas-Kraftwerke betroffen (5,2 GW). Besonders zwischen 2018 und 2027 bewirkt eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke einen reduzierten Investitionsbedarf an Erdgas-Gasturbinen (-4,8 GW). In der Zubauperiode 2028-2032 übersteigt der Kraftwerkszubau den Wert der Referenzprognose hingegen um 7 GW. Im Vergleich zur Referenzprognose werden in dieser Periode überwiegend zusätzliche GuD-Anlagen errichtet.

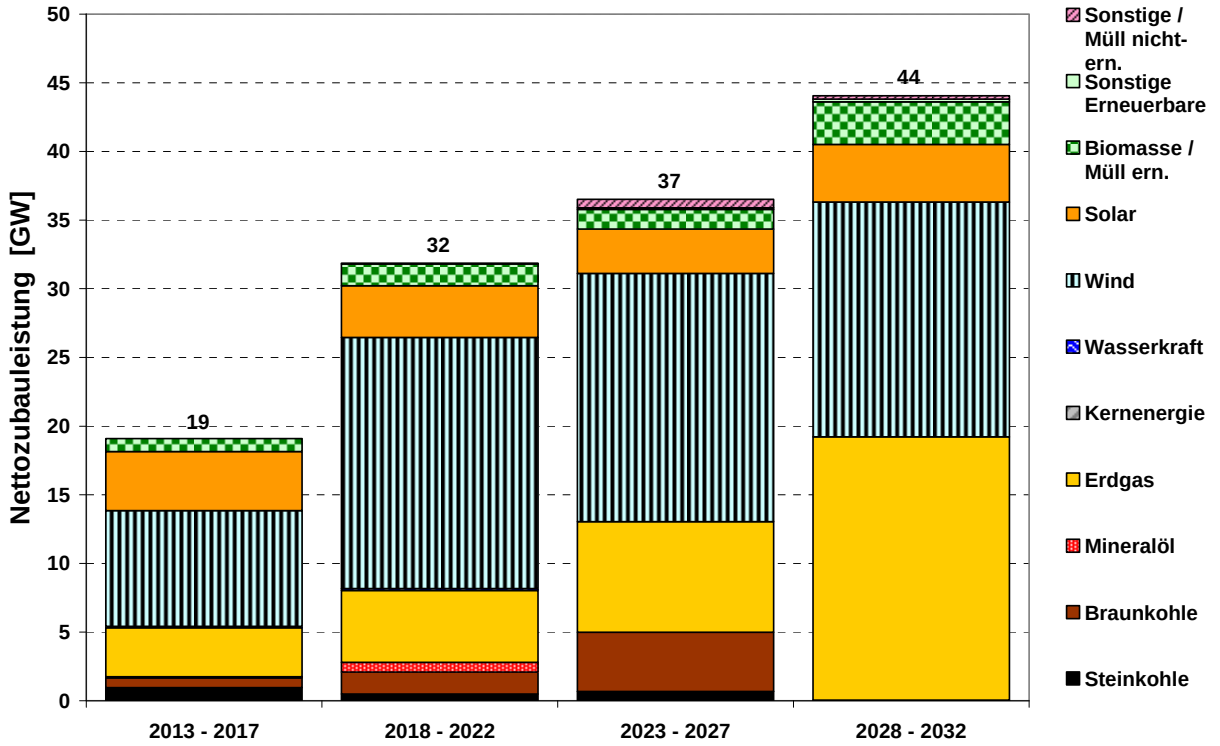


Abbildung 5.14: Zubaukapazitäten in Deutschland nach 2012 in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

Kraft-Wärme-Kopplung

Generell führt die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke zu einem zusätzlichen Angebot an günstigem Strom. Insbesondere in den mittleren Perioden 2015 und 2020 (mit hoher zusätzlicher Kernkraftkapazität bei Laufzeitverlängerung im Vergleich zur Referenzprognose) konkurriert der KWK-Strom mit den zusätzlichen Strommengen aus Kernkraftwerken. Dadurch reduziert sich vor allem in der Industrie der Anreiz zur Eigenproduktion in industriellen (überwiegend gasgefeuerten) KWK-Anlagen.

Die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen steigt gegenüber 2007 bis 2020 auf 101 TWh (bzw. um 33 %) sowie bis 2030 auf 116 TWh (bzw. um 52 %), bleibt dabei aber gerade mittelfristig hinter den Werten der Referenz zurück (im Vergleich zu 109 TWh in 2020 und 118 TWh in 2030 in der Referenzprognose). Das Erreichen des Ziels, den Anteil der KWK-Stromerzeugung bis 2020 auf 25 % zu erhöhen, wird in der Variante mit Laufzeitverlängerung zusätzlich dadurch erschwert, dass die Nettostromerzeugung in 2020 insgesamt leicht höher liegt als in der Referenzprognose. Der KWK-Anteil an der Nettostromerzeugung kann bis 2020 daher auf 16,9 % (Referenzprognose 19,0 %), bis 2030 auf 19,5 % (Referenzprognose 19,8 %) gesteigert werden. Wiederum kommt es also mit der Beendigung des Einsatzes der Kernenergie in 2029 zu einer deutlichen Annäherung an die Referenzprognose in 2030.

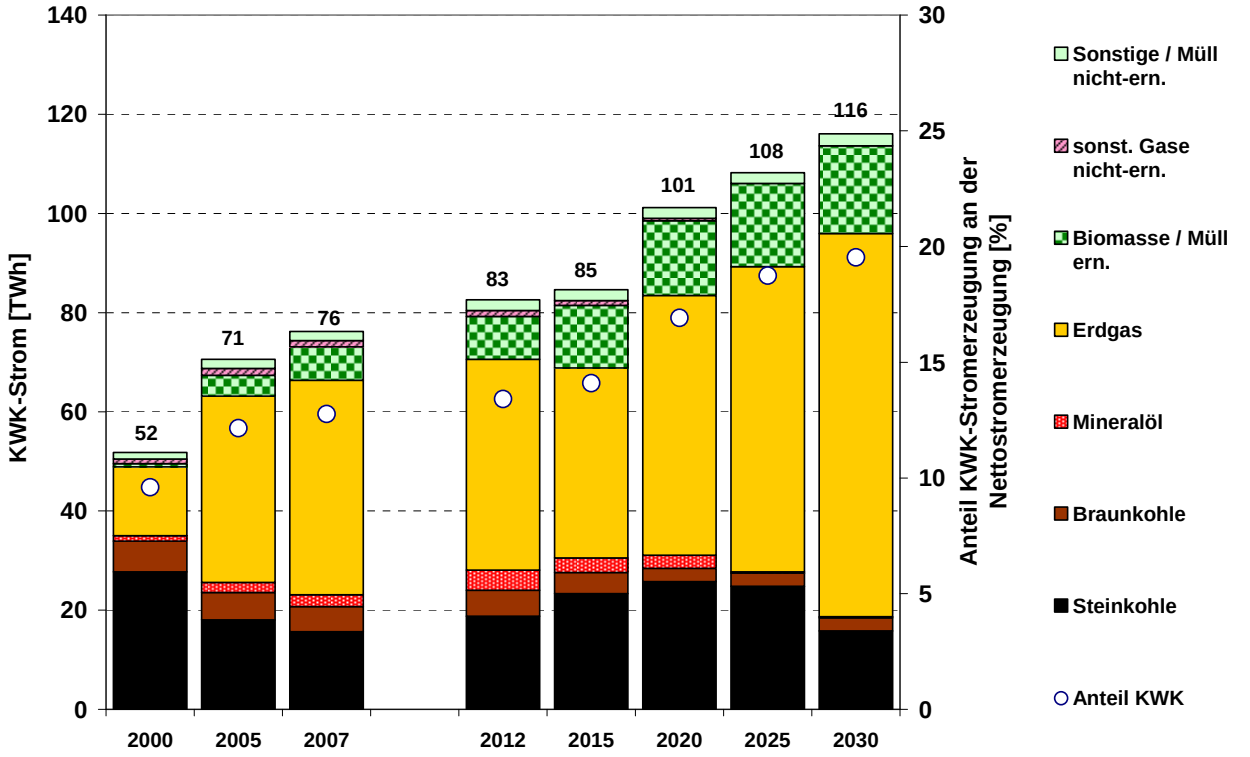


Abbildung 5.15: KWK-Stromerzeugung in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

Der geringere Ausbau vor allem in 2015 und 2020 geht insbesondere zu Lasten des Ausbaus an Erdgas-KWK-Anlagen. Während sich in der Referenzprognose die KWK-Stromerzeugung auf Basis von Erdgas von 43 TWh in 2007 auf 61 TWh in 2020 erhöht, erfolgt in der Variante mit Laufzeitverlängerung nur eine Zunahme auf 52 TWh (in 2030 liegt der Wert der Referenzprognose bei 79 TWh gegenüber 77 TWh bei Laufzeitverlängerung). Die Steigerung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen, die Biomasse oder erneuerbaren Müll einsetzen, wird gemäß der unterstellten Vorgaben zur Umsetzung des EEG jedoch nicht beeinträchtigt, so dass ebenso wie in der Referenzprognose in 2020 15 TWh und in 2030 18 TWh Strom in diesen Anlagen erzeugt werden.

Entsprechend der geringeren Stromerzeugung in KWK-Anlagen verringert sich in der Variante mit Laufzeitverlängerung auch die Fernwärmeerzeugung in KWK-Anlagen in 2020. Während in der Referenzprognose 2020 319 PJ Fernwärme aus KWK-Anlagen bereit gestellt werden, liegt dieser Wert in der Variante mit Laufzeitverlängerung nur bei 310 PJ. Diese Verringerung geht wiederum hauptsächlich zu Lasten von Erdgas.

5.6 Primärenergieverbrauch

In der Variante mit Laufzeitverlängerung verringert sich der Primärenergieverbrauch bis 2020 gegenüber 2007 um 11 % auf 12 502 PJ. Der Verbrauchsrückgang liegt damit etwas niedriger als in der Referenzprognose, was vor allem mit dem höheren Wirtschaftswachstum und der energetischen Bewertung der Kernenergie zusammenhängt. Der verlängerte Einsatz der Kernenergie erfolgt in erster Linie auf Kosten des Erdgases und der Kohlen, deren Einsatz 2020 um 11 % bzw. um 4 %

niedriger liegt als in der Referenzprognose. Die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke hat hingegen keinen negativen Effekt auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien. Bis 2030 sinkt der Primärenergieverbrauch auf 10 924 PJ und ist damit geringfügig niedriger als in der Referenzprognose.

Die Laufzeitverlängerung geht einher mit einer im Vergleich zur Referenzprognose zunächst geringeren Zunahme der Energieproduktivität. Nach 2020 führen die Investitionen in moderne Kraftwerkstechnik zu einer deutlichen Steigerung der Energieproduktivität, so dass bis 2030 etwa das Niveau der Referenzprognose erreicht wird.

Zur Bewertung des Energieversorgungsrisikos wird ein statistischer Indikator herangezogen, der alle zum Einsatz kommenden Energieträger berücksichtigt. Es zeigt sich, dass sich das Versorgungsrisiko in der Referenzprognose vor allem aufgrund eines Anstiegs des erdgasspezifischen Risikos deutlich erhöht. Im Gegensatz dazu bleibt das Versorgungsrisiko in der Variante mit Laufzeitverlängerung bis 2020 nahezu unverändert, steigt danach jedoch stark an.

Primärenergieverbrauch insgesamt

Im Falle der Variante mit Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke auf 40 Jahre ist der Primärenergieverbrauch in 2020 deutlich höher als in der Referenzprognose bei Kernenergieausstieg. Insgesamt sinkt der Primärenergieverbrauch nur um 11 % bis 2020 gegenüber dem Jahr 2007 und liegt damit um 524 PJ bzw. 4 % höher als in der Referenzprognose (Abbildung 5.16 und Tabelle 5.3). Neben einem etwas höherem Wirtschaftswachstum und einer höheren inländischen Stromerzeugung kann dies jedoch auch auf eine statistische Konvention zurückgeführt werden: bei der Verwendung des Wirkungsgradprinzips wird bei der Bewertung der Kernenergie ein im Vergleich zu fossilen Kraftwerken niedriger Wirkungsgrad angesetzt, wodurch ein relativ hoher Energieeinsatz in Kernkraftwerken resultiert. Der Primärenergieverbrauch an Kernkraft beträgt im Jahr 2020 noch 1 267 PJ und sinkt bis 2030 auf null. Der erhöhte Einsatz von Kernenergie geht im Jahr 2020 insbesondere zu Lasten der Erdgasverstromung. So sinkt der Primärenergieverbrauch an Erdgas im Vergleich zur Referenzprognose in 2020 um 311 PJ auf 2 434 PJ. Des Weiteren kommt es zu einem Rückgang des Verbrauchs an Kohlen (-92 PJ bei Steinkohle bzw. -13 PJ bei Braunkohle in 2020 gegenüber der Referenzprognose). Der Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie der Verbrauch an Mineralöl sind hingegen von der verlängerten Nutzung der Kernenergie nicht betroffen.

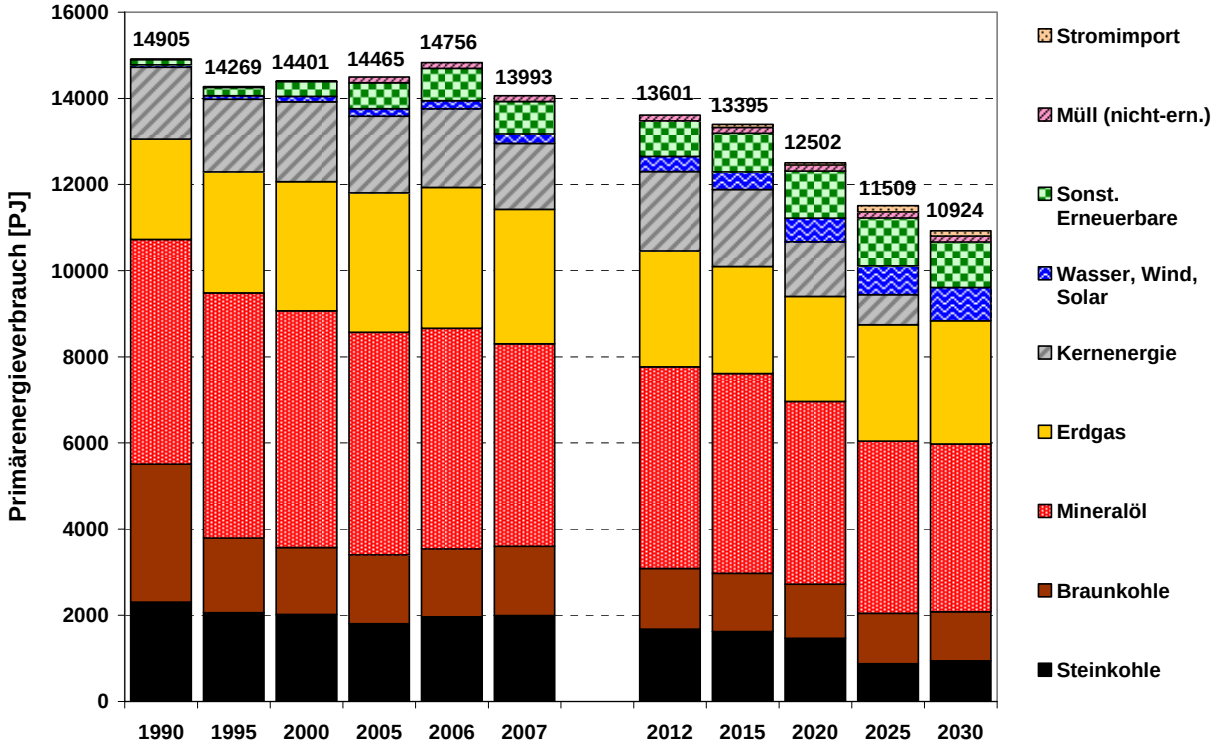


Abbildung 5.16: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

Tabelle 5.3: Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

PJ	2007	2012	2015	2020	2025	2030	Unterschied zu Ra in 2020 (%)
Steinkohle	1990	1678	1625	1464	873	939	-5,9
Braunkohle	1612	1410	1351	1259	1173	1142	-1,1
Mineralöl	4701	4681	4636	4244	3996	3896	0,0
Erdgas	3118	2690	2482	2434	2700	2860	-11,3
Kernenergie	1533	1839	1791	1267	699	0	406,6
Wasser, Wind, Solar	217	354	410	549	668	773	0,4
Sonst. Erneuerbare	757	824	892	1093	1112	1054	0,3
Müll (nicht-ern.)	133	137	137	138	138	139	0,0
Stromimport	-68	-11	71	53	150	122	-60,8
Summe	**13993**	**13601**	**13395**	**12502**	**11509**	**10924**	**4,4**

%	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Steinkohle	14,2	12,3	12,1	11,7	7,6	8,6
Braunkohle	11,5	10,4	10,1	10,1	10,2	10,5
Mineralöl	33,6	34,4	34,6	33,9	34,7	35,7
Erdgas	22,3	19,8	18,5	19,5	23,5	26,2
Kernenergie	11,0	13,5	13,4	10,1	6,1	0,0
Wasser, Wind, Solar	1,5	2,6	3,1	4,4	5,8	7,1
Sonst. Erneuerbare	5,4	6,1	6,7	8,7	9,7	9,6
Müll (nicht-ern.)	1,0	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3
Stromimport	-0,5	-0,1	0,5	0,4	1,3	1,1
Summe	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

Bis 2030 erfolgt eine deutliche Reduktion des Primärenergieverbrauchs auf 10 924 PJ. Damit liegt der Primärenergieverbrauch im Jahr 2030 sogar geringfügig unter dem Niveau der Referenzprognose (-97 PJ). Hier kommt insbesondere ein Effekt in der Stromerzeugung zum Tragen: Zum Ersatz der rückläufigen Erzeugungskapazitäten aus Kernkraft werden in der Variante mit Laufzeitverlängerung nach 2020 vor allem effiziente Erdgas-GuD-Kraftwerke zugebaut. In der Folge liegt der Primärenergieverbrauch an Erdgas im Jahr 2030 um 170 PJ höher als in der Referenzprognose. Im Gegensatz dazu sinkt gegenüber der Referenzprognose der Einsatz von Kohle in der Stromerzeugung, bei der in der Regel ein niedrigerer Wirkungsgrad erzielt wird. In 2030 beträgt der Primärenergieverbrauch an Kohlen 2 082 PJ (-266 PJ gegenüber der Referenzprognose). Der Verbrauch an Mineralöl liegt hingegen im Jahr 2030 auf demselben Niveau wie in der Referenzprognose.

Bilanz der Erneuerbaren Energien

Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch nimmt in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) von 974 PJ (7 %) in 2007 auf 1 642 PJ (13 %) in 2020 sowie auf 1 826 PJ (17 %) in 2030 zu. Der Einsatz der regenerativen Energien kann demnach in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf gleiche Weise ausgeweitet werden wie in der Referenzprognose.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch (einschließlich der Anteile, die sich aus der Nutzung von regenerativ erzeugtem Strom und Fernwärme ergeben) kann ebenfalls kontinuierlich gesteigert werden, von 801 PJ im Jahr 2007 auf 1 392 PJ im Jahr 2020 und auf 1 614 PJ im Jahr 2030. Somit werden in der Variante mit Laufzeitverlängerung, ähnlich wie in der Referenzprognose, im Jahr 2020 rund 16 % sowie im Jahr 2030 gut 20 % des Endenergieverbrauchs aus Erneuerbaren Energien gedeckt.

Es zeigt sich also, dass die Steigerung des Einsatzes der Erneuerbaren Energien durch eine Verlängerung der Laufzeiten bestehender Kernkraftwerke in Deutschland nicht behindert wird. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland durch eine Vielzahl von Fördermaßnahmen gestützt wird. So erfolgt der Ausbau der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien nicht marktgetrieben, sondern wird insbesondere durch die Bestimmungen des EEGs getragen. Gleiches gilt etwa im Haushaltssektor für das EEWärmeG. Die Ergebnisse der Energieprognose 2009 weisen daher nicht darauf hin, dass zwischen der verlängerten Nutzung der Kernenergie und dem Ausbau der Erneuerbaren Energien ein Konflikt besteht.

Energieproduktivität

Eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 40 Jahre bewirkt bis 2025 eine im Vergleich zur Referenzprognose geringere Steigerung der Energieproduktivität (Abbildung 5.17). Ursächlich dafür sind die unterschiedlichen Entwicklungen im Stromerzeugungssektor. Beim Kernenergieausstieg werden die bis 2025 fehlenden Kraftwerkskapazitäten vor allem durch gasbetriebene Kraftwerke ersetzt. Diese weisen im Vergleich zu Kernkraftwerken einen höheren (statistischen) Wirkungsgrad auf. Daher ist der Primärenergieverbrauch in der Referenzprognose zunächst niedriger als bei einer Laufzeitverlängerung, die Energieproduktivität

entsprechend höher. Ingesamt liegt die jährliche Steigerungsrate der Energieproduktivität in Zeitraum von 2007 bis 2020 im Durchschnitt bei 1,83 % (im Vergleich zu 2,14 % in der Referenzprognose).

Des Weiteren muss an dieser Stelle auf eine Wechselwirkung, die zwischen der Entwicklung des CO_2-Preises und der Entwicklung der Energieproduktivität besteht, hingewiesen werden. Infolge der zusätzlichen CO_2-freien Strommengen aus Kernkraft verringert sich der Zertifikatspreis innerhalb des europäischen Emissionshandelssystems bei Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre bis 2020 merklich. Folglich reduziert sich in den vom Handelssystem betroffenen Sektoren der monetäre Anreiz, in weniger emissionsintensive und energieeffizientere Technologien zu investieren. Dies führt zu einer geringeren Steigerung der Energieproduktivität im Vergleich zur Referenzprognose.

Weiterhin unterscheidet sich in beiden Varianten das BIP. Das erhöhte BIP in der Variante mit Laufzeitverlängerung führt tendenziell zu einer Steigerung der Energieproduktivität, jedoch gleicht der damit einhergehende Anstieg des Energiebedarfs aufgrund höherer industrieller Produktionsmengen und einer gestiegenen Verkehrsleistung diesen Effekt wieder aus.

Nach 2020 erfolgt in der Referenzprognose der Kraftwerkszubau vorwiegend in Form von CCS-Kohlekraftwerken, bei denen der Prozess der CO_2-Abscheidung den Effiziengrad des Kraftwerks senkt. In der Variante mit Laufzeitverlängerung werden die nach 2020 wegfallenden Erzeugungskapazitäten aus Kernkraft vor allem durch effiziente Erdgas-GuD-Kraftwerke ersetzt. Daher wird bei einer Laufzeitverlängerung im Jahr 2030 mehr Strom aus Erdgas und weniger Strom aus Kohle erzeugt, als dies in der Referenzprognose der Fall ist.

Die im Falle der Laufzeitverlängerung zeitliche Verschiebung der Ersatzinvestitionen in Kraftwerkstechnik führt nach Auslaufen der Betriebszeiten der Kernkraftwerke zu einem Zubau von effizienter Kraftwerkstechnik. Die Energieproduktivität nimmt daher bei einer Laufzeitverlängerung zwischen 2020 und 2030 um 2,32 % zu (gegenüber 1,82 % in der Referenzprognose). Über den gesamten Zeitraum 2007-2030 betrachtet steigt die Energieproduktivität bei Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre jährlich um 2,05 % (in der Referenzprognose: 2,00 % pro Jahr). Im Jahr 2030 weist die Variante mit Laufzeitverlängerung damit eine geringfügig höhere Energieproduktivität als die Referenzprognose auf.

Bezüglich der Zielerreichung einer Verdopplung der Energieproduktivität zwischen 1990 und 2020 lässt sich feststellen, dass auch in der Variante mit Laufzeitverlängerung das Ziel nicht erreicht wird. Allerdings ist dabei das Zusammenspiel von Energieproduktivität und Emissionsreduktion (siehe unten) zu beachten. Während sich bei Kernenergieausstieg die Energieproduktivität im Vergleich mit 1990 bis 2020 um 83 % erhöht, liegt sie bei der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) nur um 76 % über dem Basiswert und damit unter der geforderten Steigerung von 100 %. In 2030 wird die 100%-Marke jedoch in beiden Varianten deutlich übertroffen und beläuft sich auf 119 % (Ausstieg) bzw. 121 % (Verlängerung).

Da sich in Summe über alle Sektoren die CO_2-Emissionen in Deutschland jedoch bei der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) im Jahr 2020 deutlich reduzieren (-13 Mio. t bzw. -1,8 % in 2020 gegenüber der Referenzprognose) zeigt sich, dass das Ziel einer Steigerung der Energieproduktivität nichts über die Erreichung

der Klimaziele aussagt. So weist die Variante mit Laufzeitverlängerung in den Sektoren außerhalb des Emissionshandels ähnlich hohe Emissionsminderungen wie die Referenzprognose auf. Eine deutliche Minderung deutscher Emissionen findet im Stromsektor statt, wird jedoch durch den Zertifikatehandel mit steigenden Emissionen anderer EU-Staaten und Sektoren kompensiert. In der Summe bleibt eine vergleichbare Emissionsreduktion trotz der Unterschiede in der Energieproduktivität im Jahr 2020.

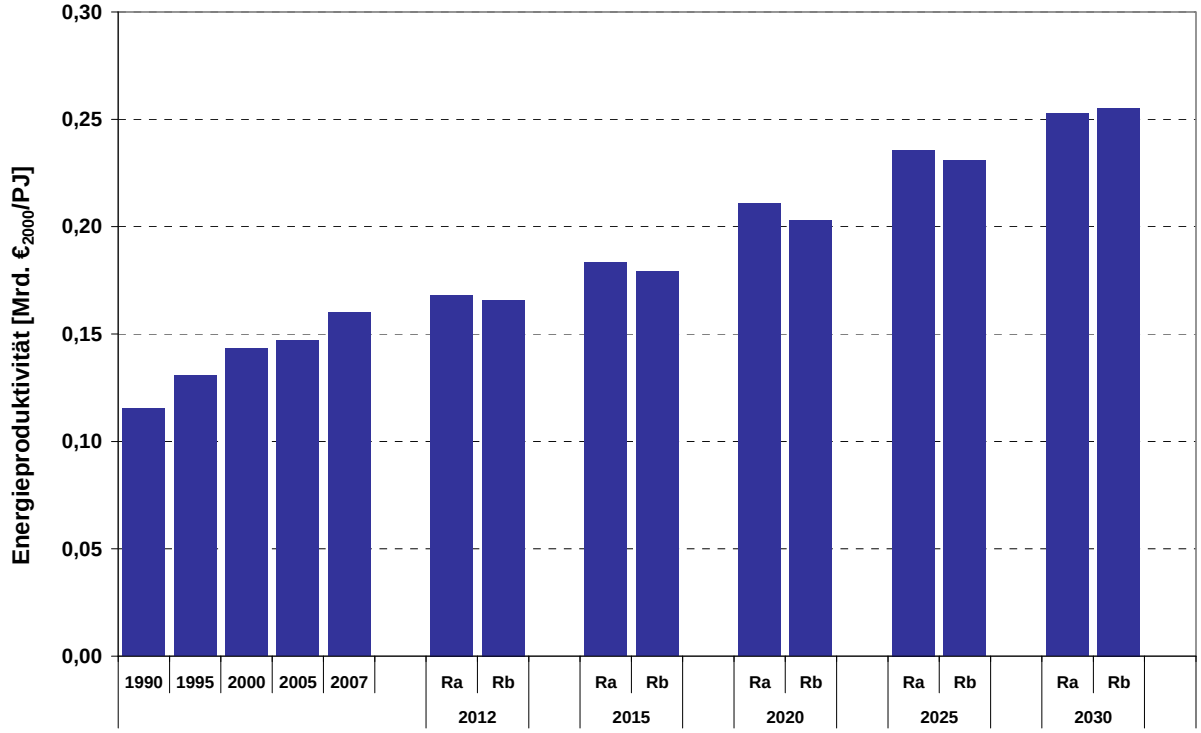


Abbildung 5.17: Energieproduktivität in der Referenzprognose (Ra) und in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

Energieversorgungsrisiko

Das Risiko der Versorgung Deutschlands mit Energie wird hier auf Basis eines statistischen Indikators quantifiziert (zur Konzeption und Berechnung des Indikators siehe Frondel, Schmidt 2009). Dieser misst die Vulnerabilität eines Landes nicht nur in Bezug auf einen einzelnen Energierohstoff, sondern hinsichtlich der gesamten Versorgung mit Energie, welche durch Importe unterschiedlichster fossiler Brennstoffe gewährleistet wird.

Bei der Berechnung des Indikators finden sämtliche für Deutschland relevanten Rohstoffe und Energietechnologien Berücksichtigung, sowohl die fossilen Energieträger wie Öl, Kohle und Gas als auch die Erneuerbaren Energien inklusive der Biokraftstoffe.

Die wesentlichen Größen, die zur empirischen Umsetzung des Indikators herangezogen werden, sind erstens die Importanteile der diversen Rohstoffexportländer, zweitens die Wahrscheinlichkeiten, mit denen in diesen Ländern mit Angebotsunterbrechungen zu rechnen ist und drittens der jeweilige Anteil der inländischen Förderung eines Rohstoffs an dessen gesamten Angebot in Deutschland. Viertens werden die Anteile der unterschiedlichen Energierohstoffe und –technologien am Primärenergiemix berücksichtigt.

Darüber hinaus trägt der Indikator der Tatsache Rechnung, dass etwa Unter-

brechungen der Öllieferungen eines Exportlandes mit solchen bei Gas korreliert sein können. So ist der Iran als einer der bedeutendsten Öl- wie auch Gasförderstaaten bekannt, sodass politische Konflikte mit dem Iran Knappheiten sowohl beim Öl- wie auch Gasangebot zur Folge haben können.

Auf Basis dieses Konzepts lassen sich Überlegungen dazu anstellen, inwieweit wesentliche Änderungen bei den Bezugsquellen der Energierohstoffe oder ein alternativer Energiemix das Versorgungsrisiko eines Landes verändern würden.

Entsprechend lassen sich auch Projektionen der künftigen Entwicklung der Versorgungsrisiken erstellen, wenn Annahmen über zukünftige Bezugsanteile und den zu erwartenden Energiemix getroffen werden. Schließlich können auf dieser Grundlage auch intertemporale und internationale Vergleiche der Versorgungsrisiken von Ländern und Regionen angestellt werden.

Tabelle 5.4: Primärenergiemix und Versorgungsrisiko in Deutschland (Die Risikowerte beziehen sich auf das Jahr 1980, für das der zugehörige Risikowert auf 100 gesetzt wurde.)

	1980	1990	2000	2004	2007
Erdöl	40,8 %	35,3 %	38,3 %	35,9 %	33,9 %
Erdgas	14,2 %	15,4 %	20,9 %	22,6 %	22,5 %
Steinkohle	17,5 %	15,5 %	13,4 %	12,7 %	14,3 %
Kernkraft	4,0 %	11,2 %	12,9 %	12,5 %	11,1 %
Braunkohle	21,7 %	20,6 %	11,3 %	11,9 %	11,6 %
Erneuerbare etc.	1,8 %	2,0 %	3,2 %	4,4 %	6,6 %
Summe	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Versorgungsrisiko	100,0	109,8	196,8	270,9	268,2

Die Anteile wurden auf Basis von IEA (2004d, 2006c, 2006d, 2008b) berechnet. Die Kategorie Erneuerbare etc. beinhaltet u. a. Wasserkraft, Wind- und Solarenergie sowie z. B. Biomasse und erneuerbarer Restmüll.

Ausgehend von dem in Tabelle 5.4 dargestellten Primärenergiemix ergibt die Berechnung[42] des Indikators eine Erhöhung des Energieversorgungsrisikos um rund 170 % seit 1980. Die statistisch ermittelte Tendenz für Deutschland wird durch eine Vielzahl an stilisierten Fakten qualitativ untermauert.

So ist beispielsweise der Anteil der heimischen Förderung am inländischen Angebot sowohl bei der Steinkohle wie auch bei Erdgas seit 1980 erheblich zurückgegangen. Während der Steinkohlenverbrauch abnahm, stieg die inländische Nachfrage nach Erdgas massiv an. Dies erforderte eine deutliche Zunahme der Gasimporte. Ebenso wie bei Erdöl stammen diese Importe mittlerweile zu großen Teilen aus Russland. Im Jahr 1980 hingegen wurde die inländische Gasnachfrage noch zu etwa einem Drittel durch die heimische Förderung gedeckt.

[42] Grundlage der Berechnungen ist, dass Kernenergie, ebenso wie heimische Stein- und Braunkohle sowie Erneuerbare Energien, als inländische Energiequelle ohne Versorgungsrisiko aufgefasst wurde. Diese Betrachtungsweise, die auch in der internationalen Energiestatistik Usus ist, beruht auf der Tatsache, dass Kernbrennstoffe in großen Mengen über viele Jahre gelagert werden, bevor sie in Kraftwerken eingesetzt werden.

Es ist angesichts des geplanten Baus der Ostseepipeline, die von Russland nach Deutschland führt, davon auszugehen, dass die Erdgasimporte aus Russland künftig weiter zunehmen werden. Dies erhöht das mit dem obigen Indikator gemessene statistische Versorgungsrisiko. In Realität aber sollte die Versorgungssicherheit mit Gas eher steigen denn sinken, da an diesem Projekt zwei deutsche Unternehmen beteiligt sind. Dieses Beispiel zeigt, dass die ermittelten statistischen Risikowerte hypothetischen Charakter haben und den Worst Case bzw. Extremfall beziffern.

In der Praxis wird sich das tatsächliche Versorgungsrisiko umso geringer ausnehmen und umso mehr vom statistisch ermittelten Indikator abweichen, je stärker die künftigen Importe durch die wachsende Bedeutung von Flüssiggas (LNG) und den geplanten Bau der Nabucco-Pipeline diversifiziert werden (Infobox Gaspipelines und LNG).

Unter rein statistischen Gesichtspunkten betrachtet weist Deutschland nach Italien derzeitig das höchste Versorgungsrisiko unter den G7-Staaten auf (Abbildung 5.18). Dies war nicht immer so: Im Jahr 1980 waren die Energieversorgungsrisiken Frankreichs und Japans ungleich höher. Doch während es diesen beiden Ländern gelang, ihre Versorgungsrisiken zu senken, erhöhte sich das Risiko für Deutschland seither erheblich.

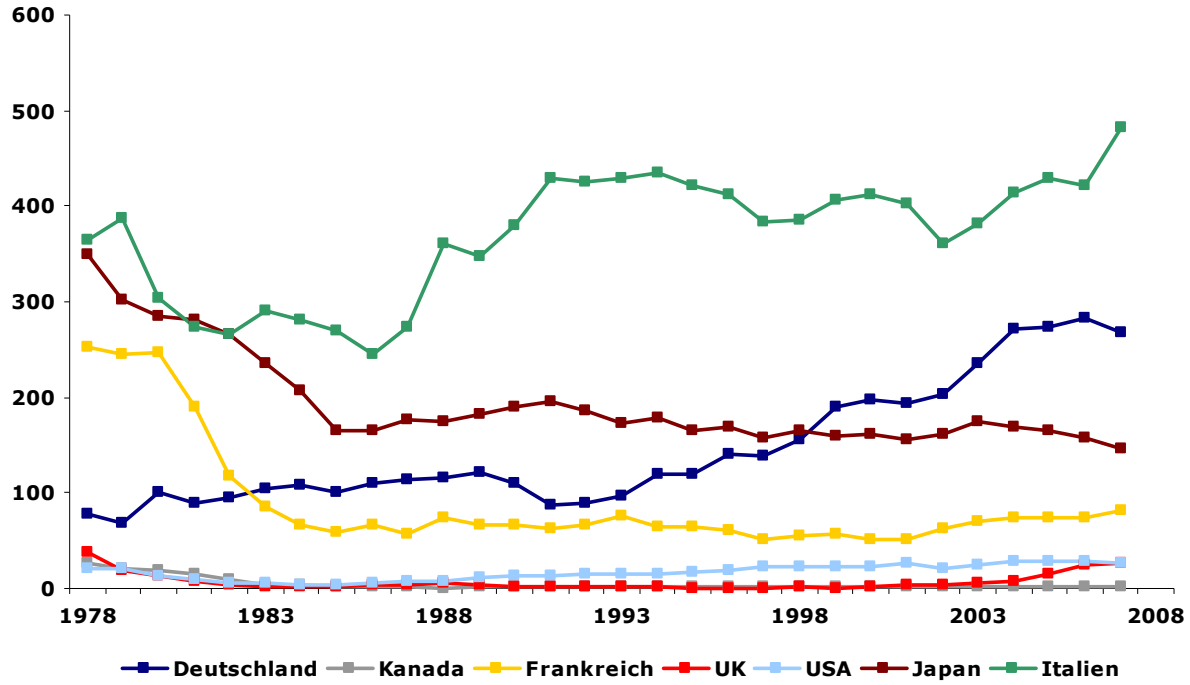


Abbildung 5.18: Energieversorgungsrisiken der G7 Staaten (Deutschland 1980=100)

So konnte Frankreich den hohen Primärenergieanteil von Erdöl zwischen 1980 und 2007 von knapp 56 % auf rund 33 % verringern (Tabelle 5.5). Im Gegenzug wurde durch den massiven Zubau von Kernkraftwerken der Anteil der Kernenergie von rund 8 % auf über 42 % erhöht. Damit weist Frankreich unter allen G7-Staaten den höchsten Anteil an Kernenergie im Primärenergiemix auf. Dies geht einher mit einem relativ geringen Versorgungsrisiko Frankreichs, das kaum höher ist als das der USA, Großbritanniens und Kanadas, den ressourcenreichen G7-Staaten.

Bei Umsetzung des von Deutschland beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergienutzung hätte die Kernkraft im Jahr 2020 nach der Referenzprognose einen geringen Anteil von lediglich noch 2,1 % am Primärenergiemix (Tabelle 5.6).

Tabelle 5.5: Primärenergiemix und Versorgungsrisiko von Frankreich (Die Risikowerte sind in Relation zu dem Risikowert Deutschlands für das Jahr 1980 zu sehen, welcher auf 100 gesetzt wurde.)

	1980	1990	2000	2004	2007
Erdöl	55,9 %	38,4 %	33,9 %	33,5 %	32,9 %
Erdgas	11,2 %	11,4 %	13,9 %	14,6 %	14,3 %
Steinkohle	16,6 %	8,5 %	5,8 %	5,2 %	5,0 %
Kernkraft	8,2 %	36,0 %	42,0 %	42,5 %	42,7 %
Braunkohle	0,4 %	0,4 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Erneuerbare etc.	7,7 %	5,3 %	4,4 %	4,2 %	5,1 %
Summe	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Versorgungsrisiko	239,9	67,8	50,3	72,2	79,4
Die Anteile wurden auf Basis von IEA (2006c, 2004d, 2006d, 2008b) berechnet.					

Tabelle 5.6: Primärenergiemix und Versorgungsrisiko (1980:100) in der Referenzprognose bei Kernenergieausstieg (Ra) (Die Risikowerte beziehen sich auf das Jahr 1980, für das der zugehörige Risikowert auf 100 gesetzt wurde.)

Referenzprognose	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Mineralöle	35,4%	35,4%	35,5%	35,4%
Gase	20,1%	22,9%	25,2%	24,4%
Steinkohle	13,6%	13,0%	10,0%	10,6%
Kernkraft	8,5%	2,1%	0,0%	0,0%
Braunkohle	10,5%	10,6%	10,8%	10,7%
Erneuerbare Energien	10,1%	13,7%	15,8%	16,5%
Übrige	1,8%	2,3%	2,8%	2,4%
Versorgungsrisiko	281,0	314,2	363,7	357,0
Eigene Berechnungen. Die Kategorie Erneuerbare beinhaltet u.a. Wasserkraft, Wind- und Solarenergie sowie z.B. Biomasse und erneuerbarer Restmüll.				

Als Konsequenz des Handels mit CO_2-Zertifikaten und der vollständigen Versteigerung der Emissionsberechtigungen im Stromerzeugungssektor ab 2013 wird der Anteil des kohlenstoffarmen Erdgases am Primärenergiemix zunehmen, wohingegen sich die Anteile von Braun- und Steinkohle gegenüber heute verringern.

Trotz einer etwaigen Verdopplung des Anteils der Erneuerbaren steigt das Versorgungsrisiko bis 2030 in der Referenzprognose massiv an, bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 40 Jahre steigt das Versorgungsrisiko in den nächsten Jahren zunächst weniger stark an, bevor es 2030 den Wert der Referenzprognose erreicht (Tabelle 5.7). Dass das Versorgungsrisiko in der Referenzprognose deutlich steigt, hat zwei Hauptgründe: Erstens kann der Rückgang des Anteils der Kernenergie durch den deutlich steigenden Beitrag der Erneuerbaren Energien nicht vollkommen kompensiert werden. Zweitens wird die heimische Gewinnung von Erdgas in zwei Jahrzehnten nur noch einen geringen Beitrag zur Energieversorgung Deutschlands leisten. Vor

dem Hintergrund, dass die Importe aus den Niederlanden und Norwegen rückläufig sein werden, kommt Importen aus Russland künftig eine noch größere Bedeutung zu. Risiko dämpfend wirkt hingegen, dass der absolute Verbrauch an Mineralöl bis 2030 deutlich bzw. an Erdgas leicht abnehmen wird.

Tabelle 5.7: Primärenergiemix und Versorgungsrisiko in Deutschland (1980:100) in der Variante mit Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke (Rb) (Die Risikowerte beziehen sich auf das Jahr 1980, für das der zugehörige Risikowert auf 100 gesetzt wurde.)

Referenzprognose	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Mineralöle	34,6%	33,9%	34,7%	35,7%
Gase	18,5%	19,5%	23,5%	26,2%
Steinkohle	12,1%	11,7%	7,6%	8,6%
Kernkraft	13,4%	10,1%	6,1%	0,0%
Braunkohle	10,1%	10,1%	10,2%	10,5%
Erneuerbare Energien	9,7%	13,1%	15,5%	16,7%
Übrige	1,6%	1,6%	2,4%	2,3%
Versorgungsrisiko	252,9	261,5	324,4	369,4
Eigene Berechnungen. Die Kategorie Erneuerbare beinhaltet u.a. Wasserkraft, Wind- und Solarenergie sowie z.B. Biomasse und erneuerbarer Restmüll.				

Infobox: Neue Gaspipelines und LNG

Das zu Sowjetzeiten installierte Gasnetzwerk in Russland und Osteuropa soll um zusätzliche Pipelines nach Westeuropa erweitert werden. Zu diesen zählt neben South-Stream und Nabucco die Ostseepipeline. Diese auch Nord-Stream genannte Pipeline beginnt in Sibirien und endet in Greifswald, wo sie mit dem deutschen Gasnetz verbunden wird.

Durch den geplanten Verlauf kann russisches Gas somit nach Westeuropa transportiert werden, ohne dass Transitgebühren erhoben werden, wie es bei den bestehenden Pipelines durch die Transitländer Ukraine, Weißrussland und Polen der Fall ist. Damit sind auch keine solchen Gasstreitigkeiten zu erwarten, wie sie zwischen Russland und der Ukraine zur Regelmäßigkeit zu werden scheinen und zu Beginn eines jeden Jahres auch die Versorgung Westeuropas beeinträchtigen.

Für die Sicherheit der Versorgung mit Gas mittels Nord-Stream sorgt aus deutscher Perspektive, dass sie von einem Joint-Venture betrieben wird, an dem die deutschen Firmen Wintershall und E.ON-Ruhrgas 49 % der Anteile halten, während Gazprom zu 51 % beteiligt ist (Götz 2005). Die Ostseepipeline wird von der deutschen wie auch der russischen Regierung als Leuchtturmprojekt und Element der angestrebten Energiepartnerschaft gesehen (Götz 2005).

Ab 2010 soll Nord-Stream vom westsibirischen Jushno-Russkoje-Gasfeld 27,5 Mrd. m³ Gas pro Jahr transportieren. Eine Erweiterung auf 55 Mrd. m³ pro Jahr ist geplant (Götz 2005). Zum Vergleich: Deutschlands Gasverbrauch betrug im Jahr 2007 etwa 100 Mrd. m³ (IEA 2009). Entsprechend würde eine vollständig ausgebaute Ostseepipeline etwa 55 % des derzeit und künftig in Deutschland benötigten Erdgases bereitstellen.

Als weitere Alternative ist die Nabucco-Pipeline in Planung. Diese soll durch die Transitstaaten Türkei, Bulgarien, Rumänien und Ungarn verlaufen und in Öster-

reich enden. Der Baubeginn ist für das Jahr 2011 vorgesehen. Bei Fertigstellung soll die Kapazität etwa 4,5 Mrd. m³ pro Jahr betragen und später auf 13 Mrd. m³ ausgebaut werden. Durch diese Pipeline könnte Gas aus dem Kaspischen Raum oder dem Nahen Osten nach Europa transportiert werden und somit zu einer Diversifizierung der Gasbezugsquellen der EU beitragen.

Der überwiegende Teil des aus dem Kaspischen Raum zu exportierenden Erdgases soll aus Aserbaidschan stammen, während Turkmenistan einen erheblich geringeren Beitrag leisten würde (Götz 2007). Grund ist das bis 2028 laufende Lieferabkommen zwischen Russland und Turkmenistan, das Lieferungen nach Russland vorsieht, die bis auf einen Umfang von 90 Mrd. m³ p.a. anwachsen könnten.

Ein möglicher Mangel an zum Export zur Verfügung stehenden Gases wird häufig als Hindernis für den Bau von Nabucco genannt. So wird berichtet, dass sich Russland die Rechte für große Teile der Förderung aus dem bedeutenden aserbeidschanischen Gasfeld Schah-Deniz gesichert habe und dies daher für die Belieferung der Nabucco-Pipeline ausfällt. Eine weitere Hürde stellen die von der Türkei geforderten Transitgebühren in Form von Gas dar, die bis zu einer Höhe von 15 % des transportierten Gases ausmachen sollen und als entschieden zu hoch zurückgewiesen wurden.

In Konkurrenz zu Nabucco steht die vorgesehene South-Stream-Pipeline (Götz 2007), die mit einer geplanten Kapazität zwischen 30 und 47 Mrd. m³ pro Jahr Gas aus Südrussland unterseeisch nach Bulgarien transportieren soll. Von dort aus ist ein Weitertransport eines Teils des Gases über Serbien und Ungarn nach Österreich geplant. Der andere Teil des Gases soll über Griechenland und Italien nach Westeuropa gelangen. Mit der Fertigstellung von South Stream könnten Ukraine und Weißrussland ihren Status als wichtigste Transitländer verlieren.

Für eine weitere Diversifizierung der künftigen Importe könnte neben der Umsetzung von Nabucco die wachsende Bedeutung von verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) sorgen. In verflüssigtem Zustand kann Erdgas anstatt per Pipeline via Tanker transportiert werden. Diese Möglichkeit erhöht die Zahl der Bezugsquellen erheblich. So könnten künftig Exportländer wie Katar, Indonesien oder Malaysia an Bedeutung gewinnen, die bislang für Deutschland aufgrund der großen Entfernung keine Rolle spielen. Derzeit entfällt bereits ein Viertel des Welterdgashandels auf LNG.

Auf absehbare Zeit wird der weltweite LNG-Markt jedoch ein Verkäufermarkt bleiben, da derzeit die weltweit vorhandenen Regasifizierungskapazitäten die Verflüssigungskapazitäten ganz erheblich übertreffen. Allerdings rüsten Lieferländer wie vor allem Katar und Nigeria ihre Verflüssigungskapazitäten stark auf.

Die Deutsche Flüssigerdgas Terminal GmbH hat die Voraussetzungen für den Bau eines Regasifizierungsterminals in Wilhelmshaven geschaffen. Anstatt von dieser Möglichkeit Gebrauch zu machen, beteiligt sich der Energiekonzern E.ON-Ruhrgas mit fünf Prozent an dem niederländischen Regasifizierungsterminal Gate in Rotterdam. Über das Terminal will E.ON-Ruhrgas jährlich drei Milliarden Kubikmeter Gas einführen. Deutschland ist zudem an einer Gasverflüssigungsanlage in Norwegen beteiligt.

5.7 Emissionen

In der Variante mit Laufzeitverlängerung wird bis 2020 eine Reduktion des THG-Ausstoßes in Deutschland um 35,5 % sowie bis 2030 um 44,5 % gegenüber dem Niveau von 1990 erzielt, im Vergleich zu 34,2 % bzw. 44,0 % in der Referenzprognose. Zusätzliche Emissionseinsparungen werden dabei vor allem im Umwandlungssektor realisiert, welcher über das EU-Emissionhandelssystem mit anderen Sektoren und Staaten verknüpft ist.

Die CO_2-Emissionsminderung der deutschen Sektoren im ETS-Bereich beträgt bis 2020 bezogen auf 2005 22 %. Damit wird das europaweite Reduktionsziel von 21 % übertroffen, so dass deutsche Firmen weniger Emissionszertifikate zukaufen müssen. Auch die Senkung des CO_2-Ausstoßes im Nicht-ETS-Bereich liegt mit 23 %, ebenso wie in der Referenzprognose, für den Zeitraum von 2005 und 2020 deutlich über der nationalen Minderungsverpflichtung von 14 %.

CO_2- und Treibhausgas-Emissionen

Die Verlängerung der Laufzeit bestehender Kernkraftwerke bietet eine kostengünstige Möglichkeit Emissionseinsparungen zu realisieren. Insgesamt verringert sich der THG-Ausstoß in Deutschland gegenüber dem Ausgangsniveau von 1990 bis 2020 um 35,5 % sowie bis 2030 um 44,5 % (Abbildung 5.19). Die Emissionen liegen damit 2020 um knapp 14 Mio. t CO_2 äqu. (1,3 %-Punkte) bzw. um 4 Mio. t CO_2 äqu. (0,4 %-Punkte) in 2030 niedriger als in der Referenzprognose. Die im Stromerzeugungssektor eingesparten Emissionen gehen in Form von Zertifikaten über den Emissionshandel an die übrigen am ETS beteiligten Sektoren, auch in das europäische Ausland. Damit hat die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke einen dämpfenden Effekt auf die Entwicklung der CO_2-Preise. Die niedrigeren Kosten für den Zukauf von Emissionszertifikaten verringern wiederum den Anreiz für die vom europäischen Emissionshandelssystem betroffenen Sektoren zusätzliche Vermeidungsmaßnahmen auf sich zu nehmen, da der CO_2-Preis nun möglicherweise unterhalb der Vermeidungskosten einzelner Branchen liegt.

Daraus resultiert auch eine von der Referenzprognose abweichende sektorale Aufteilung der THG-Emissionen der ETS-Sektoren. Auf den Umwandlungssektor entfallen zusätzliche Einsparungen, so dass hier die Emissionsreduktion bezogen auf 2007 bis 2025 192 Mio. t CO_2 äqu. (+21 Mio. t gegenüber der Referenzprognose (Ra)) beträgt. Bis 2030 nähern sich die THG-Emissionen des Umwandlungssektors aufgrund der auslaufenden Kernenergienutzung dann wieder der Referenzprognose an.

Im Gegensatz dazu werden im Industriesektor in 2020 aufgrund des niedrigeren Zertifikatspreises im Vergleich zur Referenzprognose weniger CO_2-Emissionen eingespart, wenn die abnehmenden Emissionen aus der industriellen Eigenstromerzeugung nicht mitberücksichtigt werden. In den Sektoren Verkehr, Haushalte und GHD bewirkt die Laufzeitverlängerung nur geringe Veränderungen der THG-Emissionen gegenüber der Referenzprognose.

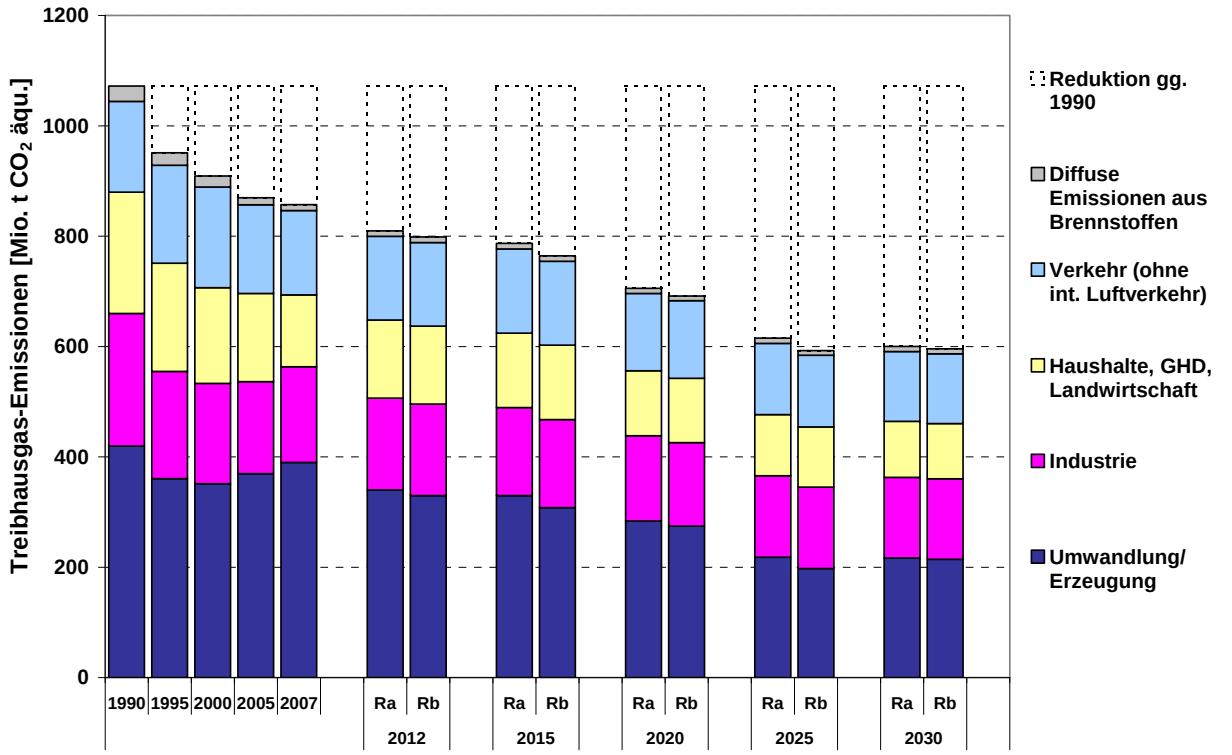


Abbildung 5.19: Entwicklung der THG-Emissionen nach Emittentengruppen in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra)

Abbildung 5.20 gibt zudem Aufschluss darüber, wie sich die Emissionsreduktion in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf den ETS- sowie den Nicht-ETS-Bereich aufteilt. In 2020 beträgt die Emissionsminderung in den vom europäischen Emissionshandelssystem betroffenen Sektoren gegenüber 2005 22,1 %. Im Gegensatz zur Referenzprognose wird demnach in Deutschland angesichts der zusätzlichen CO_2-freien Strommengen aus Kernenergie das europaweite ETS-Reduktionsziel von 21 % übertroffen. Die freiwerdenden Zertifikate werden von Firmen im europäischen Ausland gekauft und verbraucht. Bis 2030 wird der CO_2-Ausstoß im deutschen ETS-Sektor gegenüber 2005 um 34,1 % reduziert. Die CO_2-Einsparungen im Nicht-ETS-Bereich bewegen sich in der Variante mit Laufzeitverlängerung in einer ähnlichen Größenordnung wie in der Referenzprognose. Bis 2020 werden 23,1 % weniger CO_2 emittiert als im Ausgangsjahr 2005. Das nationale Ziel einer Reduktion des Emissionsniveaus um 14 % gegenüber 2005 wird klar übertroffen. Die Tatsache, dass die Minderung geringfügig über dem entsprechenden Wert in der Referenzprognose (22,8 %) liegt, ist darauf zurückzuführen, dass in der Variante mit Laufzeitverlängerung im Nicht-ETS-Bereich, insbesondere im Haushaltssektor und in den nicht vom Emissionshandelssystem betroffenen Industriesektoren, der Energiebedarf zu einem größeren Teil aus strombasierten Systemen auf Kosten des direkten Einsatzes fossiler Energieträger gedeckt wird. Bis 2030 erreicht die Emissionsreduktion in den Nicht-ETS-Sektoren 32,6 % gegenüber 2005.

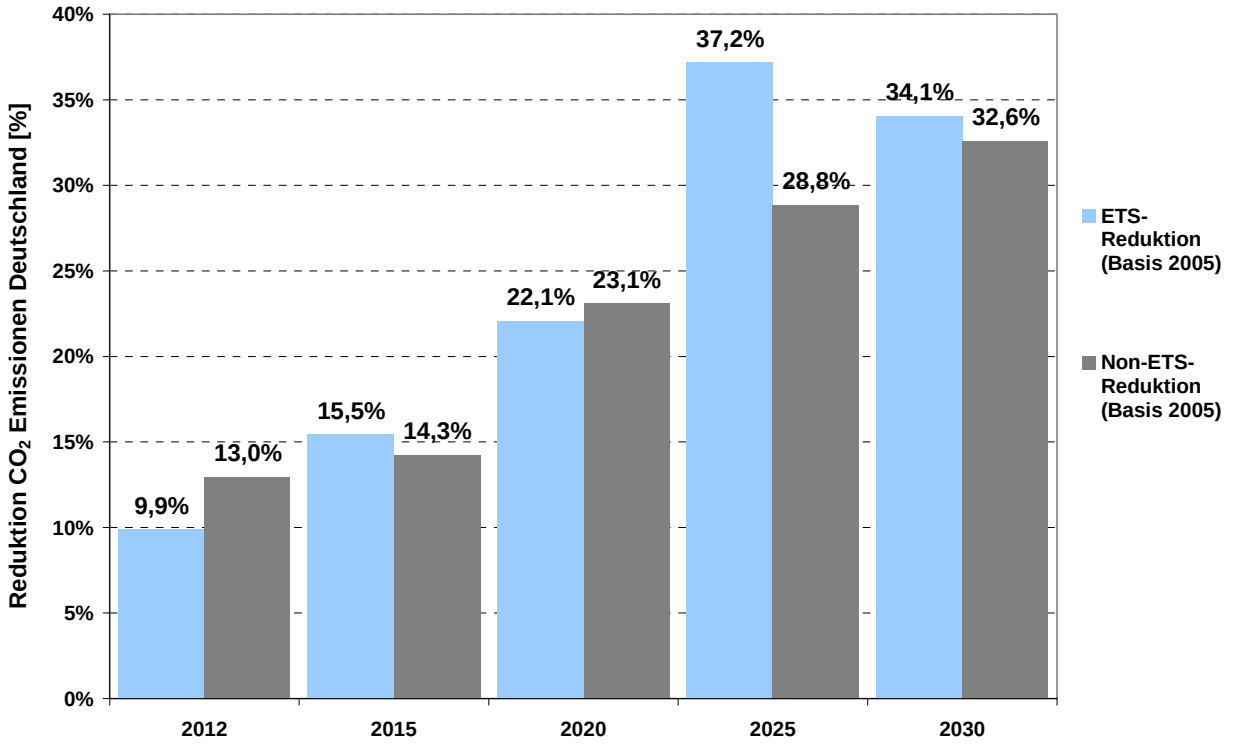


Abbildung 5.20: Reduktion der CO_2-Emissionen in Deutschland im ETS- bzw. Nicht-ETS-Sektor in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

Sonstige Emissionen

Auch die Emissionen der sonstigen betrachteten Luftschadstoffe können im Zeitablauf in der Variante mit Laufzeitverlängerung in der Regel stärker gesenkt werden als in der Referenzprognose. Hier zeigen sich insbesondere die Effekte einer niedrigeren Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle. So liegen die energiebedingten NO_x-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung im Jahr 2030 circa 0,1 % niedriger als in der Referenzprognose, die SO_2-Emissionen um 6 % und die Partikelemissionen um 3 %.

Tabelle 5.8: Entwicklung der Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)

		1990	2000	2005	2007	2012	2020	2030
Treibhausgase								
CO_2	Mio. t	1032	881	849	839	781	676	581
CH_4	Tsd. t	1536	1004	656	564	528	452	452
N_2O	Tsd. t	24,5	21,5	20,4	21,0	19,8	18,4	17,8
Summe	**Mio. t CO_2-Äqu.**	**1072**	**909**	**870**	**857**	**798**	**692**	**596**
Sonstige Luftschadstoffe								
CO	Tsd. t	11480	4472	3241	3168	2855	2246	2141
NMVOC	Tsd. t	2190	456	279	252	227	246	240
NO_x	Tsd. t	2710	1607	1227	1120	1031	936	871
SO_2	Tsd. t	5146	523	424	400	369	291	200
Partikel (PM_{10} und $PM_{2,5}$)	Tsd. t	-	178	152	147	90	68	54

Exkurs: Variante mit Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 60 Jahre

An dieser Stelle wird eine Variantenrechnung mit einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 60 Jahre (Rc) untersucht, um ein mögliches Spektrum aufzuspannen, in dem sich die Effekte auf das Energiesystem im Falle einer Laufzeitverlängerung bewegen würden. 60 Jahre stellen dabei in vielen Ländern, wie beispielsweise in den USA, die angestrebte Laufzeit von Kernkraftwerken dar.

Von der Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre gehen zusätzliche positive Effekte auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung aus. Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) liegt 2020 um rund 0,6 % über dem der Referenzprognose, 2030 um rund 0,9 %. Dies bedeutet eine kumulierte Steigerung des BIP gegenüber der Referenzprognose um 295 Mrd. € in Preisen von 2000 zwischen 2010 und 2030. Dies stellt einen zusätzlichen BIP-Gewinn gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre zwischen 2010 und 2030 von kumuliert 173 Mrd. $€_{2000}$ dar.

Bei einer Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke in Deutschland von 60 Jahren beläuft sich die **Strombereitstellung** aus Kernenergie während des gesamten Betrachtungszeitraumes auf 160 TWh (Abbildung 5.21). Die erhöhte Stromerzeugung aus Kernenergie geht insbesondere zu Lasten der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen. So liegt die Erdgasverstromung im Jahr 2020 um 57 TWh (52 %) niedriger als in der Referenzprognose bzw. um 8 TWh (13 %) niedriger als in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre. In 2030 beträgt die Abweichung zur Referenzprognose noch 36 TWh (30 %).

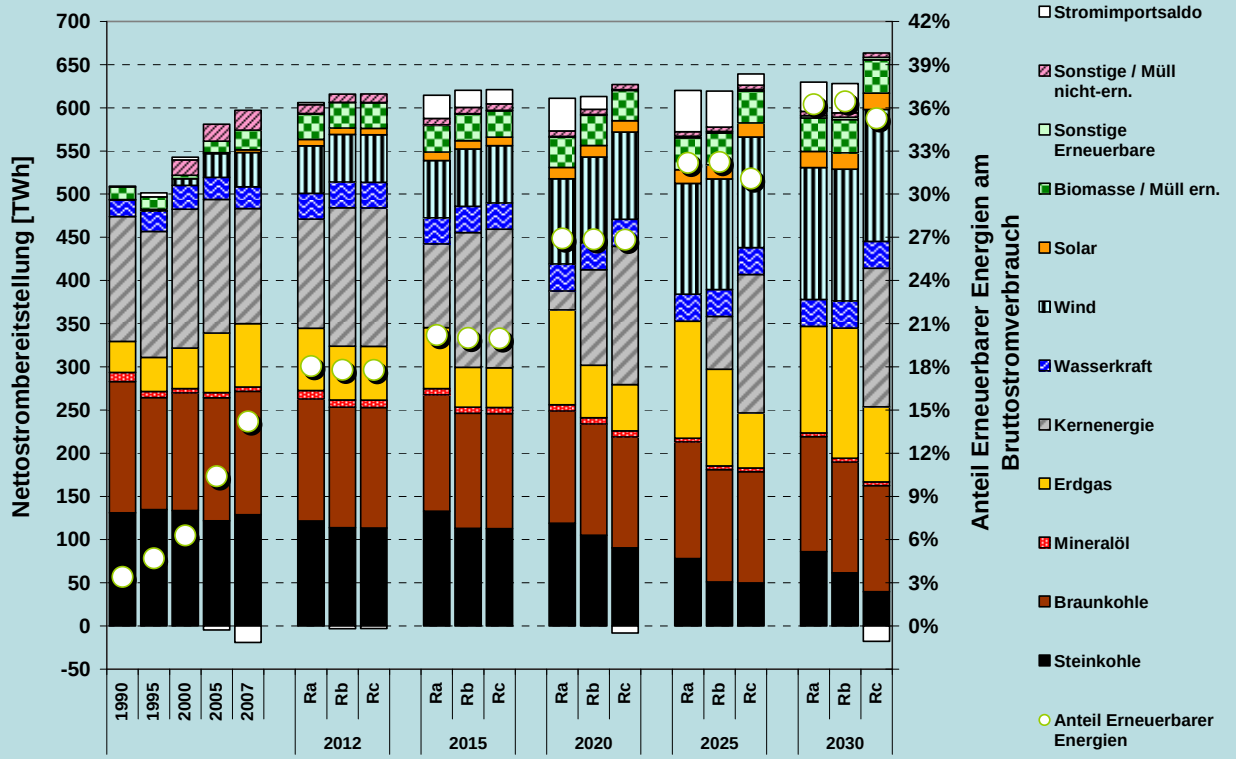


Abbildung 5.21: Nettostrombereitstellung in der Variante „Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 60 Jahre" (Rc) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) und zur Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb)

Langfristig ist zudem eine deutliche Reduktion der Stromerzeugung aus Kohlen zu beobachten. Gegenüber der Referenzprognose vermindert sich die Stromerzeugung aus Braunkohle im Jahr 2030 um 10 TWh (8 %), die aus Steinkohle um 46 TWh (54 %). Insgesamt entfallen damit im Jahr 2030 38 % der Stromerzeugung auf fossile Brennstoffe, im Vergleich zu 58 % in der Referenzprognose.

Insgesamt liegt die inländische Stromerzeugung im Jahr 2030 mit 663 TWh deutlich über dem Niveau der Referenzprognose und der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre. Neben der erhöhten Stromnachfrage ist dies vor allem auf den starken Rückgang der **Nettostromimporte** zurückzuführen.

Wie schon bei der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre beobachtet, gehen auch hier von dem verlängerten Betrieb bestehender Kernkraftwerke in Deutschland keine abschwächenden Effekte auf den Ausbau der **Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung** aus. Ebenso ergibt sich wie in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre im Ver-gleich zur Referenzprognose eine etwas geringere Ausweitung des **KWK-Stroms**. Im Jahr 2030 trägt KWK-Strom mit 16 % zur gesamten Stromerzeugung bei.

Die **Merit-Order-Kurve** für einen repräsentativen Wintertag in 2020 liegt aufgrund der niedrigeren variablen Erzeugungskosten der Kernkraftwerke weiter rechts als in der Referenzprognose (Abbildung 5.22). Aufgrund der späteren Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke ergibt sich zudem auch gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre eine Verschiebung der Merit-Order-Kurve nach rechts.

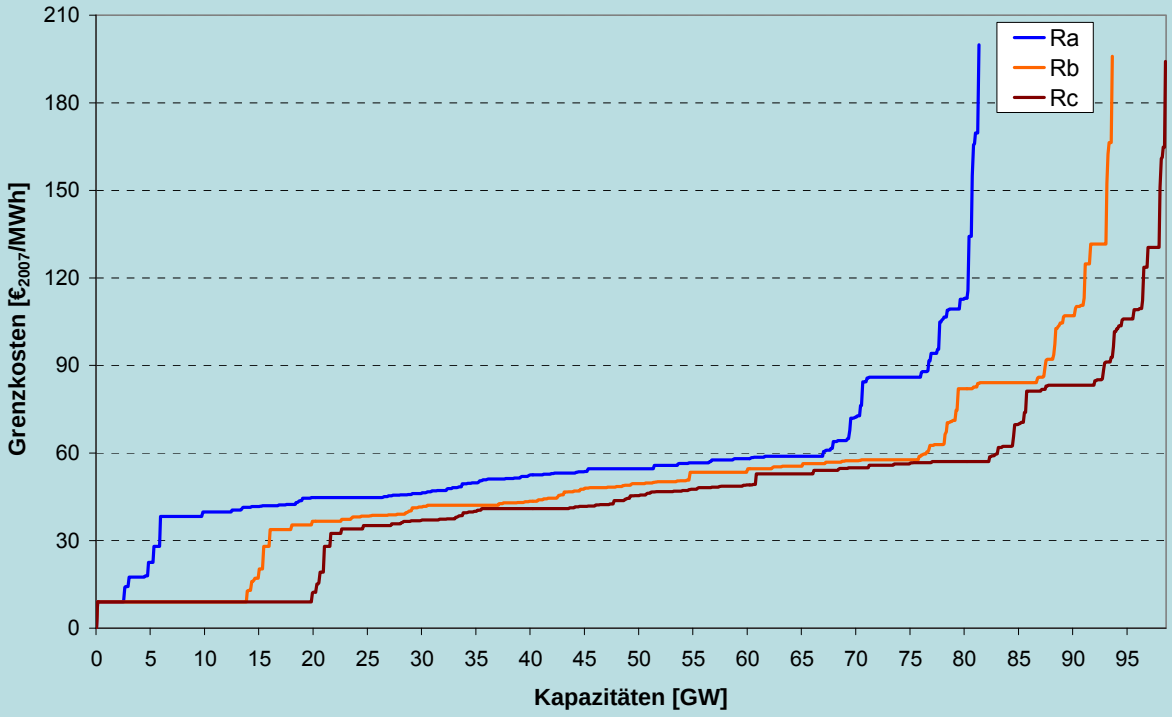


Abbildung 5.22: Merit-Order-Kurve der thermischen Erzeugungskapazitäten in Deutschland an einem repräsentativen Wintertag in 2020 für die Variante „Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 60 Jahre" (Rc) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) und zur Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb)

Die **Strompreise** liegen in dieser Variante bis 2016 etwa auf dem gleichen Niveau wie in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Tabelle 5.9). Nach 2016 ist jedoch aufgrund der späteren Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke ein Rückgang der Strompreise sowohl für die privaten Haushalte als auch die Industriebetriebe zu beobachten. Im Jahr 2030 unterscheiden sich die Großhandelspreise für Strom um 9 €$_{2007}$/MWh von der Referenzprognose. Der Strompreis liegt in 2030 bei den privaten Haushalten mit circa 209 €$_{2007}$/MWh um 17 €$_{2007}$/MWh, in der Industrie mit 105 €$_{2007}$/MWh um beinahe 13 €$_{2007}$/MWh niedriger als in der Referenzprognose.

Tabelle 5.9: Entwicklung der ETS-Zertifikatspreise und der Strompreise in der Variante mit Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 60 Jahre (Rc) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) und zur Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb)

		2007	2012		2020			2030		
			Ra	40a (Rb)	Ra	40a (Rb)	60a (Rc)	Ra	40a (Rb)	60a (Rc)
ETS-Zertifikatspreis	€$_{2007}$/t CO_2	0,7	27,9	25,8	30,3	27,1	25,2	31,3	31,6	21,2
Strom (Jahresdurchschnittspreise)										
Großhandel (BASE)	€$_{2007}$/MWh	38,0	49,8	46,8	54,3	48,5	45,4	50,0	46,3	41,0
Haushalte	€$_{2007}$/MWh	206,4	226,5	220,6	233,6	218,0	211,8	226,0	226,1	208,8
Industrie	€$_{2007}$/MWh	103,0	111,1	106,7	118,9	110,0	105,4	117,9	117,9	105,4

Die Entwicklung der Strompreise wirkt sich wiederum auf den **Nettostromverbrauch** in den Endverbrauchssektoren aus (Tabelle 5.10). So liegt die Stromnachfrage im gesamten Betrachtungszeitraum merklich über dem Niveau der Referenzprognose. Während sich nach 2020 der Strombedarf in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre wieder an das Niveau der Referenzprognose angleicht, erhöht sich die Differenz zwischen Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre und Referenzprognose noch zusätzlich. Im Jahr 2030 liegt der Nettostromverbrauch in dieser Variante um 16 TWh höher als in der Referenzprognose.

Tabelle 5.10: Nettostromverbrauch in der Variante mit Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 40 Jahre (Rb) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) und zur Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc)

TWh	2007	2012			2020			2030		
		Ra	40a (Rb)	60a (Rc)	Ra	40a (Rb)	60a (Rc)	Ra	40a (Rb)	60a (Rc)
Industrie	227	233	233	233	232	234	237	240	240	248
GHD	145	157	157	157	155	155	156	155	153	156
Haushalte	141	148	153	154	153	153	154	153	154	159
Verkehr	16	17	17	17	20	20	20	29	29	29
Leitungsverluste und sonst. Umwandlung	49	51	52	52	51	51	52	52	51	54
Summe	**578**	**606**	**612**	**612**	**611**	**613**	**619**	**630**	**628**	**646**

Der **Endenergieverbrauch** liegt in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre bis 2030 geringfügig höher als in der Referenzprognose. Dies ist in erster Linie auf den Industriesektor zurückzuführen. Hier kommt zum einen das höhere Produktionsniveau zum Tragen. Zum anderen besteht in dieser Variante aufgrund der niedrigeren ETS-Zertifikatspreise ein geringerer Anreiz zur Invesitition in emissionsärmere sowie effizientere Technologien. Dies erklärt auch den höheren Anteil an Kohlen am industriellen Endenergieverbrauch. Der Gasverbrauch sinkt hingegen gegenüber der Referenzprognose aufgrund des rückläufigen Einsatzes zur Wärmeerzeugung in industriellen KWK-Anlagen.

Während auch der Endenergieverbrauch im Haushalts- sowie im Verkehrsektor in 2030 geringfügig höher liegt als in der Referenzprognose, ergibt sich im GHD-Sektor ein leichter Verbrauchsrückgang. Dies kann durch den höheren Anteil elektrischer Systeme an der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung erklärt werden, die über einen höheren Nutzungsgrad verfügen als fossil betriebene Systeme.

Beim **Primärenergieverbrauch** ist zwischen der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre und der Referenzprognose eine deutlich stärkere Differenz festzustellten (Abbildung 5.23). So liegt der Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 um 7 % (882 PJ) im, Jahr 2030 um 8 % (899 PJ) höher als in der Referenzprognose. Auch zur Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre besteht ab 2020 eine merkliche Diskrepanz. Das höhere Verbrauchsniveau kann auf mehrere Faktoren zurückgeführt werden: die höhere Wirtschaftsleistung, die niedrigeren Stromimporte sowie die energetische Bewertung der Kernenergie.

Bei Festlegung der Laufzeiten bestehender deutscher Kernkraftwerke auf 60 Jahre liegt der Primärenergieverbrauch an Erdgas im gesamten Betrachtungszeitraum niedriger als in der Referenzprognose, wohingegen es in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre nach 2020 zu einem deutlichen Anstieg des Gasverbrauchs kommt. Auch der Verbrauch an Kohlen reduziert sich gegenüber der Referenzprognose deutlich.

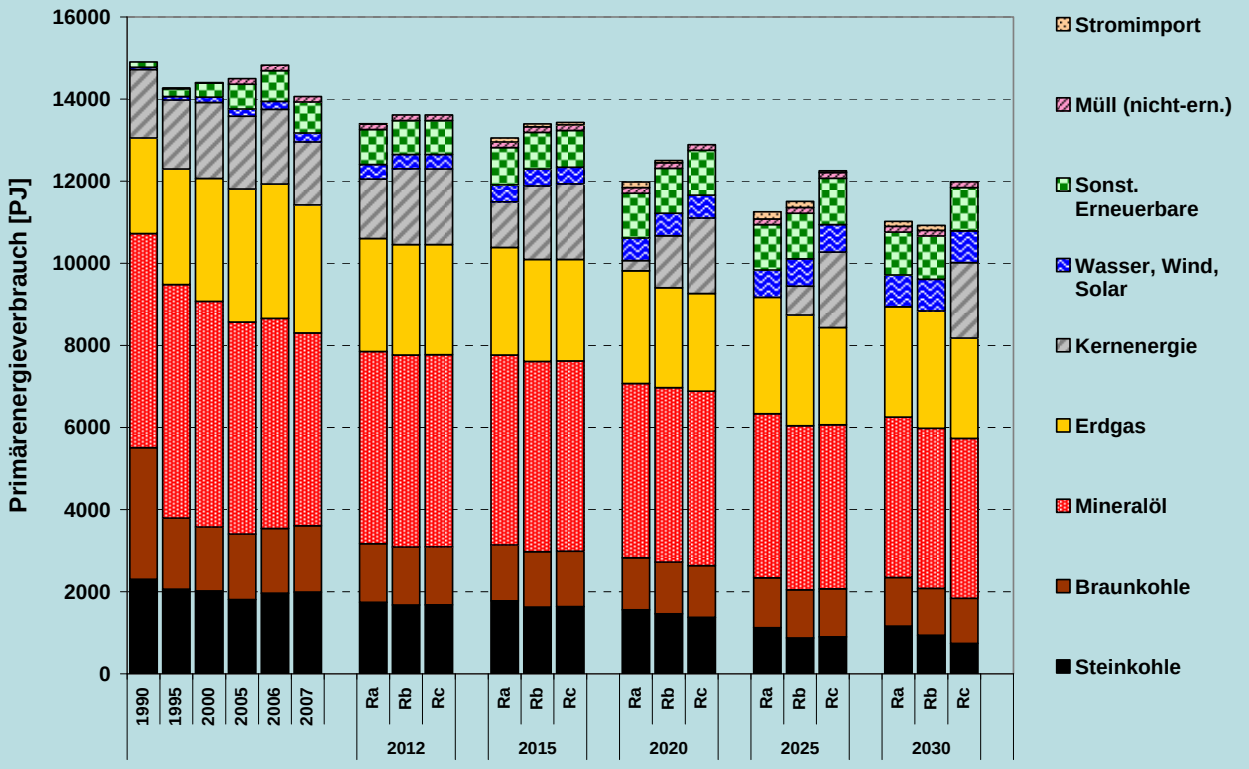


Abbildung 5.23: Primärenergieverbrauch in der Variante Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 40 Jahre (Rc) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra) und zur Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rb)

Der **Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch** kann ebenso wie in der Referenzprognose deutlich gesteigert werden und liegt 2030 bei 15 %. Aufgrund des insgesamt höheren Primärenergieverbrauchs können bei der **Energieproduktivität** nicht die gleichen Steigerungsraten erzielt werden wie in der Referenzprognose – zwischen 2007 und 2030 liegt die jährliche Wachstumsrate im Durchschnitt bei 1,63 %.

Die **Treibhausgasemissionen** in Deutschland reduzieren sich bei der hier vorgenommenen Festlegung der Laufzeiten bestehender deutscher Kernkraftwerke auf 60 Jahre bis 2020 um 37 % sowie bis 2030 um 49 % gegenüber 1990. Somit werden im Jahr 2030 in dieser Variante in Deutschland circa 50 Mio. t CO_2-Äquivalent weniger emittiert als in der Referenzprognose sowie 45 Mio. t CO_2-Äquivalent weniger als in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre.

Die höhere Verfügbarkeit CO_2-freier Strommengen aus Kernenergie hat einen stark dämpfenden Effekt auf die Zertifikatspreise im Europäischen Emissionshandelssystem. Entsprechend steigen die Emissionen in anderen Sektoren des ETS an. Im Jahr 2020 verringert sich der Zertifikatpreis im Vergleich zur Referenzprognose um 5,1 €$_{2007}$/t CO_2 sowie um 1,9 €$_{2007}$/t CO_2 gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre. Während der Zertifikatspreis in der Referenzprognose sowie bei Annahme einer Laufzeitverlängerung von 40 Jahren nach 2020 erneut ansteigt, ist bei Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre ein weiterer Rückgang auf circa 21 €$_{2007}$/t CO_2 zu beobachten.

Angesichts der niedrigeren CO_2-Preise und der längeren Nutzung der Kernenergie verringert sich der Einsatz von **Technologien zur CO_2-Abscheidung und Speicherung** merklich (-13 Mio. t CO_2 gegenüber der Referenzprognose in 2030).

Exkurs: Kosten der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke

Eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 60 Jahre, entsprechend der Entwicklung in zahlreichen anderen westlichen Ländern (u. a. Schweden, Finnland, USA und Niederlande) führt zu Nachrüstungskosten. Die Kosten umfassen Anpassungen am nuklearen Teil, fortlaufende sicherheitsbedingte Nachrüstungsmaßnahmen und Nachrüstungen am thermischen Teil des Kraftwerks. Diese Kosten werden von den Anlagenbetreibern zum Teil auch den Betriebskosten zugerechnet und hängen stark vom jeweiligen Anlagenzustand des einzelnen Kraftwerks ab.

Im Rahmen einer Studie der Internationalen Atomenergie Organisation (IAEO) sind Betreiber von Kernkraftwerken nach Art und Kostenumfang von Nachrüstungen für eine Verlängerung der technischen Nutzungsdauer der Anlagen befragt worden (IAEO 2002). Die Studie hat Kosten für Nachrüstungen in 12 Ländern ermittelt. Für die meisten untersuchten Kraftwerke wird eine Laufzeit von 60 Jahren angestrebt. Die ermittelten Kosten für die Nachrüstung gehen weit auseinander, was nach Angaben der IAEO mit der Unterschiedlichkeit an Einflussfaktoren, Kriterien und Bewertungsansätzen zusammenhängt. Die Bandbreite für die Nachrüstungskosten für Leichtwasserreaktoren bewegt sich in einer Höhe von

120 US-$$_{2002}$$/kW bis 680 US-$$_{2002}$$/kW, wobei in den Kostenangaben in Nähe der Obergrenze der Austausch von Großkomponenten sowie des Turbinensatzes angenommen wurde.

Diese Daten geben einen grundsätzlichen Überblick zu den Bandbreiten für die Kosten der Nachrüstung, wenngleich sie vorwiegend für Anlagen im kleineren bis mittleren Leistungsbereich und nicht einheitlich für eine Laufzeitverlängerung von bestehenden Anlagen auf 60 Jahre berechnet worden sind. Das Wuppertal Institut schätzt die Kosten für die Nachrüstung von deutschen Kernkraftwerken in Abhängigkeit von ihrer Leistung zwischen 320 €$$_{2007}$$/kW und 480 €$$_{2007}$$/kW ein (Wuppertal/Öko-Institut 2000).

Da eine allgemeine Angabe für die Nachrüstungskosten von Kernkraftwerken nicht einheitlich getroffen werden kann (PROGNOS 2008) und die Kosten neben den gegebenen Sicherheitsbedingungen entscheidend von dem politischen und gesellschaftlichen Umfeld abhängen, werden für die deutschen Kernkraftwerke spezifische Nachrüstungskosten von 500 €$$_{2007}$$ je kW für die alten Siedewasserreaktoren, sowie 340 €$$_{2007}$$ je kW für die alten Druckwasserreaktoren und neuen Siedewasserreaktoren unterstellt. Für die Anlagen wird von einer technischen Nutzungsdauer von 40 Jahren ausgegangen; Darüber hinaus fallen die Kosten für die Nachrüstung an. Die fortgeschrittenen technischen Auslegungsmerkmale der Druckwasserreaktoren der neueren Generation führen dazu, dass neben den laufenden Betriebskosten weitere Investitionskosten in einer Höhe von 80 €$$_{2007}$$/kW vom Betreiber aufgewendet werden müssen, um diese Anlagen 60 Jahre nutzen zu können. Bei diesen Nachrüstungsmaßnahmen wurden keine damit einhergehenden Leistungserhöhungen und keine längeren Stillstände der Anlagen im Rahmen der Energieprognose 2009 berücksichtigt.

5.8 Energie- und klimapolitische Ziele

Die nach den energie- und klimapolitischen Zielen avisierten Anteile der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch, in der Wärme- und Stromerzeugung sowie bei den Biokraftstoffen werden sowohl in der Referenzprognose als auch in den Varianten entweder erreicht oder nur geringfügig unterschritten (Abbildung 5.24). Auch die im Kyoto-Protokoll für die Jahre 2008 bis 2012 vorgesehene nationale Treibhausgas-Reduktionsverpflichtung in Höhe von 21 % gegenüber 1990 wird 2012 mit einer Minderung um 24,5 % in der Referenzprognose bzw. 25,5 % in den Varianten mit Laufzeitverlängerung deutlich übertroffen.

Nicht erreicht werden hingegen die nationale Zielvorgabe eines Anteils von 25 % der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung bis 2020 sowie die Verdopplung der Energieproduktivität bis zum selben Jahr. Die Vorgaben der Energieeffizienzrichtlinie der EU, zwischen 2008 und 2016 den Endenergieverbrauch um 9 % zu senken, werden eingehalten, insbesondere weil Deutschland frühzeitig Maßnahmen zur effizienten Verwendung von Energie ergriffen hat: Die seit 1995 erzielten Endenergieeinsparungen finden im Rahmen der „Early-Action-Regelung" Berücksichtigung. Mit der vereinbarten „Verdopplung der Energieproduktivität" zwischen 1990 und 2020 ist dennoch erst ab etwa 2025 zu rechnen. Allerdings ist das angestrebte Verdopplungsziel sehr ambitioniert und setzt für die Zeit von 2005 bis

2020 eine jährliche Steigerung der Energieproduktivität von rund 3 % voraus. Zum Vergleich: Von 1990 bis einschließlich 2008 betrug die jährliche Steigerung im Schnitt lediglich 1,84 %, trotz der begünstigenden Effekte der Wiedervereinigung für die Energieeffizienz.

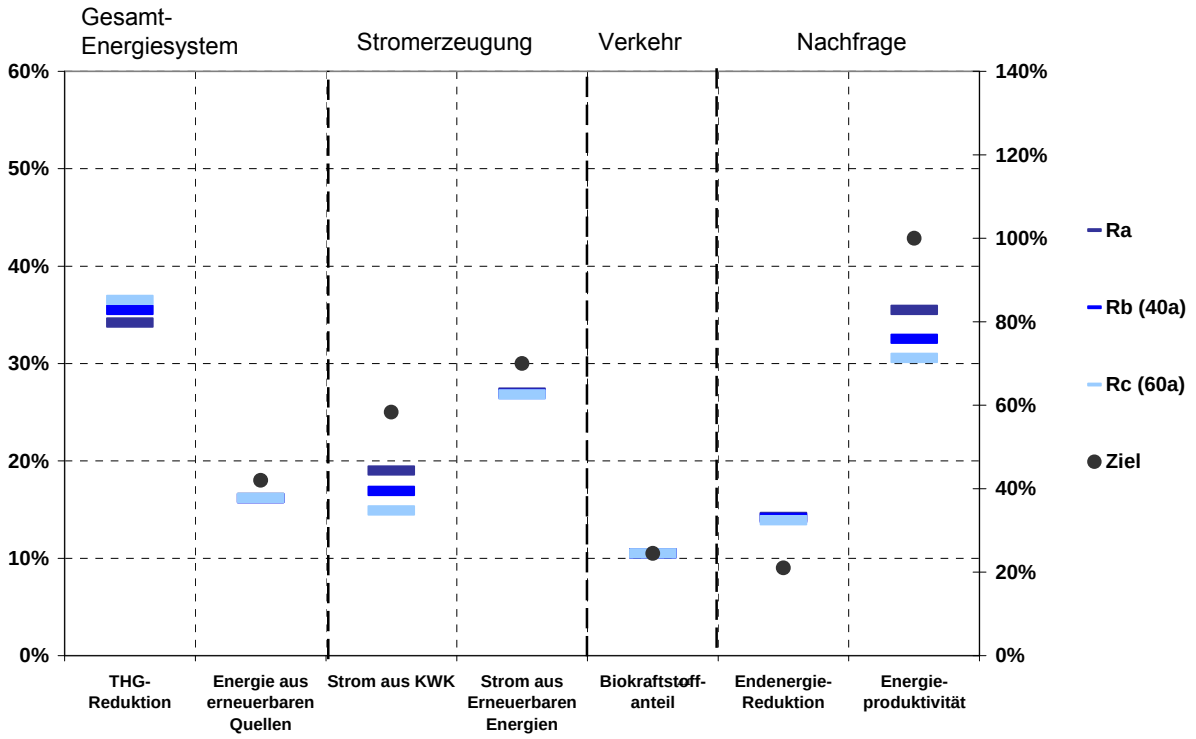


Abbildung 5.24: Vergleich energie- und klimapolitischer Ziele mit den Entwicklungen in der Referenzprognose bei Kernenergieausstieg (Ra) und in den Varianten mit Laufzeitverlängerung (Rb, Rc)

[43] Ziel ist, im Jahr 2020 durch den Einsatz von Biokraftstoffen eine Reduktion des Treibhausgasausstoßes um 7 % zu erreichen. Der angegebene Zielwert eines Biokraftstoffanteils von 10,5 % am Gesamtabsatz aller Otto- und Dieselkraftstoffe ergibt sich, wenn die bei Anbau und Herstellung der Biokraftstoffe entstehenden Treibhausgasemissionen mit eingerechnet werden.

6 Sensitivitätsanalysen

Im Folgenden werden die Ergebnisse von Sensitivitätsanalysen vorgestellt. In diesen wurden in den Simulationsrechnungen einzelne Parameter variiert, um die Auswirkungen der Veränderung zentraler Einflussgrößen aufzuzeigen. Dazu wurde jeweils eine der folgenden Einflussgrößen in substantieller Weise verändert: wirtschaftliche Entwicklung, das Niveau der Energiepreise, die Formulierung von Klimaschutzzielen und die Bevölkerungsentwicklung.

Im Einzelnen wurden sechs Sensitivitäten berechnet: S1 „Wirtschaftswachstum – die Krise dauert länger", S2a „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg", S2d „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung", S3a „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg", S3d „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung", S4 „Niedrigere Bevölkerungsentwicklung". Für die Sensitivitätsanalysen mit Laufzeitverlängerung wurde die Betriebszeit aller europäischen Kernkraftwerke auf 60 Jahre fixiert, da hier die größten Abweichungen gegenüber der Referenzentwicklung zu erwarten sind. Die Gegenüberstellung erfolgt mit einer zusätzlichen Variante (Rd), in der ebenfalls die Laufzeit aller europäischen Kernkraftwerke 60 Jahre beträgt. Die Annahmen und die Ergebnisse werden im Folgenden kurz erläutert. Insbesondere wird auf die Frage eingegangen, in wie weit die energie- und klimapolitischen Ziele unter den veränderten Rahmenbedingungen erreicht werden können.

Die Sensitivität S1 „Wirtschaftswachstum – die Krise dauert länger" beschreibt ein pessimistisches Szenario der weltwirtschaftlichen Entwicklung. Die gegenwärtige globale Rezession (Abschnitt 3.3) dauert bis 2015 an, erst danach findet die Weltwirtschaft auf einen Wachstumspfad zurück. Für Deutschland folgen aus dieser Entwicklung eine Strukturkrise und hohe Beschäftigungsverluste, vor allem im Dienstleistungssektor. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass auch der Energiesektor von den Auswirkungen der Krise betroffen ist: die Energienachfrage sinkt deutlich, vor allem in der Industrie und im Verkehrssektor. Dies führt zu einer Senkung des Endenergieverbrauchs um 6,5 % in 2020 und um 7,2 % in 2030 gegenüber der Referenzprognose, für die die Sektoren Industrie und Verkehr zu 80 % in 2020 bzw. 72 % in 2030 verantwortlich sind. Entsprechend sinkt auch die Stromerzeugung – und in der Folge verschiebt sich der Energiemix hin zu mehr Stein- und Braunkohle. Dies spiegelt die stärkere Verfügbarkeit der Emissionszertifikate wieder, die in der Krise weniger nachgefragt werden. Der Primärenergieverbrauch im Krisenszenario schließlich liegt in 2020 um 4,7 %, in 2030 um 5,9 % unter dem Referenzszenario (Abbildung 6.1).

Die Sensitivitätsrechnungen S2a „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg" und S2d „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung" entwerfen das Szenario hoher Öl- und Energieträgerpreise (Abschnitt 3.4 und Tabelle 3.6). Im Falle von S2a wird dabei wie in der Referenzprognose von einem Kernenergieausstieg in Deutschland ausgegangen, im Falle von S2d von einer Laufzeitverlängerung der europäischen Kernkraftwerke auf 60 Jahre wie in der entsprechenden Variantenrechnung. Hohe Rohölpreise dominierten die Schlagzeilen vor Ausbruch der weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise, bevor sie Mitte 2008 wieder fielen. Derzeit gibt es keine direkten Anzeichen für eine vergleichbare Hausse, die beiden Sensitivitäten zeigen jedoch, welche Folgen eine solche Entwicklung hätte. Die höheren Kosten im Energiesystem würden sich laut

den Rechnungen auf die allgemeine Wirtschaftsleistung auswirken: In der Ausstiegssensitivität S2a liegt das BIP in 2020 fast 1,3 % unter dem der Referenzprognose (2030: ca. 0,9 %), der Vergleich der Sensitivität mit Laufzeitverlängerung (S2d) und der zugehörigen Variantenrechnung ergibt einen ähnlichen Rückgang des BIPs. Gegenüber der Referenzprognose allerdings fällt der Rückgang der Wirtschaftsleistung in der Sensitivität S2d „Hohe Rohölpreise mit Laufzeitverlängerung" geringer aus – die makroökonomischen Kosten halbieren sich auf nur 0,6 % des BIPs. Die hohen Energieträgerpreise wirken sich direkt auf den Endenergieverbrauch aus – in der Sensitivität S2a geht er um 1,1 % in 2020 (2030: 2,3 %) zurück, in Sensitivität S2d um 1,3 % in 2020 (2030: 1,9 %). In beiden Fällen geht der Verbrauchsrückgang vor allem auf die Sektoren Industrie und Verkehr zurück, bei den privaten Haushalten zeigen die Sensitivitäten angesichts der hohen Energieträgerpreise vor allem technologische Effizienzverbesserungen an. Die Stromerzeugung nimmt in beiden Sensitivitäten entsprechend des Nachfragerückgangs ebenfalls ab. In der Sensitivität S2a mit Kernenergieausstieg sinkt der Anteil der Stromerzeugung aus Erdgas, der Anteil aus Steinkohle nimmt zwischenzeitlich zu. Hingegen betreffen die Veränderungen der Erzeugung im Falle von Sensitivität S2d fast ausschließlich Erdgaskraftwerke, deren Produktion deutlich zurückgeht. Die hohen Energiepreise zeigen sich auch in einem verringerten Primärenergieverbrauch: In der Ausstiegssensitivität S2a sinkt dieser gegenüber der Referenzprognose um 1,5 % in 2020 (2030: 2,7 %), in der Sensitivität S2d mit Laufzeitverlängerung um 1,1 % in 2020 (2030: 1,4 %) gegenüber der entsprechenden Variantenrechnung (Abbildung 6.1).

Ein strikteres Klimaschutzregime analysieren die Sensitivitäten **S3a „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" und S3d „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung"**. Wie zuvor wird zwischen einem Szenario mit Ausstieg aus der Kernenergie (S3a) und einem mit Laufzeitverlängerung in Europa auf 60 Jahre (S3d) unterschieden. Eine solche Entwicklung mit ambitionierten, verbindlichen Emissionsreduktionszielen weltweit könnte eintreten, wenn es in den nächsten Jahren zu einem Durchbruch bei den internationalen Klimaschutzverhandlungen käme. Die Emissionsminderungen hemmen die Wirtschaftsleistung, andererseits führt die internationale Kooperation im Klimaschutz auch zu Effizienzgewinnen. Für Deutschland zeigt sich in der Bilanz jedoch ein niedrigeres BIP: In der Sensitivität S3a mit Kernenergieausstieg liegt es in 2020 um 1,1 % unter der Referenzprognose Ra (2030: 3,1 %), in der Sensitivität S3d mit Laufzeitverlängerung um 1 % in 2020 (2030: 3,1 %) gegenüber der Variantenrechnung.

Der Endenergieverbrauch kann in den Sensitivitäten mit verstärktem Klimaschutz (S3a und S3d) angesichts der ambitionierten Klimapolitik deutlich gesenkt werden, was vor allem auch auf Effizienzverbesserungen zurückzuführen ist. Der Vergleich von Sensitivität S3a mit der Referenzprognose Ra zeigt eine Verringerung des Endenergieverbrauchs um 2 % in 2020 und sogar 7 % in 2030. Die entsprechende Verringerung im Vergleich der Sensitivität S3d mit Laufzeitverlängerung mit der Variantenrechnung lautet 2 % in 2020 und 6 % in 2030. Die Stromerzeugung sinkt in den Sensitivitäten S3a und S3d gegenüber der Referenz und der entsprechenden Variante mit Laufzeitverlängerung nur leicht ab. Im Falle des Kernenergieausstiegs führt die verstärkte Kli-

mapolitik zu einer vermehrten Stromerzeugung aus Erdgas, im Falle der Laufzeitverlängerung aus Braunkohle, wobei hier die CCS Technologie zum Einsatz kommt. Der Primärenergieverbrauch geht bei verstärktem Klimaschutz zurück (Abbildung 6.1): In der Sensitivität S3a um 2 % in 2020 gegenüber der Referenzprognose Ra (2030: 6 %), in der Sensitivität S3d um 1 % in 2020 gegenüber der zugehörigen Variante (2030: 4 %).

Die Sensitivität S4 „Niedrigere Bevölkerungsentwicklung" geht von einer negativen Entwicklung des Bevölkerungswachstums in der Bundesrepublik Deutschland aus. Im Vergleich zur Referenzprognose erfolgt bis 2020 ein Bevölkerungsrückgang um 1,6 Mio. und bis 2030 um 3,1 Mio., was eine geringere Bruttowertschöpfung in allen Wirtschaftszweigen zur Folge hat. Die Zahl der Erwerbstätigen im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sinkt langfristig signifikant. Auch ist ein Rückgang in der Güter- sowie der Personenverkehrsleistung zu verzeichnen. Als Konsequenz der flacheren Bevölkerungswachstumskurve zeigt die Sensitivitätsanalyse auch eine deutliche Senkung des Endenergieverbrauchs auf, der im Jahr 2030 ca. 2 % unter dem der Referenzprognose liegt. Dies ist vor allem auf die Rückgänge in den Nachfragesektoren Haushalte und GHD zurückzuführen. In beiden Bereichen werden im Szenario „Bevölkerungsrückgang" (S4) vermehrt Mineralölprodukte eingesetzt, wohingegen der Stromverbrauch reduziert wird. Die Primärenergienachfrage im Jahr 2030 liegt fast 2 % unter der entsprechenden Nachfrage des Referenzszenarios (Ra) (Abbildung 6.1).

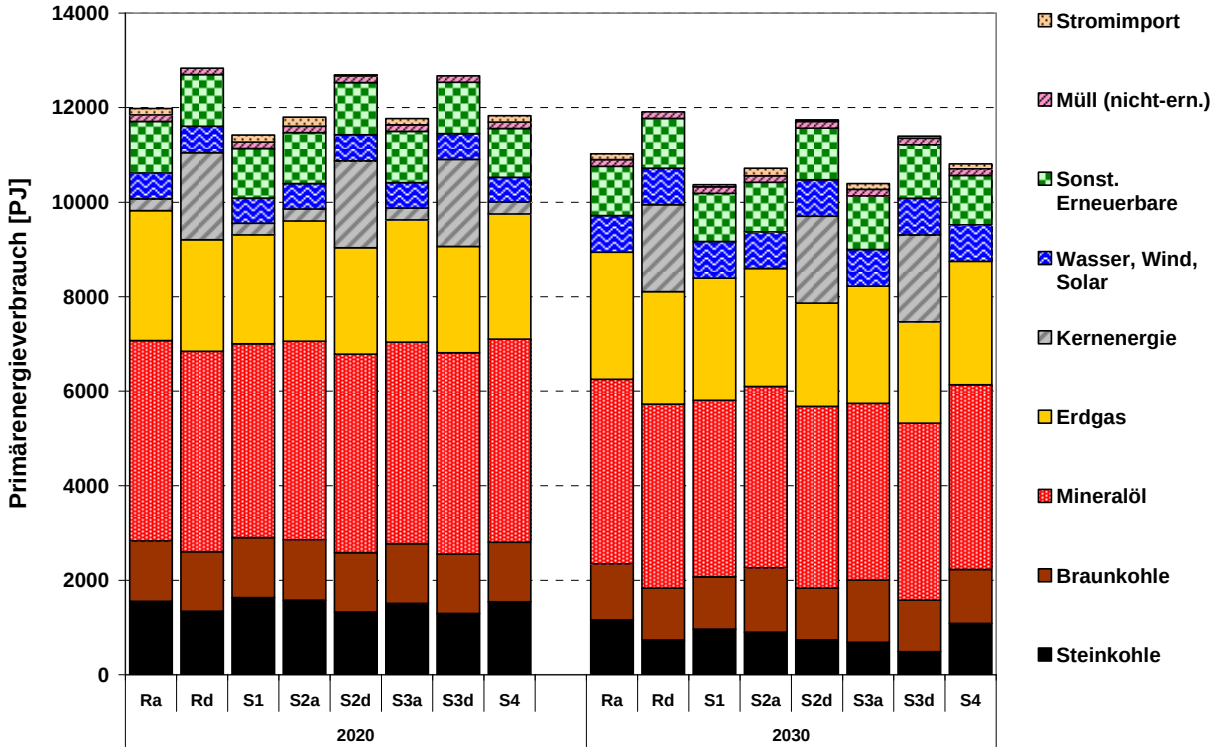


Abbildung 6.1: Primärenergieverbrauch der Jahre 2020 und 2030 in den Sensitivitätsanalysen

In Abbildung 6.2 sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen hinsichtlich ihrer Erreichung von energie- und klimapolitischen Zielen, die auf europäischen oder nationalen politischen Zielsetzungen beruhen, vergleichend gegenübergestellt.

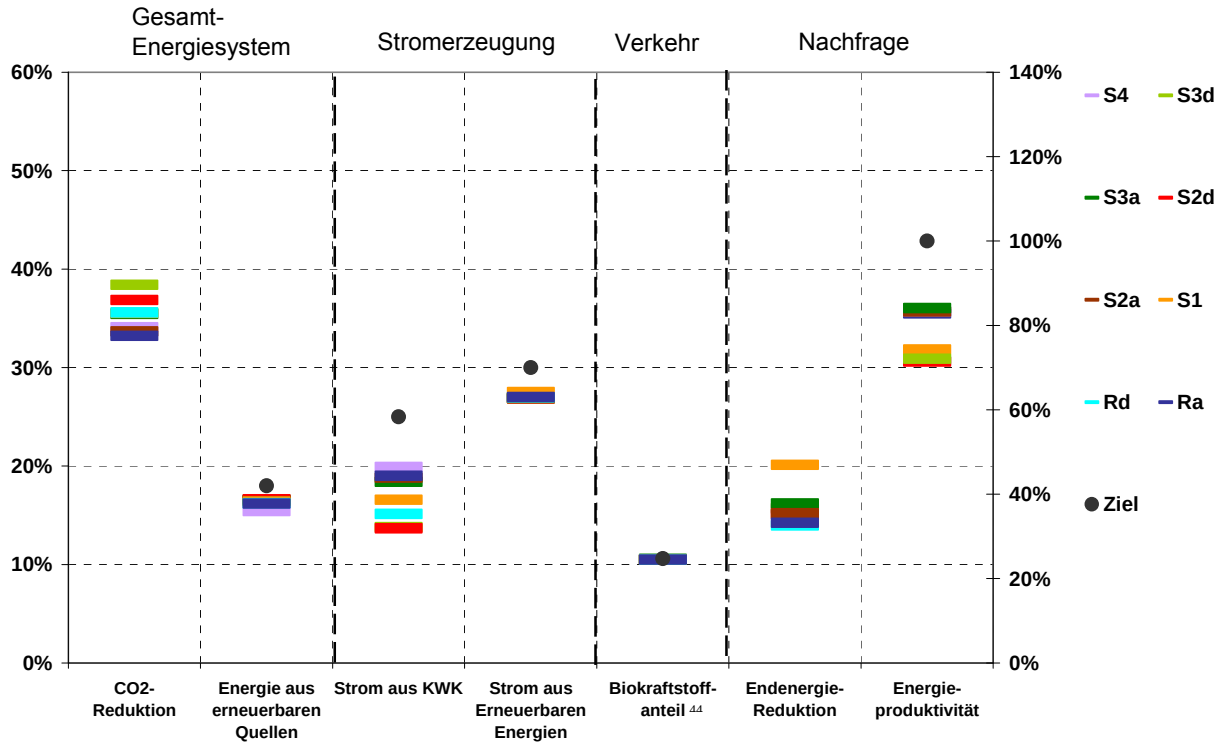


Abbildung 6.2: Erreichung energie- und klimapolitischer Ziele in den Sensitivitätsanalysen in 2020

Die **CO_2-Emissionen** sinken bis zum Jahr 2020 in allen Sensitivitäten zwischen 34 % und 38 % bezogen auf 1990. In den Sensitivitäten mit Laufzeitverlängerung liegt die Reduktion jeweils etwa 3 %-Punkte höher als in den entsprechenden Sensitivitäten mit Kernenergieausstieg. In den Sensitivitäten, die einen verstärkten Klimaschutz unterstellen (S3a und S3d), wird im Einklang mit den EU 2020 Zielen eine Emissionsreduktion von 30 % in der EU angenommen. Das weitergehende Ziel einer nationalen Minderung um 40 % bis 2020 aus dem IEKP der Bundesregierung wird dabei mit einer Minderung um 35 % im Fall des Kernenergieausstiegs und um 38 % im Fall der Laufzeitverlängerung verfehlt.

Aufgrund der verstärkten Klimaschutzvorgaben wird in 2030 die höchste Emissionsminderung unter allen Szenarien mit gut 62 % (ggü. Kyoto-Basis) in der Sensitivität bei Laufzeitverlängerung (S3d) erzielt. Wie auch in 2020 weisen alle Sensitivitäten in 2030 eine höhere Emissionsminderung als die Referenzprognose auf.

Der Anteil **Erneuerbarer Energien** am Endenergieverbrauch ändert sich zwischen

[44] Ziel ist, im Jahr 2020 durch den Einsatz von Biokraftstoffen eine Reduktion des Treibhausgasausstoßes um 7 % zu erreichen. Der angegebene Zielwert eines Biokraftstoffanteils von 10,5 % am Gesamtabsatz aller Otto- und Dieselkraftstoffe ergibt sich, wenn die bei Anbau und Herstellung der Biokraftstoffe entstehenden Treibhausgasemissionen mit eingerechnet werden.

den betrachteten Sensitivitäten nur geringfügig. Die unterschiedlichen Anreize durch höhere fossile Energiepreise bzw. strengere Klimaschutzziele sind nicht ausreichend, um den Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch in Deutschland insgesamt deutlich zu erhöhen. Wirksam sind vielmehr die in allen Sensitivitäten gleichen Investitionsfördermaßnahmen wie das EEG. Entsprechend stellt sich die Situation beim Anteil erneuerbarer Energieträger an der Stromversorgung dar. Auch hier fallen die Unterschiede zwischen den Sensitivitäten und der Referenzprognose bzw. der zugehörigen Variante mit Laufzeitverlängerung nur gering aus. Aufgrund des geringeren Wirtschaftswachstums und der daraus ebenfalls geringeren Stromnachfrage ist der relative Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in der Sensitivität S1 (Verlängerte Krise) mit 38 % in 2030 am höchsten.

Hinsichtlich des Ziels einer Verdopplung des **KWK-Anteils** an der Stromerzeugung führen die betrachteten Sensitivitäten zu einem geringeren KWK-Stromanteil als in der Referenzprognose (Ra) - mit Ausnahme der Sensitivität S4 (niedrigere Bevölkerungsentwicklung), in der der KWK-Stromanteil geringfügig höher als in den beiden Referenzvarianten ausfällt. Das Ziel einer Verdopplung auf 25 % in 2020 wird in keinem Szenario erreicht. Der niedrigste Anteil ist mit etwa 14 % in 2020 in den Sensitivitäten S2d und S3d festzustellen, die eine Laufzeitverlängerung unterstellen: die erhöhte Stromerzeugung aus Kernkraftwerken führt zu einer teilweisen Verdrängung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen. Auch unter den Bedingungen eines verstärkten Klimaschutzes ist in den Sensitivitäten S3a und S3d kein Anstieg des KWK-Stromanteils zu beobachten, da die verglichen mit der Referenzprognose strengeren Minderungsziele den Einsatz von Kraftwerken mit CO_2-Abscheidung, insbesondere auf Braunkohlebasis, gegenüber KWK-Anlagen begünstigen.

In allen Sensitivitäten erfolgt eine deutliche Steigerung der **Energieeffizienz**. Die auf den Endenergieverbrauch bezogenen Vorgaben der Energieeffizienzrichtlinie der EU für 2016 werden -nicht zuletzt Dank der bereits erbrachten Einsparungen im Rahmen der Early Action Maßnahmen- in allen Sensitivitäten bereits 2012 erreicht. Die stärkste Reduktion des Primärenergieverbrauchs ist in der Sensitivität S1 (Wirtschaftskrise) zu beobachten, zusammen mit einer Minderung des Endenergieverbrauchs um 20 % bis 2020. Dies ist jedoch auch diejenige Sensitivität, die im Hinblick auf die Energieproduktivität innerhalb der Gruppe der Sensitivitäten mit Kernenergieausstieg am schlechtesten abschneidet, da aufgrund des niedrigeren Wirtschaftswachstums auch die notwendigen Anreize zur CO_2-Minderung geringer sind und somit auch die Anstrengungen zur Steigerung der Energieeffizienz niedriger ausfallen. Stärkere Anreize zur Steigerung der Energieproduktivität sind tendenziell in den Sensitivitäten mit Kernenergieausstieg gegeben.

7 Resümee

Die in der Referenzprognose skizzierte Entwicklung ist gekennzeichnet durch einen beinahe kontinuierlich sinkenden Primärenergieverbrauch. Mit dem rückläufigen Verbrauch fossiler Energieträger geht eine Reduktion der CO_2-Emissionen einher. Das im Rahmen des Kyoto-Protokolls für Deutschland gesetzte Ziel, den Treibhausgas-Ausstoß bis 2012 um 21 % gegenüber 1990 zu reduzieren, wird mit knapp 25 % deutlich übertroffen.

Bis 2030 ist eine Treibhausgasemissionsminderung um rund 44 % gegenüber 1990 zu erwarten, nicht zuletzt weil die Abscheidung von CO_2 nach 2020 große Bedeutung erlangt, vor allem bei Braunkohlekraftwerken. Dies ist mit ein Grund dafür, dass der Energieumwandlungsbereich den größten Beitrag zur CO_2-Emissionsreduktion liefert. Ein weiterer Grund ist die erhebliche Steigerung der Stromerzeugung auf Basis von regenerativen Energiequellen.

Das für 2020 avisierte Ziel eines Mindestanteils von 30 % an der Stromversorgung wird dennoch leicht um 3 %-Punkte verfehlt. Große Zuwächse ergeben sich insbesondere bei der Windstromerzeugung: Zu knapp 60 % wird Regenerativstrom 2020 durch Windkraft gewonnen.

Das im Klima- und Energiepaket der EU für die Erneuerbaren Energien formulierte Ziel eines Anteils von 18 % am Bruttoendenergieverbrauch des Jahres 2020 wird um etwa 2 %-Punkte unterschritten, obwohl die Erneuerbaren Energien bis dahin im Wärmemarkt anstatt der geforderten 14 % bereits 15 % des Endenergieverbrauchs decken.

Trotz dieser Zielverfehlungen bei den Erneuerbaren Energien zeigt die Referenzprognose, dass Deutschland bei der Einhaltung seiner Klimaschutzziele auf einem guten Weg ist.

Auch in Bezug auf die Verbesserung der Energieeffizienz sind deutliche Fortschritte erkennbar. So werden die Vorgaben der Energieeffizienzrichtlinie der EU, zwischen 2008 und 2016 den Endenergieverbrauch um 9 % gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2001 bis 2005 zu senken, eingehalten. Dazu hat insbesondere beigetragen, dass Deutschland frühzeitig Maßnahmen zur effizienten Verwendung von Energie ergriffen hat. Unter Berücksichtigung der „Early-Action-Maßnahmen" verringert sich der Endenergieverbrauch in der Referenzprognose bis 2030 gegenüber dem Durchschnittswert der Jahre 2001 bis 2005 um beinahe 20 %

Die Referenzprognose macht aber auch deutlich, dass die für 2020 angestrebte Verdopplung der Energieproduktivität gegenüber 1990 erst ab etwa 2025 erreicht werden kann. Allerdings ist das Verdopplungsziel sehr ambitioniert und setzt für die Zeit von 2005 bis 2020 eine jährliche Steigerung der Energieproduktivität von rund 3 % voraus. Zum Vergleich: Von 1990 bis einschließlich 2008 betrug die jährliche Steigerung im Schnitt lediglich 1,84 %, trotz der begünstigenden Effekte der Wiedervereinigung für die Energieeffizienz.

Angesichts des Kernenergieausstiegs und altersbedingter Abgänge fossil befeuerter Kraftwerke wird trotz der starken Ausweitung der Stromerzeugungskapazitäten auf Basis Erneuerbarer Energien ein Neubau von fossil befeuerten Kraftwerken erforderlich. Im Zeitraum von 2012 bis 2020 ergibt sich ein Neubaubedarf fossiler Kraftwerke von rund 46 GW_{el}.

Die Reduktionsvorgaben innerhalb des Europäischen Emissionshandelssystems begünstigen den Neubau von Erdgaskraftwerken, so dass der Anteil von Erdgas am Primärenergiemix steigt. Angesichts der zunehmenden Erschöpfung der Erdgasvorkommen in Westeuropa erhöht sich in Deutschland die Importabhängigkeit von Ländern in Osteuropa und Asien, insbesondere von Russland.

Tabelle 7.1: Vergleich energie- und klimapolitischer Ziele mit den Entwicklungen in der Referenzprognose bei Kernenergieausstieg und in den Varianten mit Laufzeitverlängerung

	Status Quo (2008)	Ziel 2020	Erläuterung	Referenzprognose bei Kernenergieausstieg (Ra)		Varianten mit Laufzeitverlängerung	
				2020	2030	2020	2030
THG-Emissionen	-20% (1990-2007)	-21% (bis 2012) (-40%)	-40% nur, wenn EU-weit Reduktion um 30%	-34%	-44%	-35% bis -37%	-44% bis -49%
CO_2-Emissionen	-19% (1990-2007)			-33%	-43%	-34% bis -36%	-44% bis -48%
Energie aus erneuerbaren Quellen	9,3% (2007)	18%	Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	16%	20%	16%	20%
Strom aus Erneuerbaren Energien	14%	Mindestens 30%	Anteil am Bruttostromverbrauch	27%	36%	27%	35% bis 37%
Wärme aus Erneuerbaren Energien	ca. 6%	14%	Anteil am Endenergieverbrauch für Wärme	15%	17%	15%	17%
Energieeffizienz	1,84%/a (1990-2008)	Verdopplung (=+100%) der Energieproduktivität (BIP/PEV)	Basisjahr: 1990	+83%	+119%	+71% bis +76%	+104% bis +121%
				(1990-2020)	(1990-2030)	(1990-2020)	(1990-2030)
		-9% Endenergie (bis 2016, Einsparrichtwert)	Basis: EEV Durchschnitt 2001-2005	-14,2%	-19,7%	-13,9% bis -14.1%	-19,5% bis -19,8%
Biokraftstoffanteil	7,3%	7%	Gemessen als Treibhausgaseinsparung (Änderung der Systematik)	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%
KWK-Strom	ca. 12% (2008)	Verdopplung auf etwa 25 %		19%	20%	15% bis 17%	16% bis 20%
Stromerzeugung aus Kernenergie	149 TWh			22 TWh	0 TWh	111 bis 160 TWh	0 bis 160 TWh

Die Varianten mit einer Verlängerung der Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke auf 40 bzw. 60 Jahre ergeben ein im Vergleich zur Referenzprognose niedrigeres Treibhausgasemissionsniveau. Dies hat eine deutliche Senkung der Preise für CO_2-Zertifikate zur Folge.

Die Erreichung der Ziele für den Ausbau Erneuerbarer Energien bleibt vom längeren Betrieb der Kernkraftwerke praktisch unberührt. Das für 2020 avisierte Ziel der Verdopplung der Stromerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung wird hingegen ebenso wenig erreicht wie in der Referenzprognose.

Die trotz Nachrüstungsaufwand geringeren variablen Erzeugungskosten für Kernenergiestrom und vor allem die ersparten Kosten für CO_2-Zertifikate ermöglichen Strompreise, die gegenüber der Referenzprognose bis zu 9 €$_{2007}$/MWh niedriger ausfallen. Die kostengünstigere Stromversorgung führt zu positiven Rückkopplungseffekten auf die industrielle Produktion, die Beschäftigung sowie die gesamtwirtschaftliche Entwicklung. Aus der Verlängerung der Laufzeit von Kernkraftwerken resultiert somit ein höheres Bruttoinlandsprodukt, das 2020 bis zu 0,6 % über dem der Referenzprognose liegt, 2030 bis zu 0,9 %.

8 Ausblick 2050

Dramatische Veränderungen beim Energieverbrauch sind innerhalb der zwei Jahrzehnte zwischen 2030 und 2050 nicht zu erwarten. Dies liegt zum einen daran, dass der Bevölkerungsumfang bzw. die Anzahl der Haushalte eine, wenn nicht gar die wesentliche Bestimmungsgröße des Energieverbrauchs darstellt. Zum anderen sind Investitionen in Strukturen zur Energieumwandlung langfristiger Natur. So beträgt die Lebensdauer von Kraftwerken 40 Jahre und mehr. Auch die für einen Großteil des Energieverbrauchs verantwortliche Gebäudeinfrastruktur unterliegt lediglich einem langsamen Wandel. Daher ist mit den 2030 herrschenden Strukturen bereits ein Großteil der auch noch in 2050 vorhandenen Energieverbrauchs- und Umwandlungsstrukturen in Deutschland festgelegt.

Während revolutionäre Entwicklungen wie der Durchbruch bei Fusionsreaktoren in dieser Zeitspanne nicht zu erwarten sind, darf die Bedeutung des technologischen Fortschritts dennoch nicht unterschätzt werden. So ist aufgrund der damit einhergehenden Kostenreduktionen zu erwarten, dass sich die Stromerzeugung im Jahr 2050 dezentraler gestaltet, als dies heute der Fall ist. Selbst unter den in Deutschland herrschenden relativ schlechten Bedingungen ist davon auszugehen, dass etwa die Stromerzeugung mittels Photovoltaikanlagen zu Kosten erfolgt, die unterhalb der derzeit herrschenden, und folglich auch der künftigen Preise für Haushaltsstrom liegen.

Ob der dezentrale Ausbau der Photovoltaik flächendeckend erfolgen wird, hängt jedoch davon ab, ob und inwieweit entscheidende Kostensenkungen realisiert werden können, so dass die Kosten der Solarstromerzeugung unterhalb derer liegen werden, die für die konventionelle Stromerzeugung entstehen. Falls dies bis 2050 nicht so sein sollte, wie es die derzeitigen Tendenzen wahrscheinlich erscheinen lassen, hängt die flächendeckende Verbreitung am politischen Willen, den Solarstrom weiterhin zu privilegieren, d. h., ihn bei Einspeisung ins öffentliche Netz weiter mit Hilfe von Einspeisevergütungen zu fördern oder ihn bei Selbstnutzung von sämtlichen Steuern und Abgaben zu befreien, so wie es derzeit geschieht.

Zu beachten ist allerdings, dass mit der Befreiung des Solarstroms von der Steuer- und Abgabenlast erhebliche Umverteilungswirkungen verbunden sein würden: Sollen dieselben Mehrwert- und Stromsteuereinnahmen erzielt werden, müssen den übrigen Stromverbrauchern zusätzliche Lasten aufgebürdet werden. Während die große Masse der zu Miete wohnenden Haushalte die zusätzlichen Lasten zu tragen hätte, wären diejenigen Hausbesitzer, die in eine Solarstromanlage investieren, davon in dem Umfang befreit, wie sie damit ihren Strom selbst erzeugen können.

Ähnliche Umverteilungswirkungen gäbe es bei den Netznutzungsentgelten, denn es ist nicht davon auszugehen, dass sich im Jahr 2050 sämtliche Haushalte mittels dezentraler Stromerzeugungsanlagen selbst versorgt werden können. Vielmehr wird ein öffentliches Stromnetz auch dann noch zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit der einzelnen Haushalte erforderlich sein, nicht zuletzt aufgrund der Unstetigkeit, mit der in Deutschland die Sonne scheint.

Inwieweit die Solarstromerzeugung in der Wüste Sahara, welche Gegenstand des Zukunftsprojektes Desertec ist, bis 2050 für Deutschland eine Rolle spielen wird, ist derzeit nur unter erheblichen Vorbehalten einzuschätzen. Bis zum Jahr 2030 dürfte dieses Projekt für Deutschland jedoch noch wenig relevant sein. Neben der Erarbeitung von Umsetzungs- und Finanzierungskonzepten, die mehrere Jahre in Anspruch nehmen werden, sind in allererster Linie die Regierungen der Anrainerstaaten erst noch für dieses Projekt zu gewinnen.

Sind diese Hürden genommen, wird die technische Umsetzbarkeit und potenzielle Wirtschaftlichkeit in Pilotanlagen getestet. Dies wird ebenfalls geraume Zeit in Anspruch nehmen. Erst wenn sich gezeigt hat, dass in solarthermischen Kraftwerken Solarstrom im großen Maßstab zu wettbewerbsfähigen Preisen in der Wüste hergestellt werden kann, kann darüber nachgedacht werden, auf welchem Wege der Strom nach Europa transportiert wird. Der Bau entsprechender Leitungen benötigt wiederum Jahre.

Unterdessen müssten die grenzüberschreitenden Netzkapazitäten innerhalb Europas in erheblichem Maße ausgebaut werden, sodass die in der Wüste produzierten Solarstrommengen tatsächlich in substantiellem Ausmaß in Deutschland ankommen. Eine weitere Frage ist, ob der Wüstenstrom auf absehbare Zeit nicht weitgehend zur Deckung des zunehmenden Stromverbrauchs der Anrainerstaaten benötigt wird. Die Realisierung von Projekten wie Desertec ist zudem stark von der Durchsetzung einer sehr stringenten globalen und europäischen Klimapolitik abhängig.

Mit den tendenziell real steigenden Strompreisen wird sich langfristig auch der Anteil der übrigen Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung erhöhen, insbesondere dann, wenn sich die Kosten für diese Technologien relativ zu den konventionellen Techniken günstiger gestalten. So zeigen die bis 2050 fortgesetzten Analysen der Referenzprognose, dass nach 2030 vor allem die Stromerzeugung mittels Onshore-Windkraftanlagen zunimmt. Dafür verantwortlich ist das Repowering, mithin der Ersatz bestehender durch neue, leistungsfähigere Windkraftanlagen. Durch die Erschließung eines großen Anteils des deutschen Offshore-Windenergiepotenzials bis 2030 ist im weiteren Verlauf bis 2050 mit einem geringeren Wachstum verglichen mit Onshore-Windkraftanlagen zu rechnen. Effizienzsteigerungen von Biomasse-KWK-Anlagen und deren Möglichkeit, Nahwärme bereitzustellen, erhöhen auch deren Anteil an der heimischen Stromerzeugung.

Der Beitrag der Erneuerbaren Energien zum Bruttoendenergieverbrauch erhöht sich nach 2030 auf rund ein Viertel. Hier spielt neben den steigenden Anteilen, die aus der regenerativen Strom- und Fernwärmeerzeugung resultieren, auch eine Steigerung des direkten Einsatzes der Erneuerbaren Energien in den Endverbrauchssektoren eine Rolle. Durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien und den Einsatz der heimischen Braunkohle steigt der Anteil der importierten Energieträger am Primärenergieverbrauch langfristig nicht über 75 %.

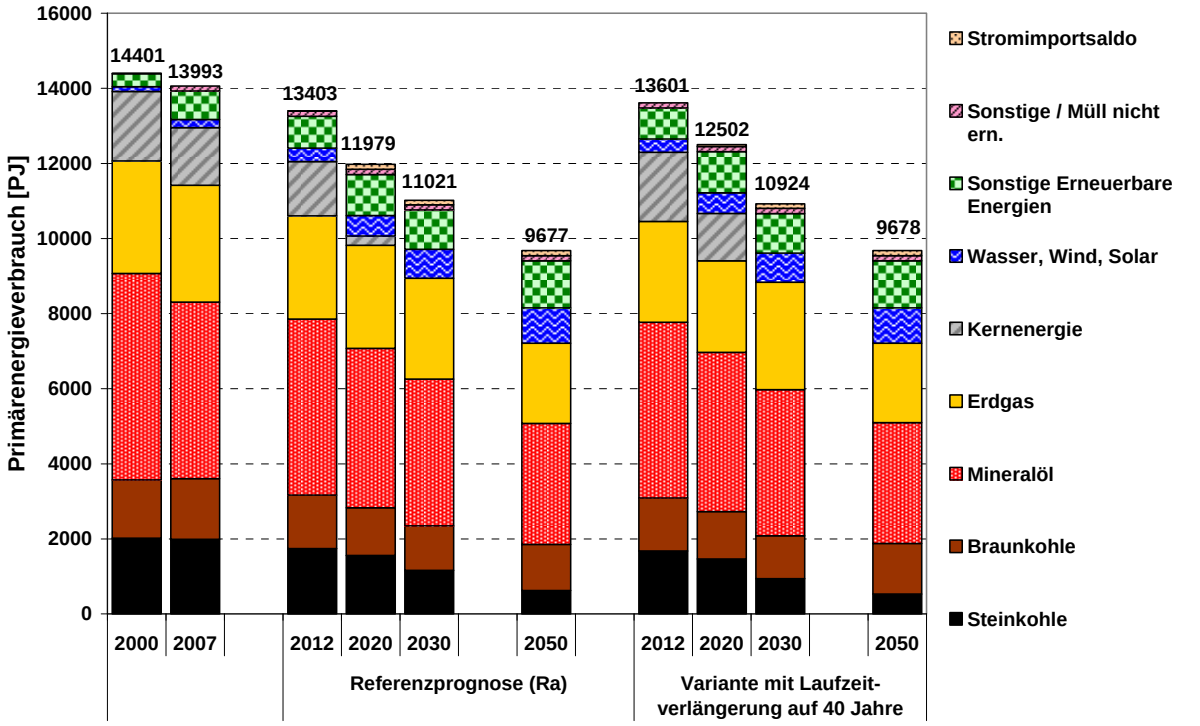


Abbildung 8.1: Ausblick 2050 zur Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in der Referenzprognose (Ra) (links) und in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) (rechts)

Für die Industrie kann bis zum Jahr 2050 von keinem gravierenden Strukturwandel ausgegangen werden. Im Einklang mit den Ergebnissen der Referenzprognose wird in den energieintensiven Branchen auch nach 2030 mit weiteren leichten Produktionsrückgängen zu rechnen sein. Der Endenergieverbrauch der Industrie sinkt daher auch nach 2030 ab. Diese Tendenz wird dadurch unterstützt, dass es in den energieintensiven Branchen vielfach zu einem Verfahrenswechsel kommt bzw. zur stärkeren Durchdringung mit effizienteren Technologien.[45] Zudem ist mit einem weiteren Anstieg der Recyclingquoten zu rechnen, etwa in der Aluminiumindustrie. Auch bei diesen Recyclingprozessen werden effizientere Verfahren eingesetzt, etwa bei der Herstellung von Aluminium durch den Einsatz vor Vorwärmern in der Schrottaufbereitung.

Darüber hinaus werden Technologien zur Abscheidung von CO_2 vermehrt Anwendung in der Industrie finden. So wird in der Ammoniaksynthese ab 2040 zunehmend auf diese Technologie zurückgegriffen. Weitere Branchen, in denen die Abscheidung zum Einsatz kommt, sind etwa die Zementindustrie sowie die Herstellung von Eisen und Stahl.

Ebenso wie in der Industrie wird die längerfristige Entwicklung des Endenergieverbrauchs in allen anderen Bereichen im Wesentlichen von Effizienzsteigerungen beeinflusst sowie von der weiteren Senkung des Raumwärmebedarfs der Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Auf diese beiden Sektoren wirkt sich darüber hinaus der weiter fortschreitende Bevölkerungsrückgang aus. Im Gegensatz zur Entwick-

[45] Dazu zählen unter anderem Lichtbogenverfahren in der Eisen- und Stahlindustrie, Verfahren mit optimierten Membranzellen zur Chlorherstellung mittels Einsatz des Membranverfahrens zur Chlor-Alkali-Elektrolyse in der Chemischen Industrie, verbesserte Öfen in der Zement- und Kalkherstellung (z.B. Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Ofen) oder strömungs- und verbrennungstechnisch optimierte Brenner mit Nutzung der Abgaswärme in der Glasindustrie.

lung bis 2030, bei der die Zahl der Haushalte trotz des Schrumpfens der Bevölkerung ansteigt, ist danach zunächst mit einer Stagnation und einem anschließenden Rückgang der Zahl der Haushalte zu rechnen und damit auch mit einer verstärkten Reduktion der Energienachfrage der Haushalte und des GHD-Sektors. Gleichzeitig geht mit der Bevölkerung auch die Neubautätigkeit zurück, so dass Nullenergie- und Passivhauskonzepte vor allem für die Sanierung des Gebäudebestandes relevant sind.

Auch der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors sinkt nach 2030 weiter. Dies wird mit dadurch bedingt, dass die Personenverkehrsleistung bevölkerungsbedingt abnimmt. Ermöglicht wird diese Entwicklung aber auch durch ein weiteres Absinken des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs auf etwa 4 l/100 km. Obwohl auf Mineralöl basierende Kraftstoffe weiterhin dominieren, erhöhen vor allem Elektrofahrzeuge und Plug-In-Hybridfahrzeuge, aber auch Hybridfahrzeuge und gasbetriebene Fahrzeuge ihren Anteil am gesamten Fahrzeugbestand. Wasserstoff sollte weiterhin keine Rolle als Kraftstoff im Verkehrssektor spielen und hätte nur unter der Annahme extremer Klimaschutzziele nennenswerte Perspektiven, aber auch nur dann, wenn die CO_2-freie Stromerzeugung als Ausgangspunkt für die Herstellung von Wasserstoff sehr viel kostengünstiger wird.

Exkurs: Wasserstoff und Brennstoffzelle

Der Hauptvorteil der mit Wasserstoff betriebenen Brennstoffzelle, die streng genommen keine eigenständige Antriebstechnologie ist, da die Traktion über einen Elektromotor erfolgt, liegt in den sehr hohen Wirkungsgraden, aber vor allem in der Tatsache, dass der Sekundärenergieträger Wasserstoff rein theoretisch unbegrenzt verfügbar ist und seine Verbrennung keine Emissionen verursacht. Falls Wasserstoff mit Hilfe von CO_2-freien Stromerzeugungstechnologien hergestellt wird, ist sein Einsatz mit keinerlei Treibhausgasemissionen verbunden.

Allerdings hat Wasserstoff einen prinzipiellen Nachteil gegenüber dem Sekundärenergieträger Strom. Da die Umwandlung von Strom in Wasserstoff mit einem Energieverlust von rund 50 % verbunden ist, wäre es energetisch vorteilhafter, den Strom zum Antrieb von Fahrzeugen direkt zu nutzen, anstatt in mittelbarer Weise, indem daraus erst Wasserstoff hergestellt wird. Daraus resultiert, dass die Kilowattstunde Wasserstoff etwa doppelt so teuer wie dieselbe Energieeinheit Strom ist. Von ökonomischer Relevanz wird allerdings sein, wie sich die Investitionskosten für Brennstoffzellen im Vergleich zu denen der in Pkws benutzten Batterien entwickeln werden. Fraglich ist vor allem, ob die höheren variablen Kosten der mit Wasserstoff betriebenen Pkw gegenüber denen der Elektroautos durch niedrigere Investitionskosten für Brennstoffzellen kompensiert werden können.

Darüber hinaus existieren noch zahlreiche ungelöste Probleme. Zum einen ist der Preis für Brennstoffzellen noch prohibitiv hoch, zum anderen ist die volumenspezifische Energiedichte von Wasserstoff sehr gering, was entweder zu Platzproblemen im Kraftfahrzeug führt oder aufwendige Speicherverfahren erfordert. Nicht zuletzt erfordern die Erzeugung von Wasserstoff, der durch Elektrolyse aus Strom hergestellt werden kann, sowie die Produktion von Brennstoffzellen erhebliche Mengen an sehr teuren Rohstoffen wie z. B. Platin (Puls 2006).

Trotz steigender Güterverkehrsleistungen führen Effizienzverbesserungen zu einem Rückgang des Endenergieverbrauchs des Straßengüterverkehrs. Hingegen ist mit einem weiteren Wachstum des Endenergieverbrauchs des Luftverkehrs zu rechnen, der in 2050 ungefähr ein Viertel des gesamten Endenergieverbrauchs des Verkehrs ausmacht. Der Luftverkehr wird nur bei Zustandekommen einer internationalen Klimaschutzvereinbarung zum Teil auf alternative Treibstoffe umgestellt. Aus wirtschaftlichen Gründen ist hier mit einer weiteren Senkung des spezifischen Verbrauchs der Flugzeuge zu rechnen, nicht aber mit einem Wechsel des Treibstoffs in großem Maßstab oder einem absoluten Rückgang des Verbrauchs.

Dementsprechend wird der Verbrauch an Mineralölen im Jahr 2050 weitestgehend von der Nachfrage des Verkehrssektors beeinflusst. Bei den privaten Haushalten und im GHD-Sektor wird Mineralöl aufgrund von Wärmeschutzmaßnahmen, der Konkurrenzsituation zu Erdgas-Brennwertkesseln, Holzpelletheizungen und Wärmepumpen mehr und mehr verdrängt. Da Nah- und Fernwärme durch viele verschiedene Energieträger bereitgestellt werden können, wird deren Anteil am Endenergieverbrauch zukünftig steigen (Abbildung 8.2).

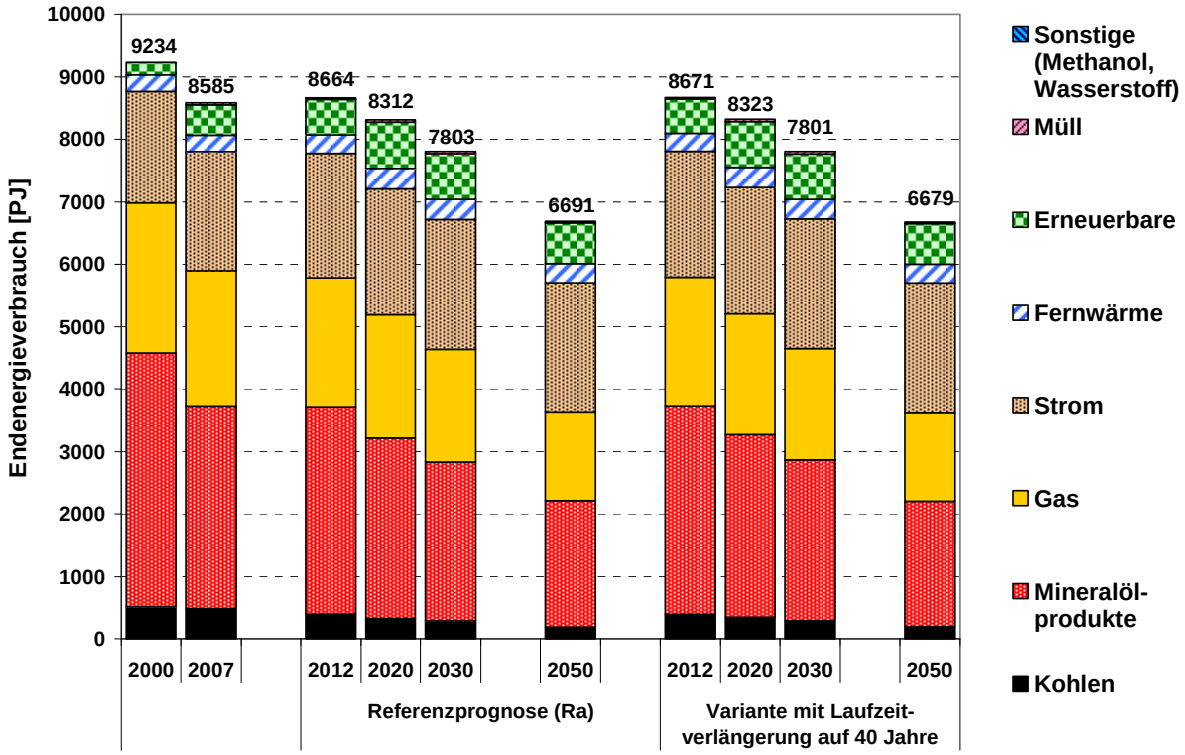


Abbildung 8.2: Ausblick 2050 zur Entwicklung des Endenergieverbrauchs in der Referenzprognose (Ra) (links) und in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) (rechts)

Im Bereich der Versorgungsnetze für Nah- und Fernwärme werden bereits vor 2030 umfassende Investitionen zur Verbesserung der Infrastruktur getätigt, auf die auch nach 2030 zurückgegriffen werden kann. Ein ähnlicher Effekt ist für Erdgas zu beobachten. Im Vergleich zu Mineralöl wird der Erdgaseinsatz nicht nur durch verstärkte Klimaschutzbemühungen und leichte Effizienzvorteile begünstigt, sondern auch durch Kostenvorteile, die sich aus den bereits bestehenden Verteilungsnetzen ergeben.

Bei Fortführung der Klimaschutzbemühungen, mit denen eine weitere Reduktion des Energieverbrauchs einher geht, wird der Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch längerfristig steigen. Der Strommix des Jahres 2050 wird in nicht unerheblichem Maße bereits durch Investitionen in Kraftwerke vorgegeben, die zwischen 2020 und 2030 getätigt werden.

Die Nano-, Bio- sowie Informations- und Kommunikationstechnologien haben im Zeitraum nach 2030 zwar einen Einfluss auf den Endenergieverbrauch, führen aber generell nicht zu einer grundlegenden Änderung der Verbrauchstrukturen[46]. Dagegen gibt es eine Vielzahl von nanotechnologischen Anwendungen in den Bereichen der Energieerzeugung, -wandlung, -verteilung und -speicherung, mit entsprechenden positiven Auswirkungen auf die Energiewirtschaft. Beispiele hierfür sind der Einsatz von Supraleitern, die großflächige Nutzung von Abwärme durch Thermoelektrika und der wirtschaftliche Einsatz von Batterien/Akkumulatoren.

Ähnlich optimistisch kann man auch für die Biotechnologie sein, für die neue Entwicklungen im Bereich der Energieerzeugung (Biomassenutzung, Wasserstoffherstellung aus Algen) als auch im Bereich der Ressourceneffizienz und der Grund- und Wertstoffherstellung denkbar sind.[47]

Die Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) ermöglicht ein intelligentes Stromnetz und den flächendeckenden Einsatz von intelligenten Stromzählern (smart metering). Dies führt zu einer verbesserten Abstimmung von Stromnachfrage und -erzeugung. Durch Energiespeicher wird zum Beispiel im Rahmen von virtuellen Kraftwerken sowohl die Belastungen der Stromnetze als auch die Spitzenlasten deutlich reduziert. Virtuelle Kraftwerke werden dabei zur Koordinierung und Optimierung der Einsatzsteuerung dezentraler Erzeugungsanlagen eingesetzt. Dezentrale Erzeugungsanlagen und Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien leisten zudem durch den Einsatz von IKT einen Beitrag zur Versorgungssicherheit und der Deckung des Energiebedarfs.

Im Jahr 2050 bestehen zwischen dem Endenergiemix bei Kernenergieausstieg und bei Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke keine wesentlichen Unterschiede mehr. Die längeren Laufzeiten bestehender Kernkraftwerke in Deutschland wirken bis 2050 noch geringfügig auf die Zusammensetzung der Stromerzeugung nach Energieträgern nach (Abbildung 8.3). So liegt die Verstromung von Steinkohle in der Referenzprognose im Jahr 2050 etwas höher, wohingegen in der Variante mit Laufzeitverlängerung ein stärkerer Anstieg der Stromerzeugung aus Braunkohle (vor allem CCS-Kraftwerke) zu verzeichnen ist.

[46] Siehe dazu beispielsweise (Cientifica 2007a-b, Lambauer et al. 2008a-c, Luther 2008).

[47] Mögliche Beispiele sind Bioraffinerien und nachwachsende Rohstoffe als Ausgangsbasis für die chemisch/biotechnische Prozessindustrie oder sogenannte Plan Made Industrials (PMI) - pflanzenproduzierte Grund und Wertstoffe (FhG-IAO 2007).

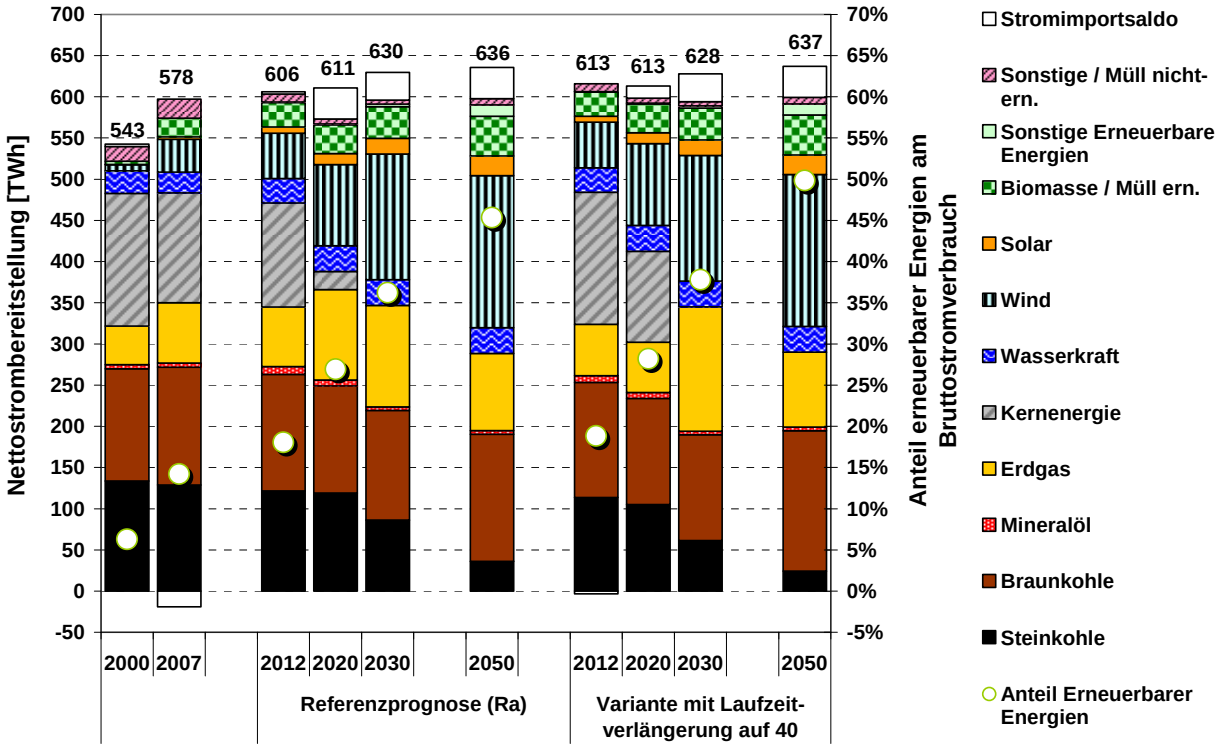


Abbildung 8.3: Ausblick 2050 zur Entwicklung der Nettostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland in der Referenzprognose (Ra) (links) und in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) (rechts)

Klimaschutzanforderungen werden im Jahr 2050 einen hohen Anteil an Kraftwerken mit CO_2-Abscheidung (CCS) zur Folge haben. Voraussetzung dafür ist aber, dass eine entsprechende länderübergreifende Infrastruktur des CO_2-Transports in Deutschland und Europa aufgebaut ist, sodass entsprechende Speicheroptionen beispielweise in der Nordsee genutzt werden können. Der Anteil der Kohlen im Verhältnis zum Erdgas wird hierbei von der Höhe des Reduktionsziels bzw. den Abscheideraten der jeweiligen CCS-Kraftwerke beeinflusst.

Braunkohle, die als heimischer Energieträger im Vergleich zur Steinkohle Kostenvorteile hinsichtlich der Einstandskosten frei Kraftwerk aufweist, kann einen wesentlichen Beitrag zur Stromerzeugung leisten. Erdgas wird längerfristig vor allem in KWK-Anlagen zur industriellen Prozessdampferzeugung bzw. in der öffentlichen Nah- und Fernwärmeversorgung eingesetzt.

Die CO_2-Emissionen können bis 2050 um etwa 65 % gegenüber 1990 reduziert werden (Abbildung 8.4). Diese Prognose ist an die Annahme geknüpft, dass die Emissionen der am Emissionshandel beteiligten Sektoren durch eine stetig verringerte Allokation an Zertifikaten weiter gesenkt werden. Zur Reduktion der Emissionen in den nicht am Emissionshandel beteiligten Bereichen tragen vor allem Maßnahmen zur Verringerung der Raumwärmenachfrage, die teilweise schon vor 2030 getätigt worden sind, und die Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch bei.

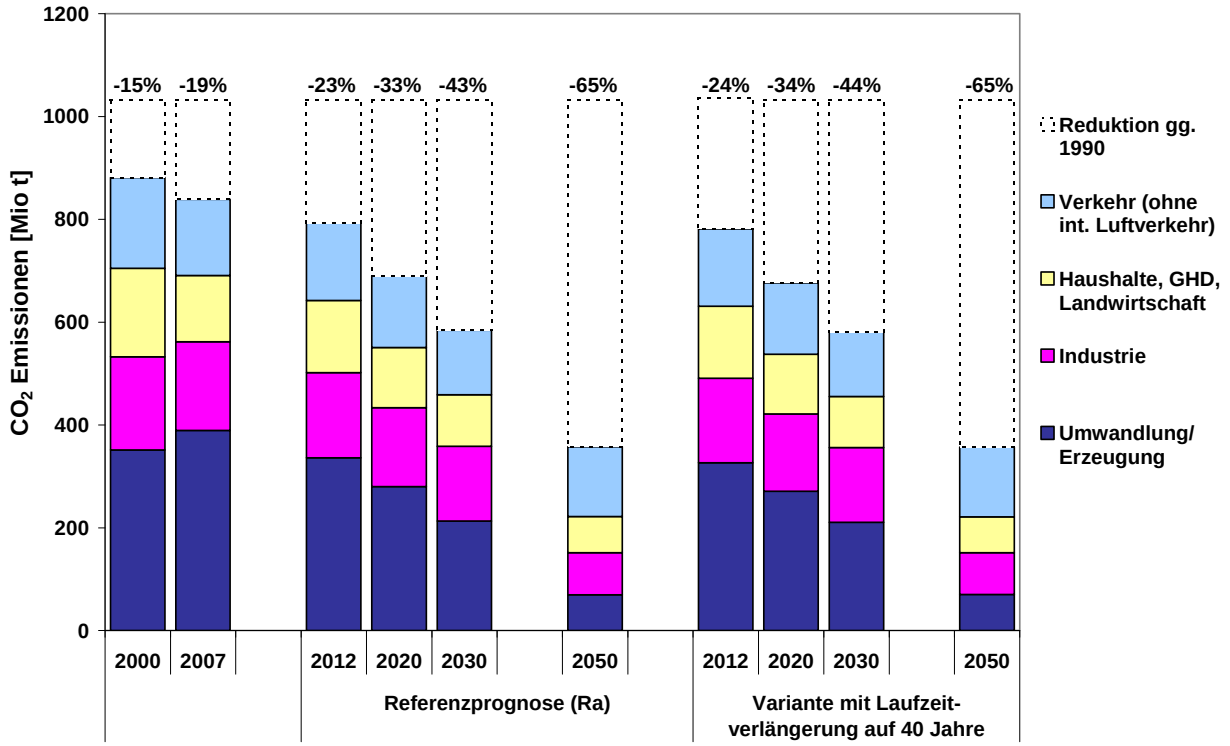


Abbildung 8.4: Ausblick 2050 zur Entwicklung der CO_2-Emissionen in Deutschland in der Referenzprognose (Ra) (links) und in der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb) (rechts)

9 Literatur

AGEB (2008a): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2007 – Milde Witterung und hohe Energiepreise lassen Energieverbrauch kräftig sinken, Berlin

AGEB (2008b): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland: 1990 bis 2007, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin
http://www.ag-energiebilanzen.de/

AGEB (2007): Auswertungstabellen für die Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990-2006, Stand 11/2007, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin

Alexeeva-Talebi, V., Anger, N. (2007), Developing Supra-European Emissions Trading Schemes: An Efficiency and International Trade Analysis, ZEW Discussion Paper No. 07-038, Mannheim

Angenendt, N., Growitsch, C., Nepal, R., Müller, C. (2008): Effizienz und Stabilität des Stromgroßhandelsmarktes in Deutschland – Analyse und wirtschaftspolitische Implikationen, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 317, Wissenschaftliches Institut für Kommunikationsdienste GmbH (WIK), Bad Honnef

Anger, N. (2008), Emissions Trading Beyond Europe: Linking Schemes in a Post-Kyoto World, Energy Economics 30 (4), 2028-2049

Armstrong, M., Galli, A. (2005): Are day-ahead prices for electricity converging in continental Europe? An exploratory data approach, Centre d'économie industrielle Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris (CERNA)

ASPO (2008) Oil & Gas Production Profiles: 2008 Base Case, ASPO Newsletter No. 96, December 2008:2, The Association for Study of Peak Oil and Gas, Upsala, Schweden

BBR (2006): Raumordnungsprognose 2020/2050, Berichte des Bundesamts für Bauwesen und Raumordnung (BBR), Band 23, Bonn

BDEW (2009a): Energie-Info. Entwicklung der Energieversorgung 2008. 17. Februar 2009

BDEW (2009b): 60 Kraftwerke bis 2018 geplant. Anlage zur Presseinformation „Strom- und Gasverbrauch in Deutschland gesunken". 20. April 2009

Benz, E., Löschel, A., Sturm, B. (2008): Auctioning of CO_2 Emission Allowances in Phase 3 of the EU Emissions Trading Scheme, ZEW Discussion Paper No. 08-081, Mannheim

BGR (2009) Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover

BGR (2008): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007. Kurzstudie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover

BGR (2006): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005. Kurzstudie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover

BGR (2003): Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Heft XXVIII, Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Hannover

BiB (2004): Bevölkerung: Fakten, Trends, Ursachen, Erwartungen – Die wichtigsten Fragen, 2. Auflage, Bundesinstitut für Bevölkerungsforschung, Wiesbaden

Bioconsult Schuchardt & Scholle GbR (2008a): Anpassung an Klimaänderung in Deutschland, Themenblatt: Wirtschaft, Umweltbundesamt, KomPass, Dessau

Blesl at al. (2008): Blesl, M., Kober, T., Bruchof, D., Kuder, R.: Beitrag von technologischen und strukturellen Veränderungen im Energiesystem der EU-27 zur Erreichung ambitionierter Klimaziele, in: ZfE (Zeitschrift für Energiewirtschaft), S. 219-229, 04/2008

BMWi, BMU, BMBF (2007): Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin, Bundesministerium für Umweltschutz, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF), Bonn, Berlin

Böhringer, C. (1996): Allgemeine Gleichgewichtsmodelle als Instrument der energie- und umweltpolitischen Analyse: theoretische Grundlagen und empirische Anwendung, Frankfurt am Main

Böhringer, C., Rutherford, T., Pahlke, A., Fahl, U., Voß, A. (1997): Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern, IER Forschungsberichte, Stuttgart

Börsch-Supan, A., Wilke, C. B. (2009): Zur mittel- und langfristigen Entwicklung der Erwerbstätigkeit in Deutschland, *Zeitschrift für ArbeitsmarktForschung* (ZAF), Vol.42 (1), 29-48

Böske, J., Heuterkes, M. (2005): Westfälische Wilhelms-Universität Münster, Volkswirtschaftliche Diskussionsbeiträge, Beitrag 370, Absolute und relative Knappheit: der Fall Hotelling gegen Adelman, Münster

Boisseleau, F., Hewicker, C. (2004): European Electricity Market Design and its Impact on market Integration, KEMA Consulting GmbH, Bonn

Bower, J. (2004): Seeking the Single European Electricity Market: Evidence from an Empirical Analysis of Wholesale Market Prices, The Economics Working Paper Archive (EconWPA), Nr. 0401005

Bozem, K., Rath, V. (2008): Neue Spielregeln in der Gaswirtschaft, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (ET) 58 (4), 50-54

Bräuninger, M., Hinze, J., Kriedel, N., Vöpel, H. (2007): Auswirkungen von Strompreiserhöhungen auf Preise, Wachstum und Wettbewerbsfähigkeit, HWWI Policy Paper 1-2/2007

Brennan, T. J., Palmer, K. L., Martinez, S. A. (2002): Alternating Currents – Electricity Markets and Public Policy, RFF Press, Washington D.C

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2008): Monitoringbericht 2009, Bonn.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2009): Monitoringbericht 2008, Bonn.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2006): Bericht der Bundesnetzagentur nach §112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach §21a EnWG, Bonn

Bundesregierung (2008): Bericht der Bundesregierung zur Öl- und Gasmarktstrategie, Berlin

Bundesumweltministerium (BMU) (2008): Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklungen, Stand: Dezember 2008, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin

Bundesumweltministerium (BMU): Stiftung Offshore-Windenergie (2007): Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland

Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) (2009): Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi
http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html

Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) (2008): Energie für Deutschland - Trends und Hintergründe zur Energieversorgung in Deutschland, Berlin

Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) (2007): Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (EEAP) der Bundesrepublik Deutschland gemäß EU-Richtlinie über „Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen" (2006/32/EG), Stand November 2007, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energieeinsparung.html

BVU/ITP (2007): Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtung 2025, Projektbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung

Campbell (2008): The general depletion picture. ASPO Newsletter No. 90

Campbell (2006): Regular conventional oil production. In: ASPO Newsletter No. 64, www.peakoil.ie

Campbell (2002): Conventional Oil Endowment. ASPO Newsletter No. 13

Campbell (1997): Depletion patterns show change due for production of conventional oil. – OGJ 95, No. 53

Cientifica (2007a): Nanotechnologies and Energy, Whitepaper, Cientifica Ltd, London

Cientifica (2007b): Nanotech: Cleantech – Quantifying the effect of nanotechnologies on CO_2 emissions, Cientifica Ltd, London

Coase, R. (1934): The Nature of the Firm, Economica 4/16, S. 386-405

Cohen, A. (2008): Gas Exporting Countries Forum: The Russian-Iranian Gas Cartel, Journal of Energy Security, Issue December 2008

COM (2008): European Parliament legislative resolution of 17 December 2008 on the proposal for a regulation of the European Parliament and the Council setting emission performance standards for new passenger cars as part of the Community's integrated approach to reduce CO_2 emissions from light-duty vehicles (COM (2007) 0856 – C6-0022/208 – 2007/0297(COD)), Brussels

Consulting für Energiewirtschaft und –technik GmbH (Consentec 2008), Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen

Curlee, T. und Goel, R. (1989): The Transfer and Diffusion of New Technologies: A Review of the Economics Literature, Oak Ridge National Laboratory

Dannenberg, A., Mennel, T., Moslener, U. (2008): What Does Europe Pay for Clean Energy? – Review of Macroeconomic Simulation Studies, Energy Policy 36 (4), 1318-1330

Darbouche, H. (2007): Russian-Algerian Cooperation and the 'Gas OPEC': What's in the Pipeline? CEPS Policy Briefs No. 123

DAS (2008): *Deutsche Anpassungsstrategie an den Klimawandel* – vom Bundeskabinett am 17. Dezember 2008 beschlossen, Bundesregierung, Berlin

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2009): Windparks in der Nordsee. http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=4761

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030), Berlin

Deutsches Mobilitätspanel (1997-2008): Das Deutsche Mobilitätspanel, verschiedene Jahrgänge, Institut für Verkehrswesen der Universität Karlsruhe am Karlsruhe Institute of Technology (KIT), http://mobilitaetspanel.ifv.uni-karlsruhe.de/de/index.html, Karlsruhe

DIW (2008): Wochenbericht, Nr. 50/2008, 75 Jahrgang, 796-804

EC (2001): White Paper, European transport policy for 2010: Time to decide. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, European Commission

Edwards (2001): Twenty-first-century Energy: Decline of Fossil Fuel, Increase of Renewable Nonpolluting Energy Sources. In: Downey, M.W., Threet, J.C., Morgan, W.A. (Eds.): Petroleum Provinces of the Twenty-first Century, APG Memoir 74: 21-34

EIA (2008) International Energy Statistics, Department of Energy, Energy Information Administration, Washington

Ellersdorfer, I. (2007): Marktmacht im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt – Kritische Anmerkungen zur Nutzung von Oligopolmodellen. In: VDI Gesellschaft Energietechnik (Ed.), Optimierung in der Energiewirtschaft – Tagung Leverkusen 27.-28.11.2007, Reihe VDI Berichte, VDI Verlag, Düsseldorf, 249-264

Ellersdorfer, I., Hundt, M., Sun, N., Voß, A. (2008): Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes, Gutachten im Auftrag der E.ON AG, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart

Endres, A., Querner, I. (2000): Die Ökonomie natürlicher Ressourcen, Verlag W. Kohlhammer, Stuttgart

Energie Baden-Württemberg (2007): EnBW begrüßt Wettbewerbsbemühungen der EU-Kommission und ihr Bekenntnis zur Kernenergie – Vorschläge zur Entflechtung sind jedoch kontraproduktiv, Pressemitteilung vom 10. Januar 2007, Karlsruhe

EIA (2008): Energy Information Administration (EIA), October 2008 Monthly Energy Review, 2008, http://www.eia.doe.gov/mer/prices.html (20.11.2008)

Eisenmenger, M., Pötzsch, O., Sommer, B. (2006): 11. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung: Annahmen und Ergebnisse, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden

E.ON AG (2008): E.ON nennt Einzelheiten zur Abgabe von Netz- und Kraftwerkskapazitäten, Pressemitteilung vom 14.05.2008, Düsseldorf

E.ON Ruhrgas AG (2008): E.ON Ruhrgas steigt in Gate LNG-Terminal in Rotterdam ein http://www.eon-ruhrgas.com/cps/rde/xchg/SID-B83C10C8-B9AE0A49/er-corporate/hs.xsl/4372_313935323830.htm (19.03.2009, 19:05 MEZ)

Erdmann, G. (2007): Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten, Vortrag auf dem Workshop der Gesellschaft für Energiewissenschaft und Energiepolitik (GEE) e.V Berlin, am 9. Mai 2007

Erdmann, G., Zweifel, P. (2008): Energieökonomik – Theorie und Anwendungen, Springer Verlag Berlin Heidelberg

EU (2009), "RICHTLINIE 2009/29/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten"

EU (2004) – Für mehr Wachstum: Die Wirtschaft der EU, Europäische Kommission, Brüssel

Europäische Kommission (2007): DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, SEC(2006) 1724

Europäische Kommission (2007): Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators, SEC(2007) 1179, SEC(2007) 1180

Europäische Kommission (2008): European Energy and Transport – Trends to 2030 Update 2007, Brüssel

Europäische Kommission (2008a): Richtlinie 2008/101/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. November 2008 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Einbeziehung des Luftverkehrs in das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft, Europäische Kommission, Brüssel

Europäische Kommission (2004): Generaldirektion Energie und Verkehr, Vermerk zu den Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt

Europäische Kommission (2003): Generaldirektion Energie und Verkehr, Vermerk zu der Richtlinie (2003/55/EC) über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt

Europäische Kommission (1998): Generaldirektion Energie und Verkehr, Vermerk zu der Richtlinie 98/30/EC über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt

Europäische Kommission (1996): Generaldirektion Energie und Verkehr, Vermerk zu der Richtlinie 96/92/EC über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt

Europäisches Parlament und Europäischer Rat (2009): „Entscheidung über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen mit Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020" (406/2009/EG), (8.3.2010, 14:30 MEZ)
http://eur-ex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0136:0148:DE:PDF

Europäisches Parlament (2008a), Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, angenommene Texte vom 17.12.2008, davon: P6_TA-PROV(2008)0610

Europäisches Parlament (2008b), Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen, angenommene Texte vom 17.12.2008, davon: P6_TA-PROV(2008)0611

European Commission (2008a): 20 20 by 2020: Europe's climate change opportunity, COM(2008) 13 final, European Commission, Brussels
http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0030:FIN:EN:PDF

European Commission (2008b): Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading system of the Community, Communication COM(2008) 30 final, European Commission, Brussels
http://ec.europa.eu/environment/climat/emission/pdf/com_2008_16_en.pdf

European Commission (2008c): Proposal for a DECISION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the effort of Member States to reduce their greenhouse gas emissions to meet the Community's greenhouse gas emission reduction commitments up to 2020, SEC(2008) 85, European Commission, Brussels
http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0017:FIN:EN:PDF

European Commission (2008d): Joint impact assessment on the package of implementation measures for the EU's objectives on climate change and renewable energy for 2020, COM(2008)16
http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_ia_en.pdf

European Commission (2007a): Memorandum zu Elektrizitäts- und Gasmärkten v. 19.09.2007, MEMO/07/361
http://ec.europa.eu/energy/electricity/package_2007/index_en.htm

European Commission (2007b): An Energy Policy for Europe, Communication from the Commission, COM(2007) 1

European Commission (2007c): Limiting Global Climate Change to 2 degrees Celsius: The way ahead for 2020 and beyond, Communication SEC(2007) 7
http://europa.eu/press_room/presspacks/energy/comm2007_02_en.pdf

European Commission (2006a): Prospects for the internal gas and electricity market, Communication from the Commission, COM(2006a) 841

European Commission (2006b): DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, SEC (2006) 1724
http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/index.html

European Council (2007): Brussels European Council 8/9 March 2007 - Presidency Conclusions, 7224/1/07, REV1

EWI/ Prognos (2005): Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 - Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Schlussbericht, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Köln, Basel

ExxonMobil (2008): Energieprognose 2008, Schwerpunkt: Energieversorgung und Klimaschutzziele, Hamburg

Fahl, U., Zafiriou, A., Blesl, M., Kemfert, C., Remme, U., Böhringer, C., Hoffmann, T., Löschel, A., Rohde, A., Gerdey, H.-J., Pfaffenberger, W., Enzensberger, N., Fichtner, W., Rentz, O., Kraft. A., Markewitz, P., Nollen, A., Vögele S., Fischedick, M., Hanke, T., Lechtenböhmer, S., Welsch, H., Ochsne, C., Meyer, B., Lutz, C. (2002): Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland – Effekte und Wirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken, Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.), Heidelberg

Fh-IZM und Fh-ISI (2008): Abschätzung des Energiebedarfs der weiteren Entwicklung der Informationsgesellschaft, Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Fraunhofer-Institut für Zuverlässigkeit und Mikrointegration, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Berlin, Karlsruhe

FhG-IAO (2007): Biotechnologie 2021 - Chancen und Herausforderungen, Eine Agenda für Innovation und Forschung für die Bioindustrie der Zukunft, Fraunhofer Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation, Stuttgart

Frondel, M., Grösche, P. (2008): Erneuerbare Energien in privaten Haushalten, Erneuerbare Energien 18 (4), 86-87

Frondel, M., Kambeck, R., Schmidt, C. M. (2007): Hard Coal Subsidies: A Never-Ending Story? Energy Policy 35 (7), 3807-3814

Frondel, M., Peters, J., Vance, C. (2008) Identifying the Rebound: Evidence from a German Household Panel. The Energy Journal 29 (4), 154-163

Frondel, M., Schmidt, C. M. (2009): Am Tropf Russlands? Ein Konzept zur empirischen Messung von Energieversorgungssicherheit. Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 10 (1), 79-91

Frondel, M., Schmidt, C. M. (2008): Measuring Energy Security: A Conceptual Note. Ruhr Economics Papers No. 52

Frondel, M., Schmidt, C. M. (2007): Versorgungssicherheit mit Öl und Gas: Eine Empirische Analyse für Deutschland. Zeitschrift für Energiewirtschaft 71 (2), 117-128

Frondel, M., Vance C. (2009) Do High Oil Prices Matter? Evidence on the Mobility Behavior of German Households. Environmental and Resource Economics, erscheint demnächst

G20 (2009) – The global plan for recovery and reform: The final communiqué, London

Garnaut, R. (2008): The Garnaut climate change review - Final Report, Cambridge University Press, Melbourne

GD (2009) – Im Sog der Weltrezession, Gemeinschaftsdiagnose Frühjahr 2009, Berlin

Gebhardt, G., Höffler, F. (2007): How to Determine Whether Regional Markets are Integrated? - Theory and Evidence from European Electricity Markets, MPI Collective Goods Preprint Paper No. 2007/15, Ludwig-Maximilians Universität München, Wissenschaftliche Hochschule für Unternehmensführung (WHU) Otto-Beisheim-Hochschule

Gerling, P. (2005): Erdöl-Reserven, Ressourcen, Reichweiten. Eine Situationsbeschreibung aus Sicht der BGR. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover

Gern, K.-J., Schmidt, T., Schröder, M. (2008): Mittelfristige gesamtwirtschaftliche Prognosen. Ein internationaler Vergleich der Modelle und Prognosegüte. Wiley-VCH, Weinheim

Gillingham, K., Newell, R., Palmer, K. (2006), Energy Efficiency Policies: A Retrospective Examination, Annual Review of Environment and Resources, Vol. 31, 161-192

Glanchant, J. M., Lévêque, F. (2006): Electricity Internal Market in the European Union: What to do next?, Cambridge Working Papers in Economics 0623

Götz, R. (2007) Europa und das Erdgas des Kaspischen Raums, Diskussionspapier der Forschungsgruppe Russland/GUS, Stiftung Wissenschaft und Politik, Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit, Berlin

Götz, R. (2005) Die Ostseegaspipeline, Instrument der Versorgungssicherheit oder politisches Druckmittel? SWP-Aktuell 41, Stiftung Wissenschaft und Politik, Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit, Berlin

Goodwin, P., Dargay, J., Hanly, M. (2004) Elasticities of Road Traffic and Fuel Consumption with Respect to Price and Income: A Review. Transport Reviews 24 (3), 275-292

Gordon, R. L. (2005): Viewing Energy Prospects. Book Reviews. Energy Journal 26(3), 122-133

Haas, R., Glachant, J.-M., Keseric, N., Perez, Y. (2006): Perspectives for long term competition in the continental European electricity market. In F. P. Sioshansi, W. Pfaffenberger (eds.): Electricity Market Reform: An International Perspective, Elseviers Scientific

Hake, J.-F., Markewitz, P., Martinsen, D., Vögele, S., Walbeck, M. (2005): Mögliche Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55. Jg. Heft 11

Hallouche, H. (2006): The Gas Exporting Countries Forum: Is it really a Gas OPEC in the Making? Oxford Institute for Energy Studies. http://www.oxfordenergy.org/pdfs/NG13.pdf

Harvey, A. C. (1989): Forecasting, Structural Time Series Models, and the Kalman Filter. Cambridge, England: Cambridge University Press

Heal, G., Kriström, B. (2002): Uncertainty and Climate Change, Environmental and Resource Economics 22: 3-39, 2002

Helm, D. (2002): Energy policy: security of supply, sustainability and competition, Energy Policy, 30 (3), 173-184

Helpman, E. und Trajtenberg, M. (1994): A Time to Sow and a Time to Reap: Growth Based on General Purpose Technologies. NBER Working Paper 4854

Herfindahl, O. C. (1950): Concentration in the Steel Industry. Unpublished doctoral dissertation, Columbia University

Hermes (2006): Exportkreditgarantien der Bundesrepublik Deutschland, Entgeltklassifizierungen. www.aga-portal.de

Hirschhausen, C. v. (2006): Reform der Erdgaswirtschaft in der EU und in Deutschland; Wie viel Regulierung braucht der Wettbewerb? Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management, TU Dresden und DIW, Berlin

Hirschhausen, C. v. (2005): Strategien zur Sicherung der Energieversorgung im Transatlantischen Vergleich. Reprint des Abschlussberichtes des HITI Workshops am 3. und 4. Juli 2005. Humboldt Institution on Transatlantic Issues. www.transatlantic-issues.org

Hirschhausen, C. v., Egging R., Holz F., Gabriel S. A. (2008): Representing GASPEC with the World Gas Model, Discussion Paper No. 845, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin

Hirschhausen, C. v., Neumann, A., Rüster, S. (2007b): Wettbewerb im Ferntransport von Erdgas? Technisch-ökonomische Grundlagen und Anwendung auf Deutschland, Globalization of Natural Gas Markets Working Papers WP-GG-21, Gutachten im Auftrag des EFET Deutschland – Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e.V., Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management, TU Dresden/Berlin

Hirschhausen, C. v., Weigt, H., Zachmann, G. (2007a): Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland - Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz, im Auftrag des Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management, TU Dresden

Hirschhausen, C. v., Zachmann, G. (2005): Perspectives and Challenges of EU Electricity Enlargement - Benchmarking the Reforms of the Electricity Sector in the New Member States, WP 5 Report of the SESSA Project, Sustainable Energy Specific Support Assessment (Sessa), Brussels

Hogan, W. (1998): Competitive Electricity Market Design: A Wholesale Primer, mimeo, Kennedy School of Government, Harvard University

Hohmeyer, O., Menges, R., Schweiger, A. (2000): Chance Atomausstieg: Perspektiven für neue Arbeitsplätze an Atomstandorten – Arbeitsplatzeffekt einer integrierten Strategie für Klimaschutz und Atomausstieg in Deutschland, Untersuchung im Auftrag von Greenpeace Deutschland, Flensburg

Horn, M., Engerer, H., Hirschhausen, C. v., Kalashnikov, V., Kemfert, C., Kohlhaas, M., Zachmann, G. (2007): Auswirkungen der EU-Integration auf die deutsche Energieversorgung, Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin

IAEO (2002): International Atomenergie Organisation: Cost drivers for the assessment of nuclear power plant life extension. TECDOC-1309, Wien

IAEW (2008): Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Aachen/Köln

IEA (2004a): Natural Gas Information 2004, CD-Edition, International Energy Agency, Paris

IEA (2004b): Oil Information 2004, CD-Edition, International Energy Agency, Paris

IEA (2004c): Coal Information 2004, CD-Edition, International Energy Agency, Paris

IEA (2004d): Electricity Information 2004, CD-Edition, International Energy Agency, Paris

IEA (2006): World Energy Outlook 2006, International Energy Agency, Paris

IEA (2006a): Coal Information 2006, International Energy Agency, Paris

IEA (2006b): Energy Statistics of OECD Countries 2006, International Energy Agency, Paris

IEA (2008a): Natural Gas Information 2008, International Energy Agency, Paris

IEA (2008b): Oil Information 2008, International Energy Agency, Paris

IEA (2008c): Coal Information 2008, International Energy Agency, Paris

IEA (2008d): World Energy Outlook 2008, International Energy Agency, Paris

IEA (2009a) The Impact of the Financial and Economic Crisis on Global Energy Investment May 2009, International Energy Agency, Paris

IEA (2009b): Gadgets and Gigawatts -- Policies for Energy Efficient Electronics, International Energy Agency, Paris

IMF (2009a): The World Economy in the Twentieth Century: Striking Developments and Policy lessons, International Monetary Fund, Washington DC

IMF (2009b): World Economic Outlook April 2009, International Monetary Fund, Washington DC

Information Office of the State Council of the People's Republic of China (SCIO) (2007): *China's Energy Conditions and Policies*, http://www.china.org.cn/english/environment/236955.htm (11.05.2009, 13:11 MEZ)

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2007): Climate Change 2007 Synthesis Report. http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr.pdf (19.03.2009, 11:56 MEZ)

Jamasb, T., Pollitt, M. (2005): Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalisation & Integration, The Energy Journal, Vol. 26, Special Issue, 11-41

Jansen, A., u. a. (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Deutsches Windenergie-Institut GmbH (DEWI), E.ON Energie AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG (RWE) Transportnetz Strom, Vattenfall Europe (VE) Transmission, Köln

Jones, C. I. (2002): Introduction to Economic Growth. Second Edition, W.W: Norton & Company Ltd., London

Kanadisches Umweltministerium (Her Majesty the Queen in Right of Canada, represented by the Minister of Environment) (2007): Regulatory Framework for Air Emissions, http://www.ecoaction.gc.ca/news-nouvelles/pdf/20070426-1-eng.pdf (16.03.2008, 12:36 MEZ)

Kerry, J. F., Snowe, O. J. (2007): Global Warming Reduction Act of 2007, Senate of the United States

Kober, T.; Blesl, M. (2008): Technische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen für CCS-basierte Erzeugungsstruktur in Europa, in: 40. Kraftwerkstechnisches Kolloquium 2008 am 14. und 15. Oktober 2008, – Künftiges Brennstoff- und Technologieportfolio in der Kraftwerkstechnik, Band 2, S. 258 - 268, Technische Universität Dresden – Institut für Energietechnik

Kober, T.; Blesl, M. (2009): Carbon Infrastructure ans Storage Options of Neighbouring Countries of the North Sea under European Climate Policy, ESF-FWF Research Conference „ CO_2 Geological Storage: Latest Progess", vom 22. bis 27. November 2009 in Obergurgl, Österreich

König, R. Köhler, S. (1998): Lösung der Verkehrs- und Umweltprobleme durch Telekommunikation?, in „Vom Flügeltelegraphen zum Internet", Herausgeber Teuteberg, H.-J. und Neusch, C., Franz Steiner Verlag, Stuttgart

Kommission der Europäischen Gemeinschaften (2005): KOM/2005/0265 - Grünbuch über Energieeffizienz oder Weniger ist mehr
http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52005DC0265:DE:HTML
(19.03.2009, 19:18 MEZ)

Kohlenstatistik (2008): Statistik der Kohlenwirtschaft 2008, Statistik der Kohlenwirtschaft e. V., www.kohlenstatistik.de, Essen

Kohlenstatistik (2009): Statistik der Kohlenwirtschaft 2009, Statistik der Kohlenwirtschaft e. V., www.kohlenstatistik.de, Essen

Konjunkturpaket II (2009): Auszug aus dem Bericht an den Haushaltausschuss Konjunkturpaket II, Ziffer 9 Fokus "Elektromobilität". 10.3.2009.
http://www.bmvbs.de/Anlage/original_1068856/Massnahmen-Elektromobilitaet-im-Konjunkturpaket-II.pdf

Kosiol, E. (1964), Kostenrechnung, Wiesbaden

Kreutzmann, A. (2009): Prima Preise, Der Kunde wird allmählich wieder König – Photovoltaikanlagen sind günstig wie nie, in: Photon 4, Aachen

Kuder, Blesl (2008): Effects of a white certificate trading scheme on the energy system of the EU-27, Fullpaper 10th IAEE European Conference

Küster, R. (2009 / in Vorbereitung): Klimaschutz, Volkswirtschaft und Beschäftigung – Analysen zur deutschen und europäischen Klimaschutzpolitik mit einem Berechenbaren Allgemeinen Gleichgewichtsmodell, Dissertation Universität Stuttgart

Küster, R. (2008): Effizienter Klimaschutz durch Technologienregulierung in der Stromerzeugung? Eine modellgestützte ökonomische Analyse, Proceedings zum 10. Symposium Energieinnovation – Energiewende, Technische Universität Graz, Februar 2008

Küster, R., Ellersdorfer, I., Fahl, U. (2007a): A CGE-Analysis of Energy Policies Considering Labor Market Imperfections and Technology Specifications, FEEM Working Paper, Nota Di Lavoro, 7.2007, Venice

Küster, R., Zürn, M., Rath-Nagel, S., Ellersdorfer, I., Fahl, U. (2007b): Energy System Development in Germany, Europe, and Worldwide – A Comprehensive Study Analysis, Endbericht zur Studie im Auftrag der BASF AG, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart

Laherrère, J. H. (2001): Forecasting future production from past discovery
http://www.hubbertpeak.com/laherrere/opec2001.pdf

Laherrère, J. H. (2002): Modelling Future Liquids Production from Extrapolation of the Past and from Ultimates. Energy Exploration & Exploitation 20(6), 457-480

Lambauer, J., Fahl, U., Voß, A. (2008a): „Energy reduction potential of nanotechnological applications in Germany until 2030", Vortrag gehalten anlässlich der Tagung Nanotech Northern Europe 2008 vom 23. bis 25 September 2008 in Kopenhagen, Dänemark, veranstaltet von Spinverse Capital and Consulting, Espo, Finnland

Lambauer, J., Fahl, U., Voß, A. (2008b): „Auswirkungen der Nanotechnologie auf die Energiewirtschaft", Vortrag gehalten anlässlich der Tagung NanoEnergie 2008 am 11. September 2008 in Hanau, veranstaltet von der Aktionslinie Hessen Nanotech des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung, Wiesbaden

Lambauer, J.; Kolb, S.; Kessler, A.; Fahl, U.; Voß, A. (2008c): Nanotechnology and its Impact on the German Energy Sector, in Advanced Engineering Materials 2008, 10, No. 5, Hrsg. WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA

Lang, C., Schwarz, H.-G. (2007): Analyse von Fly Ups am Sportmarkt der EEX 2005-2006, IWE Working Paper No. 01

Lang, C., Schwarz, H.-G. (2006): The rise in German wholesale electricity prices: Fundamental factors, exercise of market power, or both? IWE Working Paper Nr. 02

Leontieff, W. (1966): Input Output Economics, Oxford University Press

Lindenberger, D., Wissen, R., Bartels, M, Hillebrand, B, Buttermann, H. G. (2005): Ökonomische Auswirkungen alternaiver Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland. Gutachten des EWI und der EEFA im Auftrag des BDI, Köln

Lindh, T. (2004): Medium-term Forecasts of potential GDP and Inflation using Age Structure Information. Journal of Forecasting 23, 19-49

Lippe, P. M. v. d. (1993): Deskriptive Statistik. UTB für Wissenschaft. Gustav Fischer Verlag, Stuttgart

Lipsey, R., Carlaw, K., Bekar, C. (2005): Economic Transformations: General Purpose Technologies and Long Term Economic Growth. Oxford University Press, Oxford

London Economics (2007): Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, Brüssel

Loulou, R., Labriet, M. (2007): ETSAP-TIAM: the TIMES integrated assessment model Part I: Model structure. Computational Management Science, doi 10.1007/s10287-007-0046-z

Luther, W. (2008): „Potenziale der Nanotechnologie im Energiesektor", Vortrag gehalten anlässlich der Tagung NanoEnergie 2008 am 11. September 2008 in Hanau, veranstaltet von der Aktionslinie Hessen Nanotech des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung, Wiesbaden

Lutz, C. und Meyer, B. (2007): Gesamtwirtschaftliche Effekte niedrigerer Strompreise in Deutschland. GWS Discussion Paper 2007/01

Matthes, F. C., Ziesing, H.-J. (2005): Sicherheit der Rohstoffversorgung – eine politische Herausforderung?!, Kurzstudie für die Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen

Mennel, T., Sturm, B. (2009): Energieeffizienz - eine neue Aufgabe staatlicher Regulierung?, Zeitschrift für Wirtschaftspolitik , Band 58 (1), 3-35

Mennel, T., Viecens M.-F. (2008): European vs. Latin Power - a Comparison of Market Reforms in Europe and Chile and Brazil, Applied Economics Quarterly Supplement 59, 53-91

Monopolkommission (2007): Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sondergutachten gemäß § 62 Absatz 1 EnWG, Deutscher Bundestag, Drucksache 16/7087

MOP (2009): Das Deutsche Mobilitätspanel, Institut für Verkehrswesen der Universität Karlsruhe am Karlsruhe Institute of Technology (KIT), http://mobilitaetspanel.ifv.uni-karlsruhe.de/de/index.html, Karlsruhe

Moslener, U., Sturm, B. (2008): A European Perspective on Recent Trends in U.S. Climate Policy, ZEW Discussion Paper No. 08-026, Mannheim

Müsgens, F. (2006): Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-Regional Dispatch Model, Journal of Industrial Economics 54 (4), 471–498

MWV (2008): Mineralölzahlen 2008, Mineralölwirtschaftsverband, www.wmv.de, Hamburg

MZ (2006): Mikrozensus - Zusatzerhebung 2006: Bestand und Struktur der Wohneinheiten, Wohnsituation der Haushalte, Fachserie 5, Heft 1, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden

MZ (2004): Bautätigkeit und Wohnungen – Mikrozensus Zusatzerhebung 2002, Fachserie 5, Heft 1, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden

NEEDS (2006): NEEDS Working Paper RS2, WP2.3 2006: Key Drivers for Energy Trends in EU; Specification of the Baseline and Policy Scenarios

Neuhaus, P. (2008): Eine Bewertung der Regulierungssysteme in der Telekommunikation mit einem Ausblick auf die Regulierung im Energiesektor, Dissertation (noch nicht veröffentlicht), Universität Erfurt

Ockenfels, A. (2007): Marktmachtmessung im deutschen Strommarkt in Theorie und Praxis – Kritische Anmerkungen zur London Economics-Studie, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (ET) 57 (9)

Odell, P.R. (2000) The global energy market in long term: The continuing dominance of affordable non-renewable resources. Energy Exploration & Exploitation

OECD (2008): Country Risk Classifications of the Participants to the Arrangement on Officially Supported Export Credits, Organization for Economic Co-operation and Development, Paris

Paltsev, S., Reilly, J. M., Jacoby, H. D., Gurgel, A. C., Metcalf, G. E., Sokolov, A. P., Holak, J. F. (2007): Assessment of U.S. Cap-and-Trade Proposals, MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Report 146, Cambridge, MA

Pindyck, R. S. (1999): The long-run evolution of energy prices. The Energy Journal 20(2), 1-27

PROGNOS (2008): Kurzstudie Kosten neuer Kernkraftwerke, Aufdatierung der Kostendaten der Energieperspektiven Schweiz 2035, Auftraggeber: Bundesamt für Energie, Bern

Projektgruppe Energiepolitisches Programm (PEPP) (2009): 10 langfristige Handlungslinien für die künftige Energieversorgung in Deutschland, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin

Puls, T. (2006): Alternative Antriebe und Kraftstoffe, Was bewegt das Auto von morgen?, IW Forschungsberichte Nr. 15, Köln

Rehrl, T., Friedrich, R. (2006): Modelling long-term oil price and extraction with a Hubbert approach: The LOPEX model. Energy Policy, 34, 2413-2428

Remme, U., Blesl, M. (2008): A global perspective to achieve a low-carbon society (LCS): scenario analysis with the ETSAP-TIAM model. Climate Policy 8 (Supplement), 60-75

Remme, U., Blesl, M., Fahl, U. (2007): Global resources energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium, Research Report 101, Institute of Energy Economics and the Rationale Use of Energy, Universität Stuttgart
http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2007/3252/

Remme, U., Kesicki, F., Blesl, M., Fahl, U. (2008): Long-term interdependencies of oil markets and climate policy: Coupled analysis with a game-theoretic oil market model and an energy system model, Vortrag gehalten auf dem International Energy Workshop, 30. Juni 2008, Paris

Remme, U., Blesl, M., Fahl, U., Kesicki, F., Voß, A. (2009): Ölpreisentwicklung – Quo vadis? Energiewirtschaftliche Tagesfragen 5/2009

Renewbility (2009) Stoffstromanalyse nachhaltige Mobilität im Kontext erneuerbarer Energien bis 2030. Studie des Ökoinstituts und des Instituts für Verkehrsforschung der DLR im Auftrag des BMU

Russisches Energieministerium (Ministry of Energy of the Russian Federation) (2003): The Summary of the Energy Strategy of Russia for the Period of up to 2020, Moscow

Rutherford, T., Paltsev, S. (2000): GTAP in GAMS and GTAP-EG: Global Datasets for Economic Research and Illustrative Models, United States Department of Energy

RWI (2009): Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge, Stand: 9. November 2000
http://www.rwi-essen.de/co2monitoring

RWI, ISI (2006): Trends der Angebots- und Nachfragesituation bei mineralischen Rohstoffen, Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Essen

Schrattenholzer, L. (1998): A Brief History of the International Energy Workshop, in: Weyant, J. (Ed.): Energy and Environmental Policy Modeling, Norwell

Sala-i-Martin, X., Barro, R. J. (2003): Economic Growth, 2nd Edition, MIT Press, Cambridge, MA, USA

Schaefer, C. (2003): Auswirkungen von modernen Informations- und Kommunikationstechnologien und darauf basierenden Dienstleistungen auf den Energiebedarf, Mensch & Buch Verlag, Berlin

Schmalenbach, E. (1919), Selbstkostenrechnung, ZfhF, 13. Jahrgang, 270 – 273

Schumann, J., Meyer, U., Ströbele, W. (1999): Grundzüge der mikroökonomischen Theorie, Springer-Verlag, Berlin

Schumpeter, J. A. (1947): The Creative Response in Economic History. Journal of Economic History, Vol. 7

Schwarz, H. G. (2006): Europäische Stromerzeugungsmärkte am Beispiel Zentraleuropas: Stand der Integration und Handlungsbedarf, Institut für Wirtschaftwissenschaft, Universität Erlangen-Nürnberg

StaBuA (2008): Bevölkerung und Erwerbstätigkeit: Haushalte und Familien, Fachserie 1, Reihe 3, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden

StaBuA (2007a): Bevölkerung und Erwerbstätigkeit: Bevölkerungsfortschreibung 2006, Fachserie 1, Reihe 1.3, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden

StaBuA (2007b): Entwicklung der Privathaushalte bis 2025: Ergebnisse der Haushaltsvorausberechnung 2007, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden

StaBuA (2006): Bevölkerung Deutschlands bis 2050: Ergebnisse der 11. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden

StaBuA (verschiedene Jahrgänge): Bautätigkeit und Wohnungen – Bestand an Wohnungen, Fachserie 5, Reihe 3, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden

Staiß, F. (2008): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 20 EEG, 3. Zwischenbericht, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart

Stoft, S. (2002): Power System Economics, Wiley-IEEE Press, Piscataway

Stoneman, P. (1995): The Handbook of Economics of Innovation and Technological Change. Blackwell, Cambridge, Massachusetts

Ströbele, W. (1987) Rohstoffökonomik. Verlag Franz Vahlen, München

Swider, D. J., Ellersdorfer, I., Hundt, M., Voß, A. (2007): Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität, Gutachten im Auftrag des Verbandes der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland (VRE e. V.), Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart

The Economist (2007): Russia: Gas Cartels and Hot Air, Economist Intelligence Unit, Vol. XXXVI No. 5

UBA (2005): Klimawandel in Deutschland: Vulnerabilität und Anpassungsstrategien klimasensitiver Systeme, Dessau

UBA (2008): Politikszenarien für den Klimaschutz IV – Szenarien bis 2030, Studie des Öko-Institut, IEF-STE, DIW, FhG-ISI im Auftrag des Umweltbundesamtes, FKZ 205 46 434, Dessau

UBA (2008a): Deutschland im Klimawandel: Anpassung ist notwendig, Dessau

UBA (2008b): Klimaauswirkungen und Anpassung in Deutschland – Phase 1: Erstellung regionaler Klimaszenarien für Deutschland, Dessau

UBA (2009): Politikszenarien für den Klimaschutz V, Studie des Öko-Institut, IEF-STE, DIW, FhG-ISI im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dessau

UNFCCC (2010a): „Information provided by the **USA** relating to Appendix I of the Copenhagen Accord", Annex I Parties relating to Appendix I of the Copenhagen Accord (quantified economy-wide emissions targets for 2020), http://unfccc.int/home/items/5264.php, (1. März 2010, 19:00 Uhr)

UNFCCC (2010b): „Information provided by **Kanada** relating to Appendix I of the Copenhagen Accord", Annex I Parties relating to Appendix I of the Copenhagen Accord (quantified economy-wide emissions targets for 2020), http://unfccc.int/home/items/5264.php, (1. März 2010, 19:00 Uhr)

UNFCCC (2010c): „Information provided by **Australia** relating to Appendix I of the Copenhagen Accord", Annex I Parties relating to Appendix I of the Copenhagen Accord (quantified economy-wide emissions targets for 2020), http://unfccc.int/home/items/5264.php, (1. März 2010, 19:00 Uhr)

UNFCCC (2010d): „Information provided by **Japan** relating to Appendix I of the Copenhagen Accord", Annex I Parties relating to Appendix I of the Copenhagen Accord (quantified economy-wide emissions targets for 2020), http://unfccc.int/home/items/5264.php, (1. März 2010, 19:00 Uhr)

UNFCCC (2010e): „Information provided by **Brazil** relating to Appendix II of the Copenhagen Accord", Information provided by non-Annex I Parties relating to Appendix II of the Copenhagen Accord - Nationally appropriate mitigation actions of developing country Parties, http://unfccc.int/home/items/5265.php, (1. März 2010, 19:00 Uhr)

UNFCCC (2010f): „Information provided by **China** relating to Appendix II of the Copenhagen Accord", Information provided by non-Annex I Parties relating to Appendix II of the Copenhagen Accord - Nationally appropriate mitigation actions of developing country Parties, http://unfccc.int/home/items/5265.php, (1. März 2010, 19:00 Uhr)

UNFCCC (2010g): „Information provided by **India** relating to Appendix II of the Copenhagen Accord", Information provided by non-Annex I Parties relating to Appendix II of the Copenhagen Accord - Nationally appropriate mitigation actions of developing country Parties, http://unfccc.int/home/items/5265.php, (1. März 2010, 19:00 Uhr)

UNFCCC (2010h): „Information provided by **the Russian Federation** relating to Appendix I of the Copenhagen Accord", Annex I Parties relating to Appendix I of the Copenhagen Accord (quantified economy-wide emissions targets for 2020), http://unfccc.int/home/items/5264.php, (1. März 2010, 19:00 Uhr)

UNFCCC (2009): „The Copenhagen Accord", FCCC/CP/2009/L.7, 18. Dezember 2009

Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) (2008): Statistical Yearbook UCTE 2007, 156-175

Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) (2009): System Adequacy Forecast 2009 – 2020

United Nations Frameworks Convention on Climate Change (UNFCCC) (2006): National Communications and Reports Demonstrating Progress under the Kyoto Protocol – Iceland´s Fourth National Communication on Climate Change
http://unfccc.int/resource/docs/natc/islnc4.pdf (19.03.2009, 13:40 MEZ)

USGS (2000) World Petroleum Assessment 2000 - Description and Results- USGS Digital Data DDS-60, United States Geological Survey, Washington

Uyterlinde, M. A., Martinus, G. H., Rösler, H., van der Zwaan, B., Szabo, L., Russ, P., Mantzos, L., Zeka-Paschou, M., Blesl, M., Ellersdorfer, I., Fahl, U., Böhringer, C., Löschel, A., Pratlong, F., Le Mouel, P., Hayhow, I., Kydes, A. S., Martin, L., Rafaj, P., Kypreos, S., Sano, F., Akimoto, K., Homma, T., Tomodoa, T. (2007): The Contribution of nuclear energy to a sustainable energy system, Volume 3 in the CASCADE MINTS project, ECN-C-05-085

Vattenfall Europe AG (2008): Vattenfall Europe spricht potenzielle Investoren für sein Höchstspannungsnetz an, Pressemitteilung vom 25.07.2008, Berlin

VTT Technical Research Centre of Finland (2007): Design and operation of power systems with large amounts of wind power, Finland

Wagbara, O. N. (2007): How Would the Gas Exporting Countries Forum Influence Gas Trade?, Energy Policy, 35 (2), 1224–1237

Weimann, J. (2004): Wirtschaftspolitik: Allokation und kollektive Entscheidung, Springer-Verlag Berlin, Heidelberg

Welsch, H., Ochsen, C. (2001): Dismantling nuclear power in Germany: sectoral and macroeconomic effects. Energy Policy, 29(4), 279-289

Wenzel, B., Nitsch, J. (2008): Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich bis zum Jahr 2030, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stand Dezember 2008, IfnE - Ingenieurbüro für neue Energien, Teltow und Stuttgart http://www.ifne.de/download/ifne_ausbau_ee_strom_2030.pdf

wik-Consult (2006): Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy), Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), erstellt durch wik-Consult, Fraunhofer ISI und Fraunhofer ISE, Bad Honneff

Wuppertal/Öko-Institut (2000): Kernkraftwerksscharfe Analyse, im Rahmen des Projekts: Bewertung eines Ausstiegs aus der Kernenergie aus klimapolitischer und volkswirtschaftlicher Sicht, Zusatzauftrag: Kraftwerks- und unternehmensscharfe Analyse, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie und Öko-Insitut e.V., Wuppertal

Zachmann, G. (2005): Convergence of Electricity Wholesale Prices in Europe? - A Kalman Filter Approach, Discussion Papers 512, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin

10 Anhang A: Energieverbrauch und Deckung – Historie

Zur besseren Einordnung der Annahmen und Ergebnisse der Energieprognose 2009 werden die grundlegenden Trends der Energieversorgung Deutschlands seit der Wiedervereinigung sowie die Entwicklung wichtiger Determinanten des Energieverbrauchs skizziert. Als wesentliche Einflussparameter auf den Energieverbrauch wird die Entwicklung der Bevölkerung, der Wirtschaftsleistung sowie der Energieimportpreise dargestellt.

Die Bevölkerung liegt 2008 nur geringfügig über dem Niveau von 1990. Robustes Wirtschaftswachstum führte zwischen 1990 und 2008 zu einem Anstieg des realen Bruttoinlandsprodukts um ca. 32 %. Nach relativ niedrigen Importpreisen für fossile Energieträger in den 90er Jahren ist seit 1999 eine deutliche Erhöhung der Energiepreise zu beobachten, die seit Hebst 2008 aber wieder rückläufig ist.

In der ersten Hälfte der 90er Jahre wurde der Energieverbrauch vor allem durch die Wiedervereinigung und die damit verbundenen wirtschaftlichen und energieseitigen Anpassungsprozesse in den neuen Bundesländern geprägt. Primär- und Endenergieverbrauch sowie die Stromerzeugung sind in diesem Zeitraum leicht zurückgegangen. Zudem ergaben sich deutliche Verbesserungen der Energieproduktivität.

Ab 1995 ist der Primärenergieverbrauch nur noch geringfügig zurückgegangen, während die Stromerzeugung wieder angestiegen ist. Die jährliche Wachstumsrate der Energieproduktivität hat sich seit dem Jahr 2000 deutlich abgeschwächt.

Dominiert wird der Energieverbrauch weiterhin von fossilen Energieträgern, bei denen in Deutschland eine zunehmende Importabhängigkeit festzustellen ist. Gleichzeitig konnte jedoch auch die Energieversorgung auf Basis der Erneuerbaren Energien deutlich ausgebaut werden: Zwischen 1995 und 2008 hat sich ihr Beitrag am Primärenergieverbrauch von 1,9 % auf 7,1 % (995 PJ) erhöht, ihr Beitrag an der Stromerzeugung von 4,7 % auf 14,6 % (91 TWh). In der Stromerzeugung spielt dabei vor allem die Windenergie eine herausragende Rolle, während Biomasse vor allem zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird.

Ebenfalls bedingt durch die Umstrukturierungsprozesse nach der Wiedervereinigung sind die energiebedingten CO_2-Emissionen Anfang der 90er Jahre deutlich gesunken. Nach einer relativen Konstanz des Emissionsniveaus zwischen 1999 und 2004 setzte ab 2005 ein erneuter, schwacher Rückgang der CO_2-Emissionen ein. Insgesamt hat sich der energiebedingte CO_2-Ausstoß zwischen 1990 und 2007 um etwa 20 % reduziert und zwar von 948 Mio. t auf 755 Mio. t.

10.1 Determinanten des Energieverbrauchs

Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung

Bevölkerung und Wirtschaftskraft eines Landes sind sehr wichtige Einflussfaktoren auf dessen Energieverbrauch. Während die Bevölkerung nach der Wiedervereinigung tendenziell anstieg, ist seit 2003 ein geringfügiger Rückgang zu beobachten (Tabelle 10.1). 2008 belief sich die Wohnbevölkerung in Deutschland auf 82,1 Mio. und lag damit um ca. 2,8 Mio. oder 3,5 % über dem Wert von 1990. Im Vergleich dazu hat die Anzahl der Haushalte zwischen 1990 und 2007 deutlich stärker zugenommen, von 34,9 Mio. auf 39,7 Mio. bzw. um knapp 5 Mio. Dies entspricht einem Anstieg um 13,8 %. Im gleichen Zeitraum ist die Zahl der Personen pro Haushalt im Mittel von 2,3 auf 2,1 gesunken, die durchschnittliche Wohnfläche pro Kopf aber von 35,0 auf 41,9 m^2 gestiegen.

Tabelle 10.1: Demografische und wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland

	1990	1995	2000	2005	2007	2008	Rel. Änderung 1990 - 2007
Wohnbevölkerung (Mio.)	79,4	81,7	82,2	82,5	82,3	82,1	3.5%*
Haushalte (Mio.)	34,9	36,9	38,1	39,2	39,7	-	13,8%
Personen pro Haushalt	2,27	2,21	2,16	2,10	2,07	-	-8,9%
Wohnfläche pro Kopf (qm)	35,0	36,8	39,5	41,2	41,9	-	19,9%
Bruttoinlandsprodukt (Mrd. €$_{2000}$)	1720	1867	2063	2125	2242	2270	32.0%*

*Relative Änderung 1990 - 2008
Quelle: BMWI (2009): Energiedaten

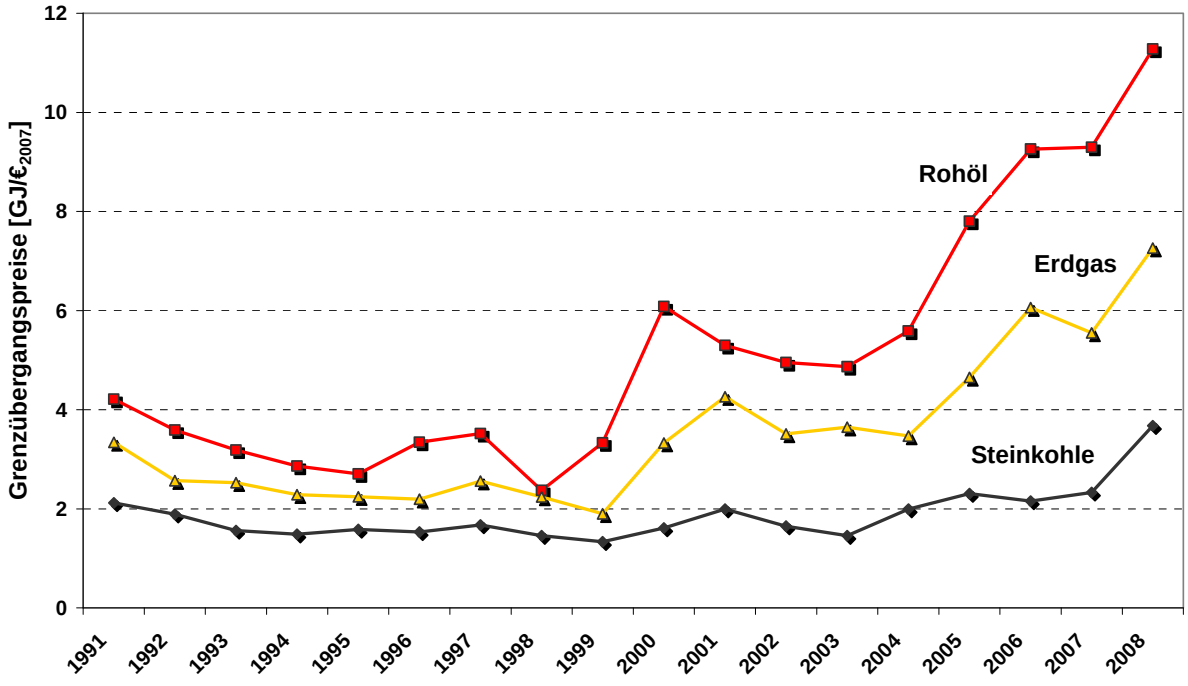
Die durchschnittliche Wachstumsrate des realen Bruttoinlandsprodukts lag in Deutschland zwischen 1990 und 2008 bei 1,56 % pro Jahr. Damit ist die Wirtschaftsleistung in diesem Zeitraum insgesamt real um ca. 32 % gewachsen. Gleichzeitig setzte sich der Strukturwandel in der deutschen Wirtschaft weiter fort: der Anteil des Produzierenden Gewerbes an der Bruttowertschöpfung ist zwischen 1990 und 2008 von 35 % auf knapp 31 % gesunken.

Preisentwicklung fossiler Energieträger

Die 90er Jahre waren von niedrigen Preisen für fossile Brennstoffe geprägt. Als Folge der Asienkrise fiel der Weltmarktpreis für Rohöl im Jahr 1998 gar auf einen Tiefststand von ca. 14 $\$_{2007}$ pro Barrel. Bis 2000 stieg der Rohölpreis auf ca. 31 $\$_{2007}$/bbl Nach einer Phase der Entspannung gab es ab 2004 erneut einen drastischen Anstieg, der im Juli 2008 in Preisen von über 130 $\$_{2007}$/bbl gipfelte. In der zweiten Jahreshälfte setzte ein starker Preisverfall ein, der mit auf die Banken- und Finanzkrise zurückzuführen ist und bei einem Preis von etwa 40 $\$_{2007}$/bbl im Dezember 2008 sein bisheriges Ende fand. Seitdem ist ein erneuter Preisanstieg zu beobachten.

Dementsprechend stieg der reale Rohölimportpreis für Deutschland von 4,2 €$_{2007}$ je GJ in 1991 auf 6,1 €$_{2007}$/GJ in 2000 und 11,3 €$_{2007}$/GJ in 2008 (Abbildung 10.1). Nicht zuletzt aufgrund der in den langfristigen Verträgen für Erdgasbezüge enthaltenen Ölpreiskopplung gab es auch bei Erdgas deutliche Preissteigerungen. 2008 lag der Erdgasimportpreis bei 7,3 €$_{2007}$/GJ und damit beinahe um das Vierfache höher als bei seinem Tiefststand 1999. Im gleichen Zeitraum ist der Preis für Import-

kohle um den Faktor 2,8 angestiegen, auf 3,7 €$_{2007}$/GJ in 2008. Diese Entwicklung der Weltmarktpreise für fossile Energieträger hat sich auf die Energieverbraucherpreise und den Strompreis ausgewirkt, ebenso wie der Rückgang der Weltmarkt- und Importpreise seit Mitte 2008.



Quelle: BMWI (2009): Energiedaten

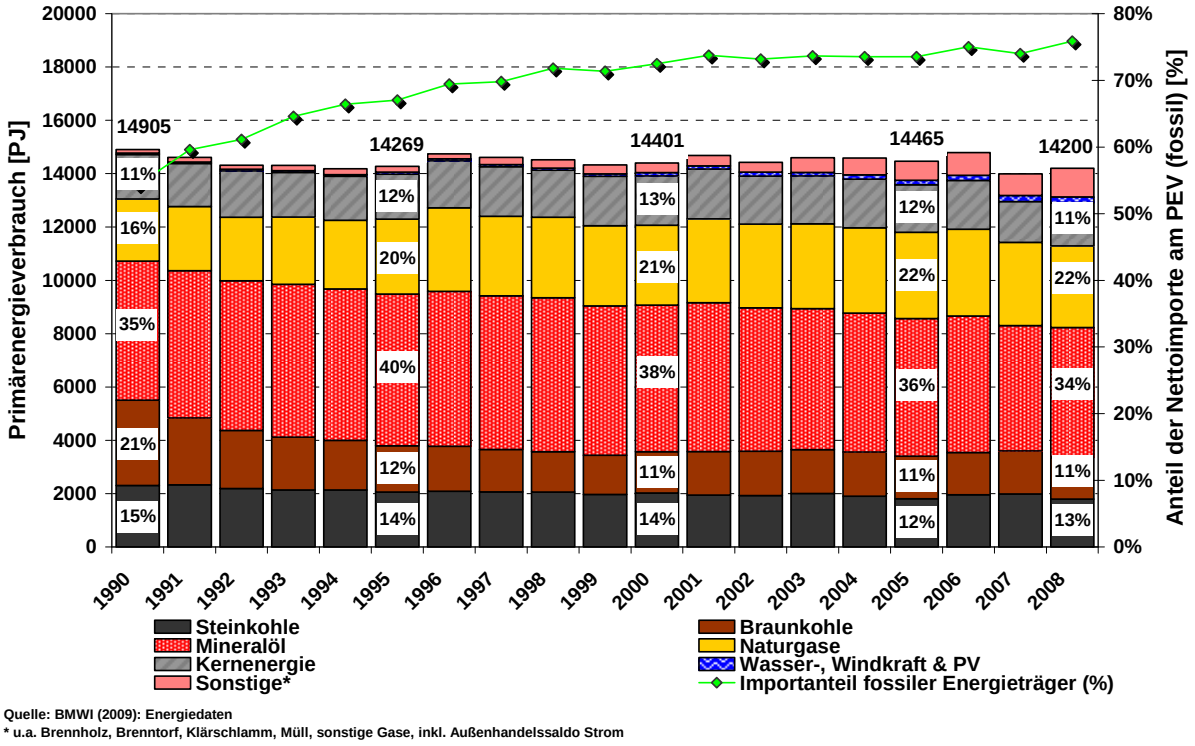
Abbildung 10.1: Reale Grenzübergangspreise wichtiger fossiler Energieträger (Jahresdurchschnittswerte)

10.2 Primärenergieverbrauch

Trotz steigender Wirtschaftsleistung ist der Primärenergieverbrauch in Deutschland seit der Wiedervereinigung moderat zurückgegangen, vorwiegend aufgrund der damit verbundenen wirtschaftlichen und energieseitigen Anpassungsprozesse in den neuen Bundesländern. Seit 1995 ist der Primärenergieverbrauch, von Temperatur und konjunkturell bedingten Schwankungen abgesehen, nahezu konstant geblieben und lag 2008 bei etwas mehr als 14 000 PJ (Abbildung 10.2). Die Schwankungen sind nicht zuletzt auch Resultat der Probleme bei der statistischen Datenerhebung. So wird bei Heizöl nicht der tatsächliche Verbrauch, sondern der Absatz erfasst. Dies macht sich besonders im Jahr 2007 bemerkbar, als es aufgrund hoher Energiepreise und der relativ milden Witterungsverhältnisse zu erheblichen Einbußen beim Heizölabsatz kam.

Dominiert wird der Primärenergieverbrauch nach wie vor durch fossile Energieträger. Deren Anteil sank zwischen 1990 und 2008 von 87 % auf 80 %. Während der Anteil der Kohlen tendenziell zurückgegangen ist, hat sich der Beitrag von Erdgas zwischen 1990 und 2008 von 15 % auf 22 % erhöht. Die Bedeutung von Mineralöl ist vor allem aufgrund des Verbrauchs im Verkehrssektor nahezu unverändert geblieben. Der absolute Beitrag von Kernenergie lag mit circa 1 600 PJ 2008 etwa auf dem gleichen Niveau wie 1991.

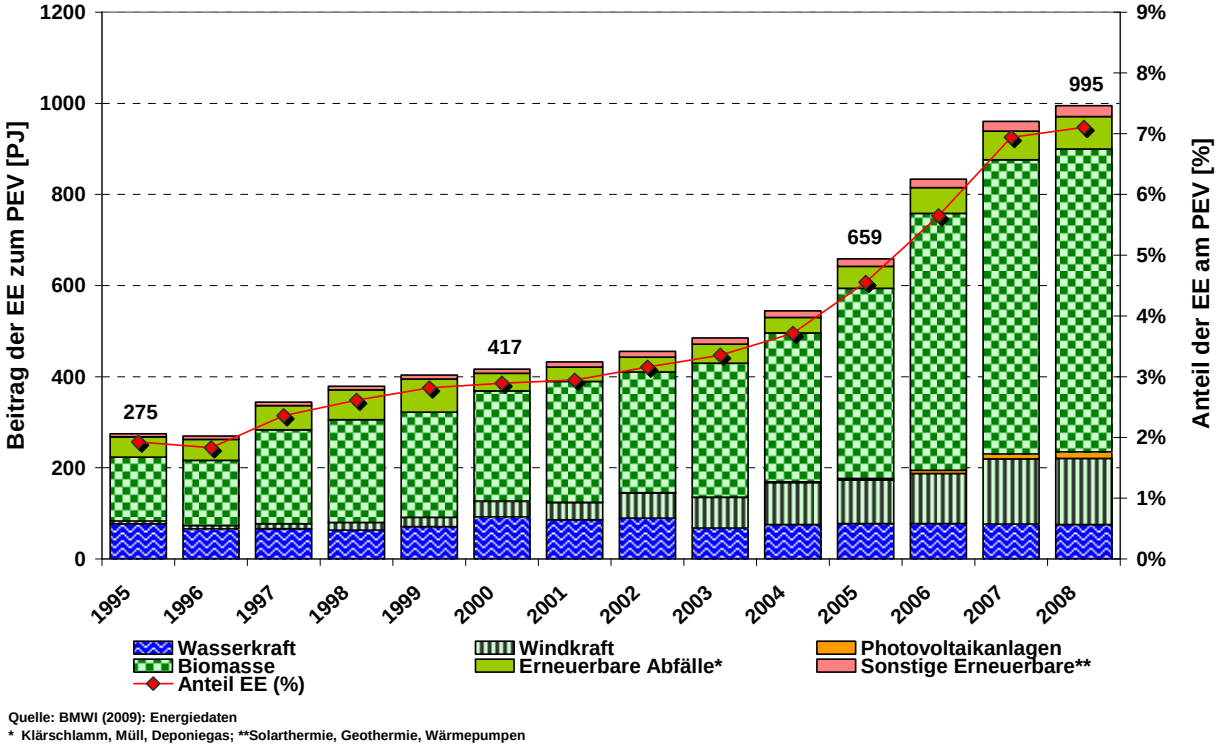
Deutschland ist zur Deckung seines Energiebedarfs in hohem Maße von Energieimporten abhängig. Der Anteil der Nettoimporte am Verbrauch fossiler Energieträger ist zwischen 1990 und 2008 von 53 % auf knapp 76 % gestiegen, vor allem infolge des Rückgangs der inländischen Braunkohle- und Steinkohleförderung. Der wichtigste ausländische Energielieferant ist Russland, das einen Anteil von rund 30 % an den gesamten Einfuhren aufweist.



Quelle: BMWI (2009): Energiedaten
* u.a. Brennholz, Brenntorf, Klärschlamm, Müll, sonstige Gase, inkl. Außenhandelssaldo Strom

Abbildung 10.2: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland

Der Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Deckung des Primärenergieverbrauchs hat sich zwischen 1995 und 2008 von 275 PJ bzw. 1,9 % auf 995 PJ bzw. 7,1 % erhöht (Abbildung 10.3). Einen erheblichen Anteil an diesem Anstieg hatte die Biomasse, die vor allem zur Wärmeerzeugung und zunehmend zur Produktion von Biokraftstoffen eingesetzt wird. Zusammen mit dem biogenen Anteil des Mülls war die Biomasse 2008 für knapp drei Viertel der Energiegewinnung aus regenerativen Energien verantwortlich. Daneben entfielen weitere 14,6 % auf Windenergie, welche ab 2000 hohe Zuwachsraten verbuchen konnte. Auch die Nutzung von Solarenergie in Form von Solarthermie und Photovoltaik wurde in den letzten Jahren deutlich gesteigert. Ihr Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs ist jedoch weiterhin sehr gering. Gleiches gilt für die Energiegewinnung aus Umgebungs- und Erdwärme. Die energetische Nutzung der Wasserkraft lag 1995 bereits auf einem Niveau von 77 PJ und konnte bis 2008 nicht weiter ausgeweitet werden.



Quelle: BMWI (2009): Energiedaten
* Klärschlamm, Müll, Deponiegas; **Solarthermie, Geothermie, Wärmepumpen

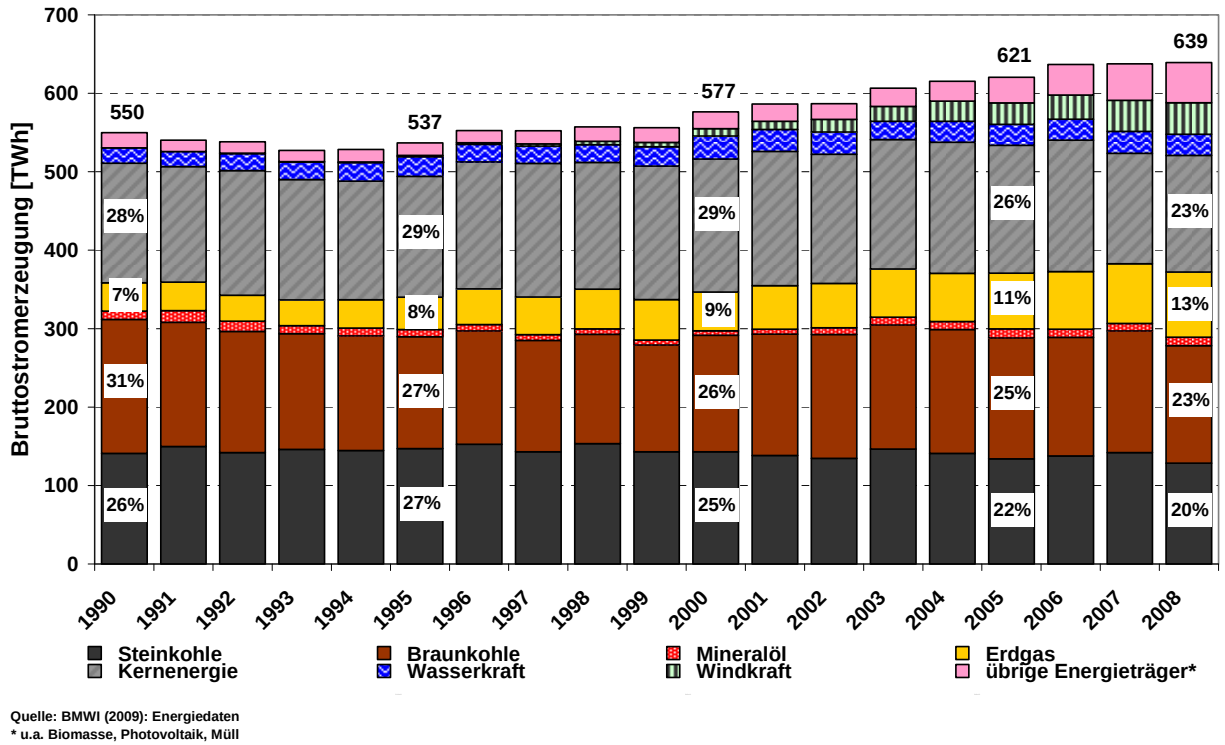
Abbildung 10.3: Beitrag der Erneuerbaren Energien zum Primärenergieverbrauch in Deutschland

10.3 Stromerzeugung

Nach einem leichten Rückgang infolge der Wiedervereinigung ist der Bruttostromverbrauch seit 1995 erneut angestiegen. Dementsprechend lag auch die Bruttostromerzeugung 2008 mit 639 TWh um etwas mehr als 100 Mrd. kWh höher als 1995. Dies entspricht einer mittleren jährlichen Zuwachsrate von 1,25 % (Abbildung 10.4).

Mit Anteilen von 23,5 %, 23,3 % und 20,1 % waren Braunkohle, Kernenergie und Steinkohle auch im Jahr 2008 die tragenden Säulen der Stromerzeugung. Im zeitlichen Verlauf seit 1990 waren ihre Anteile an der gesamten Bruttostromerzeugung jedoch jeweils leicht rückläufig. Im Gegensatz dazu hat sich der Beitrag von Erdgas zwischen 1990 und 2008 von 6,5 % auf 13,0 % verdoppelt. 58 % der Stromerzeugung stammten 2008 somit aus fossilen Energieträgern, im Vergleich zu 65 % im Jahr 1990. Der Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung beträgt derzeit rund 12 %.

Der deutsche Kraftwerkspark umfasste Ende 2008 eine Stromerzeugungskapazität von ca. 147 GW_{el} (netto). Daran haben die verschiedenen Energieträger und Technologien die folgenden Anteile: 19 % Steinkohle, 16 % Windenergie, 16 % Gas, 14 % Braunkohle, 14 % Kernenergie, 7 % Wasserkraft, 4 % Heizöl sowie 10 % sonstige Energieträger. Aus dem fortgeschrittenen Alter vieler fossiler Kraftwerke und der gesetzlichen Laufzeitbeschränkung für Kernkraftwerke resultiert ein erheblicher Ersatzbedarf von Kraftwerkskapazitäten für die kommenden Jahrzehnte (Abschnitt 3.7).



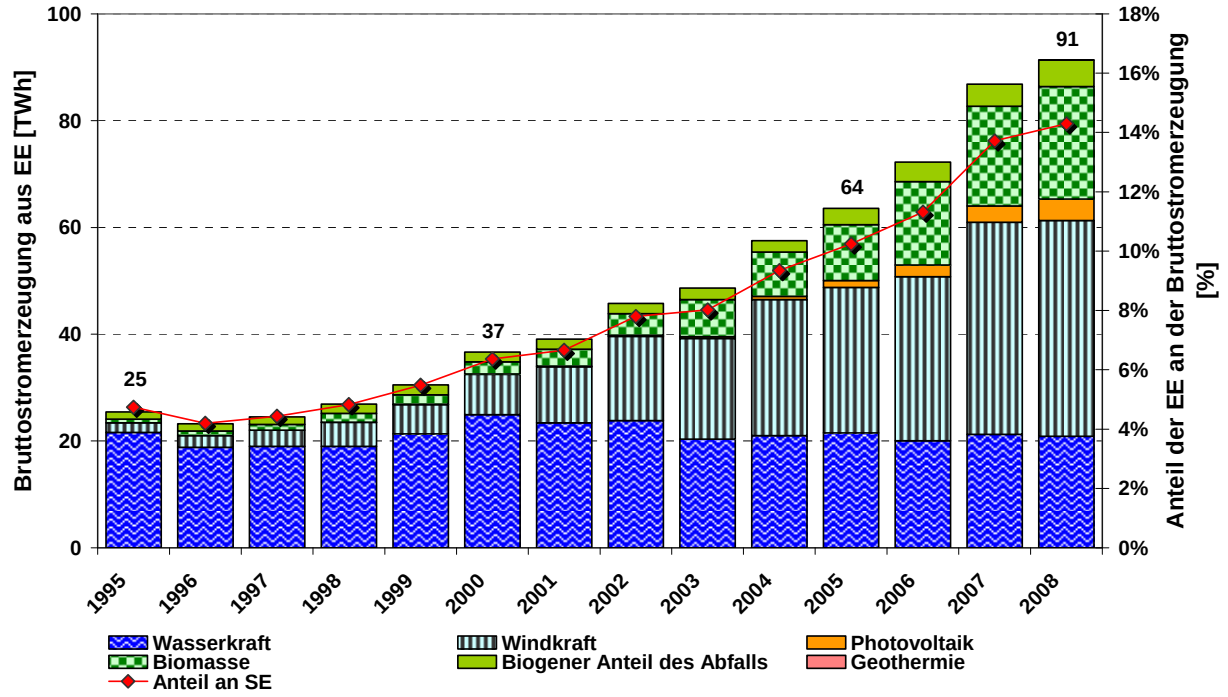
Quelle: BMWI (2009): Energiedaten
* u.a. Biomasse, Photovoltaik, Müll

Abbildung 10.4: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland

Vor dem Hintergrund der Förderung durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) ist die Bruttostromerzeugung mittels regenerativer Technologien insbesondere seit dem Jahr 2000 deutlich angestiegen und hat sich zwischen 1995 und 2008 mehr als verdreifacht, von 25 auf 91 Mrd. kWh (Abbildung 10.5). Während der Ausbau der wirtschaftlichen Nutzungsmöglichkeiten der Wasserkraft in Deutschland weitgehend erschöpft ist, konnte die Stromerzeugung mit Hilfe von Windkraft und Biomasse stark ausgebaut werden. Im Jahr 2008 entfiel beinahe die Hälfte der regenerativen Stromerzeugung auf die Windenergie. Bei Photovoltaik wurden zwischen 1995 und 2008 zwar die höchsten Zuwachsraten erzielt, dennoch trug Solarstrom 2008 weniger als 0,5 % zur Stromerzeugung bei. Insgesamt hatten Erneuerbare Energien 2008 einen Anteil an der Bruttostromerzeugung von über 14 %.

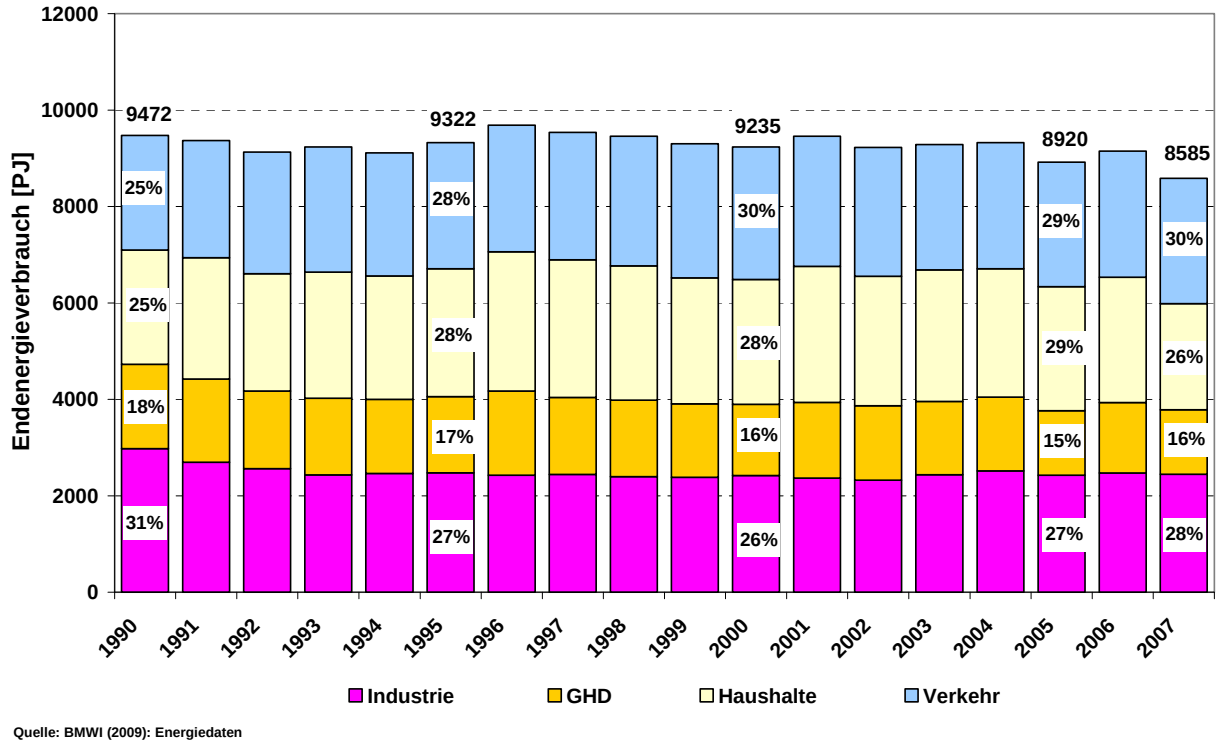
10.4 Endenergieverbrauch

Der Endenergieverbrauch ist seit der Wiedervereinigung leicht zurückgegangen, von rund 9 500 PJ im Jahr 1990 auf ca. 9 150 PJ im Jahr 2006 (Abbildung 10.6). Für das Jahr 2007 muss an dieser Stelle auf statistische Sonderfaktoren hingewiesen werden: in den Energiestatistiken wird bei der Bestimmung des Energieverbrauchs nicht der tatsächliche Verbrauch sondern der Absatz an Energieträgern erfasst. Aufgrund der hohen Heizölpreise (bei gleichzeitig milden Witterungsverhältnissen) wurde 2007 verstärkt auf Bestände zurückgegriffen, wodurch der Heizölabsatz in diesem Jahr äußerst gering ausfiel. Die statistischen Angaben für das Jahr 2007 können daher nicht als repräsentativ für den tatsächlichen Energieverbrauch angesehen werden.



Quelle: BMWI (2009): Energiedaten

Abbildung 10.5: Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Bruttostromerzeugung in Deutschland



Quelle: BMWI (2009): Energiedaten

Abbildung 10.6: Endenergieverbrauch nach Sektoren in Deutschland

Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch lag 2007 bei circa 8,4 %. Dies umfasst den direkten Einsatz Erneuerbarer Energien sowie die Nutzung in Form von regenerativem Strom, Biokraftstoffen und Fernwärme aus

erneuerbaren Energieträgern. Der Endenergieverbrauch wird nach wie vor dominiert von Mineralölprodukten, hauptsächlich in Form von Kraftstoffen. Entsprechend hat der Verkehrssektor mit knapp 30 % derzeit den größten Anteil am Endenergieverbrauch. Dessen relatives Gewicht am Endenergieverbrauch hat in den vergangenen 15 Jahren sogar leicht zugenommen. Die Anteile der Industrie und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sind dagegen tendenziell zurückgegangen. 2007 entfielen 28 % des Endenergieverbrauchs auf den Industriesektor, 26 % auf die privaten Haushalte sowie 16 % auf Gewerbe, Handel und Dienstleistungen.

10.5 Energieproduktivität und Energieintensität

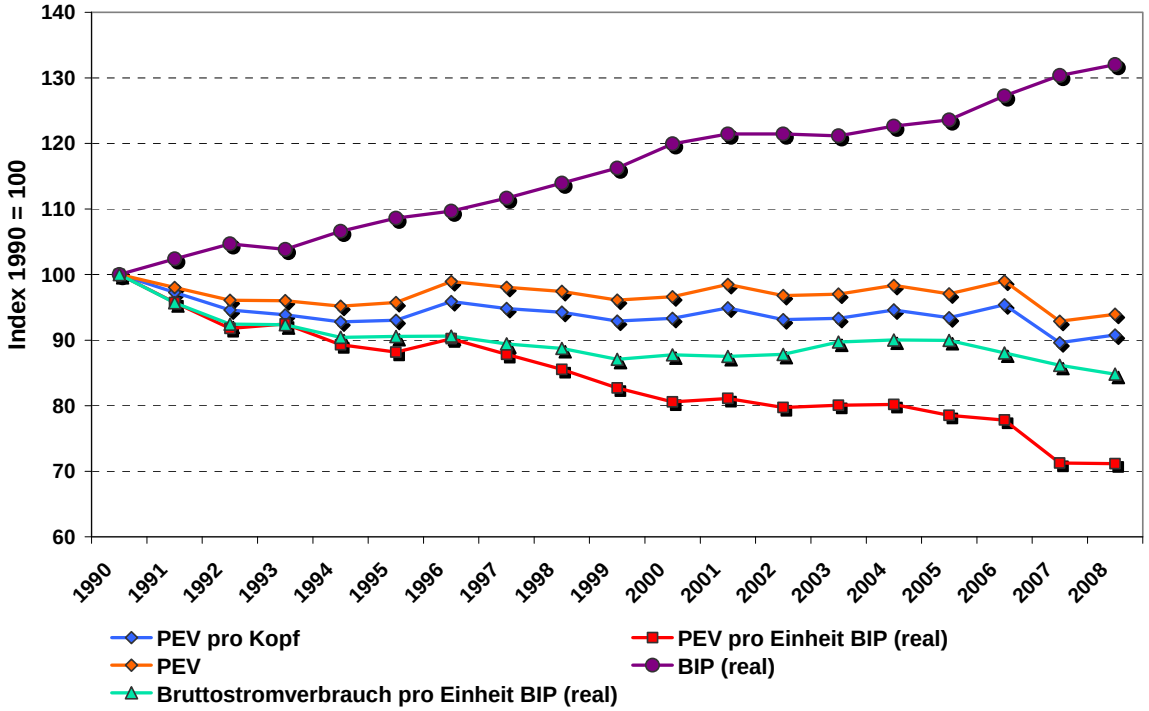
Der Verbesserung der Energieeffizienz wird in der aktuellen energiepolitischen Debatte besondere Bedeutung beigemessen. Als Indikatoren werden dabei meist die gesamtwirtschaftliche Energieintensität, gemessen als Primärenergieverbrauch pro Einheit Bruttoinlandsprodukt (BIP), oder deren Kehrwert, die Energieproduktivität, verwendet. Diese Indikatoren ermöglichen eine Gegenüberstellung von Energieaufwand und –nutzen, wenn sie auch mit einigen Mängeln behaftet sind. So ist etwa die Höhe des Energieverbrauchs auch immer von der Wirtschaftsstruktur abhängig. Änderungen in der strukturellen Zusammensetzung der Wirtschaft können in diesen Indikatoren jedoch nicht erfasst werden. Zudem haben kurzfristige Schwankungen in der Wirtschaftsleistung zwar deutlichen Einfluss auf den Energieverbrauch in Industrie und im GHD-Sektor, im geringeren Maße jedoch etwa auf den Verbrauch im Haushaltssektor. Dadurch lassen sich kurzfristige Rückschläge in diesem Effizienzindikator erklären, etwa für das schlechte wirtschaftliche Jahr 2001 (Abbildung 10.7). Auch die bereits erwähnten statistischen Sonderfaktoren bei der Ermittlung des Energieverbrauchs sowie Temperaturschwankungen können sich verzerrend auf die Indikatorenwerte auswirken. Darüber hinaus kann die jeweils gewählte Methode zur primärenergetischen Bewertung der Kernenergie und der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung die Höhe des Primärenergieverbrauchs und damit der Energieproduktivität beeinflussen[48].

Insbesondere zu Beginn der 90er Jahre kam es vor allem aufgrund von Anpassungsprozessen in den neuen Bundesländern zu einem raschen Anstieg der Energieproduktivität. In den ersten Jahren dieses Jahrzehnts hat sich dieser Trend jedoch deutlich abgeschwächt. So konnte im Zeitraum von 1990 bis 2000 die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität um durchschnittlich 2,1 % pro Jahr gesteigert werden, während von 2001 bis 2006 die jährliche Steigerungsrate im Durchschnitt nur noch bei 0,9 % lag. Der drastische Rückgang des Indikatorwerts zwischen 2006 und 2007 beruht wiederum auf den bereits erwähnten statistischen Sonderfaktoren, die angesichts der anhaltend

[48] Die heute übliche Verwendung des Wirkungsgradprinzips führt bei der Berechnung des Energieeinsatzes in der Stromerzeugung bei Kernenergie aufgrund des angesetzten Wirkungsgrads von 33 % zu einem verhältnismäßig hohen Energieverbrauch. Im Gegensatz dazu wird bei Wasser- und Windkraft sowie Photovoltaik ein impliziter Wirkungsgrad von 100 % unterstellt, wodurch ein vergleichsweise niedriger Primärenergieverbrauch resultiert. Bei Steigerung der Stromerzeugung aus diesen regenerativen Energieträgern und gleichzeitigem Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie ergibt sich also automatisch eine Verringerung des Primärenergieverbrauchs und damit eine Verbesserung der Energieproduktivität, ohne dass die Effizienz tatsächlich gesteigert worden sein muss.

hohen Ölpreise auch im Jahr 2008 noch ihren Niederschlag finden.

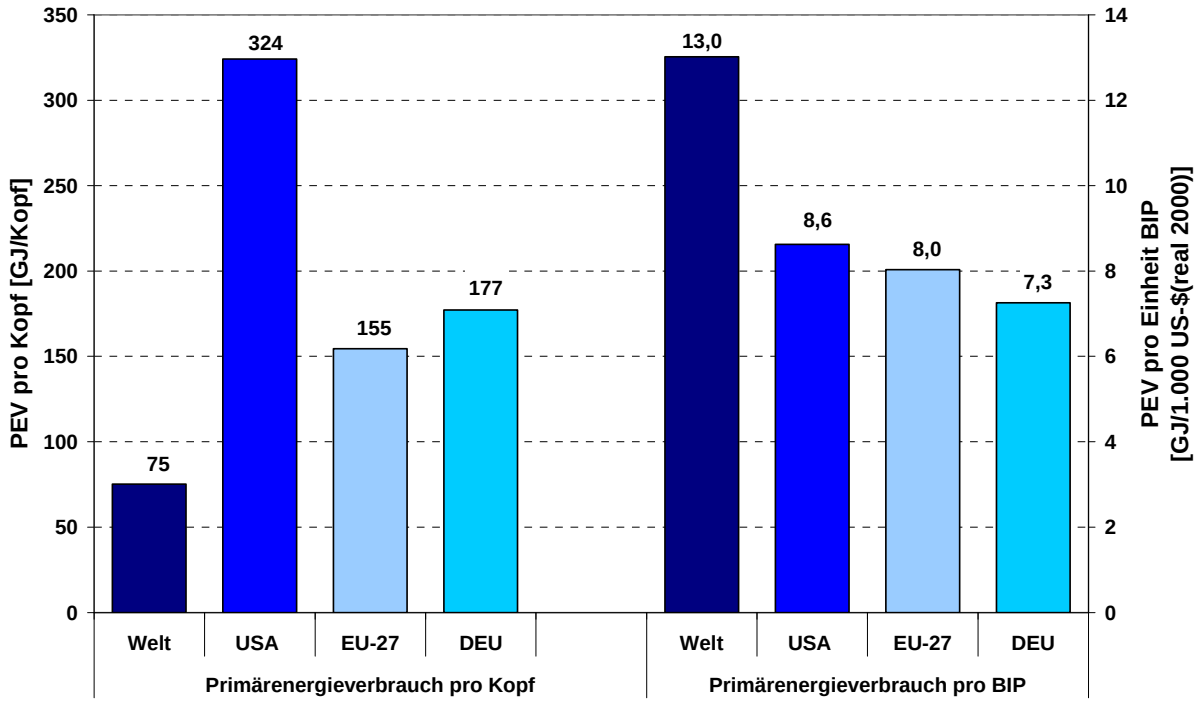
Der Bruttostromverbrauch pro Einheit Bruttoinlandsprodukt ist seit der Wiedervereinigung deutlich weniger stark gesunken als die gesamte Energieintensität. Im Jahr 2006 lag der Indikatorwert um circa 12 % niedriger als 1990, im Jahr 2008 um 15 %. Auch der Primärenergieverbrauch pro Kopf ist Anfang der 90er Jahre deutlich zurückgegangen. Zwischen 1996 und 2006 pendelte der Wert jedoch um ein Niveau, das ca. 5 % unter dem Ausgangswert von 1990 lag. Der darauffolgende Rückgang zwischen 2006 und 2007 ist wiederum größtenteils durch Verzerrungen in den zugrunde liegenden statistischen Daten bedingt.



Quelle: BMWI (2009): Energiedaten

Abbildung 10.7: Wesentliche Energieindikatoren für Deutschland im Überblick

Diese Indikatoren werden neben intertemporalen auch häufig zu internationalen Vergleichen herangezogen: Mit 7,3 PJ pro 1 000 $\$_{2000}$ BIP lag die Energieintensität in Deutschland im Jahr 2006 unter dem EU-Durchschnitt und weitaus niedriger als in den USA (Abbildung 10.8). Das hohe globale Niveau ist vor allem auf die niedrige Wirtschaftsleistung in Entwicklungsländern zurückzuführen. Ein etwas anderes Bild vermittelt der Primärenergieverbrauch pro Kopf, der mit 177 GJ in Deutschland höher ist als der EU-Durchschnitt, aber nur etwa halb so hoch wie der der USA. Hier liegt das globale Niveau mit 75 GJ pro Kopf angesichts des geringeren Verbrauchs in Entwicklungsländern deutlich niedriger.



Quelle: IEA (2008): World Energy Balances

Abbildung 10.8: Primärenergieverbrauch pro Kopf und pro Einheit Bruttoinlandsprodukt im internationalen Vergleich (2006)

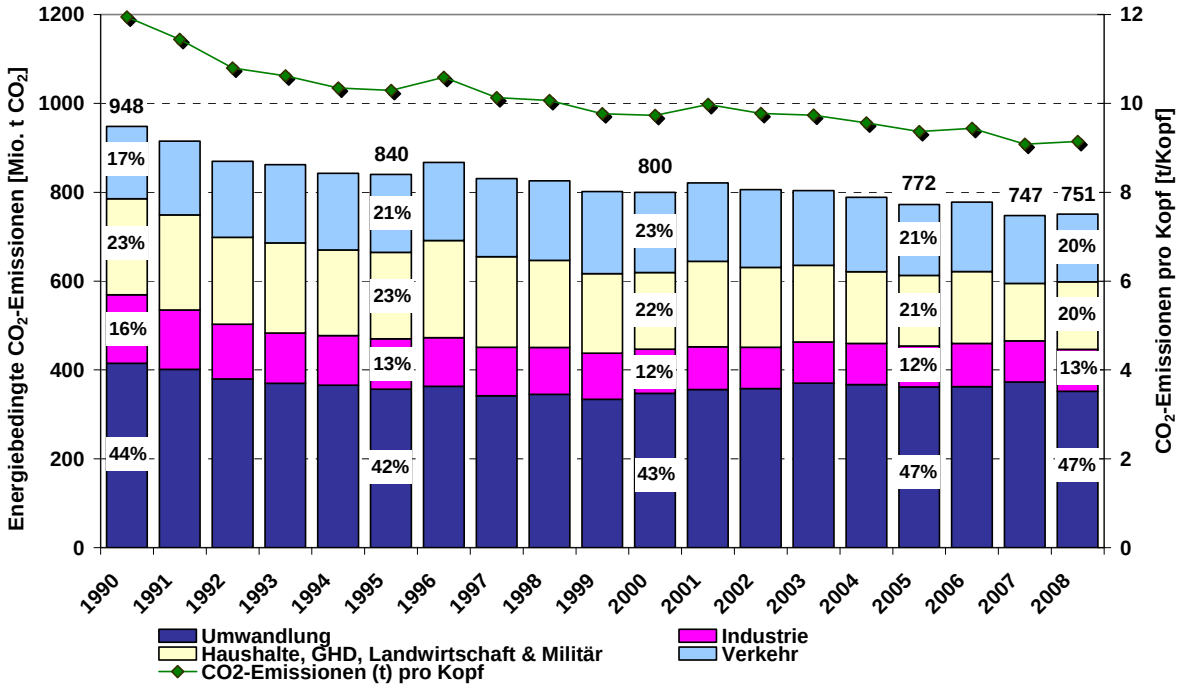
Darüber hinaus gibt Tabelle 10.2 einen Überblick über wichtige Kenngrößen zur Entwicklung der Energieeffizienz in der Energieumwandlung sowie in den verschiedenen Endnachfragesektoren. So bildet im GHD-Sektor die Erwerbstätigenzahl einen wichtigen Einflussfaktor auf den Energieverbrauch, während im Haushaltssektor vor allem der Umfang der gesamten Wohnfläche ausschlaggebend ist.

Tabelle 10.2: Energieeffizienzindikatoren nach Sektoren

		1991	1995	2000	2005	2006	2007	Rel. Änderung 1991 - 2007
Umwandlungssektor	Wirkungsgrad fossiler Stromerzeugungsanlagen (%)	37,4	38,1	39,7	42,2	42,0	41,4	10,6%
Industrie	EEV (TJ) / Mrd. €$_{2000}$ Bruttoinlandsprodukt	1530,0	1324,8	1174,0	1140,9	1129,3	1090,4	-28,7%
GHD	EEV (TJ) / Tsd. Erwerbstätige (GHD)	65,2	56,8	49,6	44,5	47,9	43,1	-33,9%
Haushalte	EEV (temp.bereinigt, MJ) / qm Wohnfläche	874,6	884,3	899,7	799,9	798,0	700,4	-19,9%
Verkehr	Kraftstoffverbauch ($l_{Benzin\text{-}äqu.}$) / PKW u. 100 km Fahrleistung	9,34	8,95	8,44	8,05	8,06	7,99	-14,5%

10.6 Emissionen

Da mit ca. 85 % ein Großteil der Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung und Nutzung von Energie entsteht, wird in diesem Kontext noch die Entwicklung der CO_2-Emissionen in Deutschland seit der Wiedervereinigung betrachtet. Zwischen 1990 und 2008 konnte eine Minderung der energiebedingten CO_2-Emissionen um etwa 21 % erreicht werden, von 948 Mio. t auf 751 Mio. t (Abbildung 10.9).



Quelle: UBA (2010): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen
BMWI (2009): Energiedaten

Abbildung 10.9: Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Sektoren in Deutschland

Der überwiegende Teil dieses Rückgangs des wichtigsten Treibhausgases geht auf die Umstrukturierungsprozesse in den neuen Bundesländern nach der Wiedervereinigung zurück. Zwischen 1999 und 2004 schwankten die energiebedingten CO_2-Emissionen um das Niveau von ca. 800 Mio. t. Seit 2005 ist ein erneuter leichter Rückgang zu beobachten, der auf die hohen Energiepreise, die bereits erwähnten statistischen Sonderfaktoren sowie die Einführung des Emissionshandels zurückgeführt werden kann.

Mit ca. 47 % entstammten 2008 nahezu die Hälfte der energiebedingten CO_2-Emissionen aus dem Energiesektor, 20 % aus dem Haushalts- und GHD-Sektor, 20 % aus dem Verkehrssektor sowie 13 % aus der Industrie. In der Industrie konnten auch die deutlichsten Einsparungen erzielt werden, wo zwischen 1990 bis 2008 die energiebedingten CO_2-Emissionen um beinahe 40 % reduziert werden konnten. Der CO_2-Ausstoß im Energieumwandlungssektor konnte im selben Zeitraum nur um 15 % gesenkt werden, im Verkehrssektor gar nur um 6 %.

Die energiebedingten CO_2-Emissionen pro Kopf sind in diesem Zeitraum um insgesamt 23 % gesunken und lagen 2008 bei 9,1 t/a. Der CO_2-Ausstoß je Einheit BIP wurde zwischen 1990 und 2006 um insgesamt 34 % reduziert.

11 Anhang B: Ergebnistabellen und Sensitivitätsanalysen

11.1 Datentabellen „Referenzprognose"

Tabelle 11.1: Ergebnistabelle Referenzprognose (Ra)

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Netto-Stromerzeugung											
Steinkohle	TWh	131	135	134	122	129	122	133	118	77	85
Braunkohle	TWh	152	130	136	143	143	141	135	130	135	133
Mineralöl	TWh	11	7	5	6	5	10	7	7	4	4
Erdgas	TWh	36	39	47	69	73	72	71	110	136	123
Kernenergie	TWh	145	146	161	155	133	126	97	22	0	0
Wasserkraft	TWh	20	24	28	26	25	30	30	31	31	31
Wind	TWh	0	2	8	27	40	55	66	99	128	153
Solar	TWh	0	0	0	1	3	7	10	13	16	19
Biomasse / Müll ern.	TWh	15	14	13	14	23	30	31	36	38	40
Sonstige Erneuerbare	TWh	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh	0	0	9	20	23	10	7	6	5	5
Summe	**TWh**	**508**	**497**	**540**	**581**	**597**	**603**	**588**	**573**	**572**	**596**
Anteil Erneuerbare am Bruttostromverbrauch	%	3,4	4,7	6,3	10,4	14,2	18,1	20,3	27,1	32,3	36,4
Netto-Engpassleistung											
Steinkohle	GW	31	31	30	28	28	30	28	24	20	13
Braunkohle	GW	26	22	20	20	20	21	17	17	18	17
Mineralöl	GW	10	9	7	6	6	4	3	2	1	1
Erdgas	GW	17	20	21	21	22	29	29	32	40	51
Kernenergie	GW	24	23	22	20	20	16	12	3	0	0
Wasserkraft	GW	9	9	9	11	11	11	11	11	11	11
Wind	GW	0	1	6	18	22	30	34	47	53	62
Solar	GW	0	0	0	2	4	8	11	14	18	20
Biomasse / Müll ern.	GW	2	2	2	2	4	6	5	6	6	6
Sonstige Erneuerbare	GW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	GW	0	0	2	6	6	3	3	1	1	1
Summe	**GW**	**119**	**117**	**121**	**134**	**143**	**157**	**153**	**156**	**168**	**182**
Jahresvolllaststunden											
Steinkohle	h	4193	4342	4433	4425	4649	4088	4763	5015	3790	6467
Braunkohle	h	5815	5898	6794	7039	7015	6702	7741	7771	7635	7630
Mineralöl	h	1052	755	691	933	784	2270	2536	3492	3068	4896
Erdgas und sonstige Gase	h	2154	2002	2201	3314	3277	2469	2428	3429	3399	2427
Kernenergie	h	5989	6385	7175	7600	6507	7919	7996	8266	0	0
Wasserkraft	h	2264	2672	2939	2404	2315	2822	2851	2911	2911	2911
Wind	h	714	1645	1243	1475	1781	1852	1946	2093	2405	2466
Solar	h	500	611	577	738	858	929	929	929	929	929
Biomasse / Müll ern.	h	6514	6498	6453	6029	6238	5332	5771	6171	6398	6483
Sonstige Erneuerbare	h	0	0	0	0	0	7446	7446	7446	7446	7446
Sonstige / Müll nicht-ern.	h	0	0	4350	3413	4013	3218	2826	4365	5682	5767
Jahresdurchschnitt	**h**	**4266**	**4240**	**4466**	**4333**	**4164**	**3839**	**3851**	**3662**	**3410**	**3266**
KWK-Strom											
Steinkohle	TWh			28	18	16	18	22	25	25	16
Braunkohle	TWh			6	6	5	5	4	3	3	3
Mineralöl	TWh			1	2	2	3	3	3	0	0
Erdgas	TWh			14	38	43	46	45	61	65	79
Kernenergie	TWh			0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse / Müll ern.	TWh			1	4	7	9	13	15	16	18
sonst. Gase nicht-ern.	TWh			1	1	1	1	1	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh			1	2	2	2	2	2	2	2
Summe	**TWh**			**52**	**71**	**76**	**85**	**90**	**109**	**110**	**118**
Anteil KWK	%			9,6	12,2	12,8	14,1	15,4	19,0	19,3	19,8
Brennstoffeinsatz Stromerzeugung											
Steinkohle	PJ	1270	1332	1268	1161	1345	1073	1130	953	545	675
Braunkohle	PJ	1795	1455	1420	1462	1480	1354	1283	1205	1167	1137
Mineralöl	PJ	109	82	63	92	79	76	56	50	39	39
Erdgas	PJ	332	341	391	607	694	553	498	614	760	665
Kernenergie	PJ	1663	1681	1851	1779	1533	1449	1111	250	0	0
Wasserkraft	PJ	89	99	115	104	74	83	84	88	88	88
Wind	PJ	0	6	34	98	143	198	239	355	461	550
Solar	PJ	0	0	0	5	11	27	35	48	59	68
Biomasse / Müll ern.	PJ	60	60	56	67	113	221	205	266	277	279
Sonstige Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	11	11	18	28	38
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ	108	92	136	54	18	84	70	70	71	67
Summe	**PJ**	**5426**	**5148**	**5335**	**5429**	**5490**	**5128**	**4723**	**3917**	**3494**	**3605**
Erzeugung Fernwärme											
KWK (öffentlich)	**PJ**						**298**	**313**	**319**	**327**	**321**
Steinkohle	PJ						111	128	149	135	66
Braunkohle	PJ						21	17	11	11	11
Mineralöl	PJ						12	12	11	1	1
Erdgas	PJ						133	128	120	146	204
Biomasse / Müll ern.	PJ						13	19	20	26	31
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						1	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						8	8	8	8	8
Heizwerke (öffentlich)	**PJ**						**54**	**55**	**56**	**53**	**53**
Steinkohle	PJ						2	2	1	0	0
Braunkohle	PJ						0	0	0	0	0
Mineralöl	PJ						0	0	0	0	0
Erdgas	PJ						44	44	44	41	39
Biomasse / Müll ern.	PJ						3	5	6	7	8
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						5	5	5	5	5
Abwärme	**PJ**						**5**	**5**	**6**	**6**	**6**
Summe	**PJ**						**358**	**373**	**381**	**386**	**379**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Primärenergieverbrauch (Wirkungsgrad Methode)											
Steinkohle	PJ	2306	2060	2021	1808	1990	1740	1774	1556	1121	1163
Braunkohle	PJ	3201	1734	1550	1596	1612	1425	1365	1272	1217	1184
Mineralöl	PJ	5217	5689	5499	5166	4701	4689	4626	4244	3999	3904
Gase	PJ	2328	2812	2996	3236	3118	2749	2623	2746	2833	2690
Kernenergie	PJ	1668	1682	1851	1779	1533	1449	1111	250	0	0
Wasser, Wind, Solar	PJ	58	83	127	173	228	354	410	547	668	773
Sonst. Erneuerbare	PJ	125	192	346	602	746	850	908	1090	1104	1047
Müll (nicht-ern.)	PJ	0	0	0	136	133	137	137	138	138	139
Stromimport	PJ	3	17	11	-31	-68	9	97	136	172	121
Summe	**PJ**	**14905**	**14269**	**14401**	**14465**	**13993**	**13403**	**13052**	**11979**	**11253**	**11021**
Endenergieverbrauch											
Kohlen	PJ	1481	629	513	396	484	397	384	325	304	288
Mineralölprodukte	PJ	3980	4305	4064	3730	3242	3315	3257	2895	2625	2542
Gas + LPG	PJ	1871	2260	2410	2266	2169	2065	1984	1974	1933	1808
Strom	PJ	1638	1650	1780	1864	1904	1995	2032	2016	2042	2079
Fernwärme	PJ	383	366	265	264	264	296	309	318	327	325
Erneuerbare	PJ	120	112	202	371	489	571	649	743	725	722
Müll	PJ	0	0	0	30	33	26	41	40	38	38
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**9473**	**9323**	**9234**	**8920**	**8585**	**8664**	**8657**	**8312**	**7995**	**7803**
Anteil Erneuerbarer am Endenergieverbrauch	%						11,2	12,8	16,2	18,2	20,0
Endenergieverbrauch Industrie											
Kohlen	PJ	868	479	445	355	437	356	348	306	304	288
Mineralölprodukte	PJ	308	299	199	174	158	130	116	72	64	54
Gas	PJ	936	929	972	909	842	763	722	747	702	672
Strom	PJ	748	685	748	823	816	838	881	836	841	865
Fernwärme	PJ	101	70	43	45	44	45	44	43	42	41
Erneuerbare	PJ	16	11	14	88	114	112	152	171	173	175
Müll	PJ	0	0	0	30	33	26	41	40	38	38
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2977**	**2474**	**2421**	**2424**	**2444**	**2269**	**2303**	**2216**	**2165**	**2133**
Endenergieverbrauch GHD											
Kohlen	PJ	250	46	19	9	12	11	9	6	1	1
Mineralölprodukte	PJ	603	550	406	364	266	263	238	210	200	179
Gas	PJ	302	406	454	397	433	420	400	345	321	295
Strom	PJ	419	447	504	473	522	565	566	559	559	556
Fernwärme	PJ	122	125	91	88	90	104	111	122	134	134
Erneuerbare	PJ	39	5	4	10	18	56	60	61	66	73
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**1733**	**1579**	**1478**	**1341**	**1340**	**1419**	**1383**	**1303**	**1281**	**1238**
Endenergieverbrauch Haushalte											
Kohlen	PJ	363	104	49	32	35	30	27	13	0	0
Mineralölprodukte	PJ	740	902	779	689	441	569	526	396	283	256
Gas	PJ	633	925	984	1012	887	852	819	810	811	735
Strom	PJ	422	458	470	509	508	532	523	550	553	552
Fernwärme	PJ	160	171	131	131	130	148	155	153	151	149
Erneuerbare	PJ	65	96	171	196	202	270	302	306	299	293
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2383**	**2656**	**2584**	**2569**	**2202**	**2401**	**2352**	**2228**	**2097**	**1985**
Endenergieverbrauch Verkehr											
Diesel	PJ	802	1019	1145	1109	1102	1093	1160	1085	1022	1058
Benzin	PJ	1330	1301	1238	993	894	855	789	669	565	483
Kerosin	PJ	196	233	297	344	374	404	428	462	490	512
Biokraftstoffe	PJ	0	0	12	77	155	132	135	206	186	181
Gas inkl. LPG	PJ	0	1	1	5	14	30	44	72	100	106
Strom	PJ	49	58	57	58	59	60	63	71	89	106
Sonstige	PJ	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2379**	**2614**	**2751**	**2586**	**2598**	**2574**	**2619**	**2565**	**2452**	**2446**
CO2-Emissionen											
Umwandlung/ Erzeugung	Mio. t	419	361	351	369	389	336	326	280	214	213
Industrie	Mio. t	239	193	181	166	173	166	159	154	147	145
Haushalte, GHD, Landwirtschaft	Mio. t	216	194	172	159	129	140	134	117	109	101
Transport	Mio. t	158	172	177	156	148	150	151	139	128	125
Summe (exkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1032**	**920**	**881**	**849**	**839**	**792**	**770**	**689**	**599**	**584**
Internationaler Luftverkehr	Mio. t	11	15	19	23	25	24	25	28	30	32
Summe (inkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1044**	**934**	**901**	**873**	**864**	**816**	**795**	**717**	**629**	**616**
davon Energiebedingt	Mio. t	**960**	**854**	**818**	**795**	**781**	**747**	**728**	**653**	**565**	**552**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Nettoimporte (Wirkungsgradmethode)											
Kohlen	PJ	145	434	925	1062	1321	1441	1594	1556	1121	1163
Mineralölprodukte	PJ	4956	5421	5215	5111	4431	4575	4521	4154	3999	3904
Gas	PJ	1761	2220	2368	2571	2592	2309	2223	2386	2833	2690
Kernenergie	PJ	1606	1682	1851	1779	1533	1449	1111	250	0	0
Strom	PJ	3	17	11	-31	-68	9	97	136	172	121
Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	39	35	98	88	111
Sonstiges	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	PJ	**8471**	**9775**	**10371**	**10492**	**9809**	**9822**	**9581**	**8580**	**8213**	**7989**
Rahmenannahmen											
Bruttoinlandsprodukt	Mrd. € 2000	1720	1867	2063	2125	2242	2254	2394	2526	2652	2784
Bevölkerung	Mio.	79,0	82,0	82,0	82,0	82,0	82,0	82,0	81,0	81,0	80,0
Beschäftigte GHD	Mio.	26	28,00	30,00	30,00	31,00	30,00	30,00	30,00	30,00	29,00
Haushalte	Mio.	35,0	37,0	38,0	39,0	40,0	41,0	41,0	42,0	42,0	42,0
Wohnfläche HH	[Mio. m²]	2774	3005	3245	3395	3448	3574	3654	3787	3913	4014
Indikatoren											
Primärenergieverbrauch pro Person	PJ/ Mio. PER	188	175	175	175	170	163	160	147	140	138
Energieproduktivität (BIP/PEV)	Mrd. €2000/PJ	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,21	0,24	0,25
Energieintensität (PEV/BIP)	PJ/Mrd. €2000	8,67	7,64	6,98	6,81	6,24	5,95	5,45	4,74	4,24	3,96
CO2-Intensität des BIP	kg/€2000	0,60	0,49	0,43	0,40	0,37	0,35	0,32	0,27	0,23	0,21
CO2-Intensität pro Person	t/PER	13,01	11,26	10,72	10,30	10,20	9,66	9,41	8,47	7,43	7,33
CO2-Intensität des Primärenergieverbrauchs	Mio. t/EJ	69,26	64,47	61,19	58,73	59,96	59,12	58,98	57,55	53,25	53,01
Endenergieintensität Ind. (EEVIndustrie/BIP)	TJ/Mrd. €2000	1731	1325	1174	1141	1090	1007	962	877	816	766
Endenergieintensität GHD (EEVGHD/Beschäftigte)	TJ/Tsd. Erwerbst. GHD	66,2	56,8	49,6	44,5	43,1	47,5	46,7	43,8	43,3	43,3
Endenergieintensität HH (EEVHaushalte/Wohnfläche)	MJ/qm Fläche	859,0	883,6	796,3	756,6	638,7	671,9	643,7	588,2	535,9	494,5
Effizienz Verkehr (Kraftstoffverbrauch PKW/100 km)	[lBenzin äqu. /100 km]	9,5	8,9	8,4	8,0	8,0	6,9	6,6	6,0	5,3	4,9

Tabelle 11.2: Energiebilanz Deutschland 2012 für die Referenzprognose (Ra)

PJ	Energiebilanz DE 2012														
	Stein-kohle	Braun-kohle	Mineralöle						Gase	Erneuer-bare Energien	Sonstige Energie-träger	Elektrischer Strom und andere Energieträger			Energie-träger insgesamt
			Erdöl (roh)	Benzin	Diesel	Kerosin	Heizöl	Sonstige				Strom	Kernenergie	Fernwärme	Summe
Gewinnung im Inland	299	1425	114	0	0	0	0	0	440	1166	137	0	0	0	3581
Außenhandelssaldo	1441	0	4400	-336	-197	207	-57	558	2309	39	0	9	1449	0	9822
PRIMARENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**1740**	**1425**	**4514**	**-336**	**-197**	**207**	**-57**	**558**	**2749**	**1205**	**137**	**9**	**1449**	**0**	**13403**
Öffentliche Wärmekraftwerke	987	1354	0	0	0	0	46	28	420	146	46	0	0	0	3026
Industriewärmekraftwerke	86	0	0	0	0	0	1	1	133	86	38	0	0	0	345
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1449	0	1449
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	308	0	35	0	0	343
Öffentliche Heizkraftwerke	127	26	0	0	0	0	17	0	154	39	20	0	0	0	382
Fernheizwerke	2	0	0	0	0	0	0	0	62	20	6	0	0	0	91
Raffinerien	0	0	4514	130	0	0	113	129	0	0	0	25	0	0	4911
Übrige Umwandlungssbereiche	389	41	0	0	0	0	0	0	111	353	0	29	0	0	923
Umwandlungseinsatz und Eigenverbrauch insgesamt	**1591**	**1420**	**4514**	**130**	**1**	**0**	**176**	**159**	**879**	**952**	**111**	**89**	**1449**	**0**	**11472**
Öffentliche Wärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1209	0	0	1209
Industriewärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176	0	0	176
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	455	0	0	455
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	332	0	0	332
Öffentliche Heizkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	298	298
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	54
Raffinerien	0	0	0	1335	1367	200	1165	493	0	0	0	0	0	0	4559
Übrige Umwandlungssbereiche	212	38	0	0	0	0	0	0	294	318	0	0	0	5	867
Umwandlungsausstoß insgesamt	**212**	**38**	**0**	**1335**	**1367**	**200**	**1165**	**493**	**294**	**318**	**0**	**2173**	**0**	**358**	**7952**
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	98	0	62	190
ENERGIEANGEBOT IM INL.UMWANDLUNGSEKTOR	**361**	**43**	**0**	**869**	**1169**	**406**	**931**	**892**	**2133**	**571**	**26**	**1995**	**0**	**296**	**9693**
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	**8**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**131**	**805**	**86**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1030**
Statistische Differenzen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENDENERGIEVERBRAUCH	**354**	**43**	**0**	**869**	**1169**	**406**	**800**	**88**	**2047**	**571**	**26**	**1995**	**0**	**296**	**8664**
Eisen & Stahl	238	0	0	0	0	0	19	5	121	0	0	92	0	1	476
Chemie	8	4	0	0	0	0	25	12	191	12	7	199	0	16	474
Nichteisen	4	1	0	0	0	0	3	1	38	0	0	68	0	1	116
NM-Mineralische Stoffe	42	23	0	0	0	0	6	3	99	19	5	32	0	1	230
Papier	22	0	0	0	0	0	3	0	91	55	0	69	0	2	243
Glas	0	0	0	0	0	0	7	1	23	0	0	11	0	0	42
Sonstige	10	4	0	0	0	0	42	3	199	26	14	366	0	23	688
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	**324**	**32**	**0**	**0**	**0**	**0**	**106**	**24**	**763**	**112**	**26**	**838**	**0**	**45**	**2269**
Schienenverkehr	0	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0	59	0	0	79
Straßenverkehr	0	0	0	854	1062	0	0	18	12	131	0	1	0	0	2078
Luftverkehr	0	0	0	1	0	404	0	0	0	0	0	0	0	0	406
Küsten- und Binnenschiffahrt	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11
Verkehr insgesamt	**0**	**0**	**0**	**855**	**1093**	**404**	**0**	**18**	**12**	**132**	**0**	**60**	**0**	**0**	**2574**
Haushalte	18	11	0	2	0	0	543	24	852	270	0	532	0	148	2401
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	11	0	0	12	76	2	152	21	420	56	0	565	0	104	1419
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	**29**	**11**	**0**	**14**	**76**	**2**	**695**	**46**	**1272**	**327**	**0**	**1097**	**0**	**251**	**3820**

Tabelle 11.3: Energiebilanz Deutschland 2015 für die Referenzprognose (Ra)

PJ	Energiebilanz DE 2015														
	Stein-kohle	Braun-kohle	Mineralöle						Gase	Erneuer-bare Energien	Sonstige Energie-träger	Elektrischer Strom und andere Energieträger			Energie-träger insgesamt
			Erdöl (roh)	Benzin	Diesel	Kerosin	Heizöl	Sonstige				Strom	Kemenergie	Fernwärme	Summe
Gewinnung im Inland	180	1365	105	0	0	0	0	0	400	1284	137	0	0	0	3471
Außenhandelssaldo	1594	0	4433	-396	-186	213	-159	616	2223	35	0	97	1111	0	9581
PRIMARENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**1774**	**1365**	**4538**	**-396**	**-186**	**213**	**-159**	**616**	**2623**	**1318**	**137**	**97**	**1111**	**0**	**13052**
Öffentliche Wärmekraftwerke	1056	1283	0	0	0	0	34	21	383	143	33	0	0	0	2953
Industriewärmekraftwerke	74	0	0	0	0	0	0	0	115	74	37	0	0	0	300
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1111	0	1111
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	358	0	35	0	0	394
Öffentliche Heizkraftwerke	149	21	0	0	0	0	13	0	149	49	20	0	0	0	402
Fernheizwerke	2	0	0	0	0	0	0	0	49	21	6	0	0	0	78
Raffinerien	0	0	4538	131	0	0	114	130	0	0	0	24	0	0	4938
Übrige Umwandlungssbereiche	336	56	0	0	0	0	0	0	200	381	0	24	0	0	997
Umwandlungseinsatz und Eigenverbrauch insgesamt	**1617**	**1360**	**4538**	**131**	**1**	**0**	**161**	**151**	**896**	**1025**	**97**	**84**	**1111**	**0**	**11172**
Öffentliche Wärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1219	0	0	1219
Industriewärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	166	0	0	166
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	349	0	0	349
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	383	0	0	383
Öffentliche Heizkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	313	313
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55	55
Raffinerien	0	0	0	1330	1420	217	1176	437	0	0	0	0	0	0	4581
Übrige Umwandlungssbereiche	179	51	0	0	0	0	0	0	349	356	0	0	0	5	939
Umwandlungsausstoß insgesamt	**179**	**51**	**0**	**1330**	**1420**	**217**	**1176**	**437**	**349**	**356**	**0**	**2116**	**0**	**373**	**8004**
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0	0	0	29	0	0	97	0	63	189
ENERGIEANGEBOT IM INL.UMWANDLUNGSEKTOR	**336**	**56**	**0**	**803**	**1234**	**430**	**856**	**903**	**2046**	**649**	**41**	**2032**	**0**	**309**	**9695**
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	**8**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**131**	**813**	**86**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1039**
Statistische Differenzen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENDENERGIEVERBRAUCH	**328**	**56**	**0**	**803**	**1234**	**430**	**725**	**90**	**1960**	**649**	**41**	**2032**	**0**	**309**	**8657**
Eisen & Stahl	229	0	0	0	0	0	18	5	109	0	0	103	0	1	465
Chemie	8	4	0	0	0	0	23	11	177	28	7	208	0	22	488
Nichteisen	4	1	0	0	0	0	3	1	37	0	0	70	0	1	117
NM-Mineralische Stoffe	33	31	0	0	0	0	5	2	90	26	5	33	0	1	226
Papier	24	0	0	0	0	0	2	0	86	78	0	72	0	0	263
Glas	0	0	0	0	0	0	7	1	23	0	0	11	0	0	42
Sonstige	5	9	0	0	0	0	36	3	200	20	28	382	0	19	702
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	**303**	**45**	**0**	**0**	**0**	**0**	**94**	**22**	**722**	**152**	**41**	**881**	**0**	**44**	**2303**
Schienenverkehr	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	0	61	0	0	81
Straßenverkehr	0	0	0	788	1129	0	0	24	19	135	0	2	0	0	2097
Luftverkehr	0	0	0	1	0	428	0	0	0	0	0	0	0	0	430
Küsten- und Binnenschiffahrt	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
Verkehr insgesamt	**0**	**0**	**0**	**789**	**1159**	**428**	**0**	**24**	**19**	**135**	**0**	**63**	**0**	**0**	**2619**
Haushalte	16	11	0	2	0	0	501	24	819	302	0	523	0	155	2352
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	9	0	0	12	74	2	130	20	400	60	0	566	0	111	1383
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	**25**	**11**	**0**	**14**	**74**	**2**	**631**	**43**	**1218**	**362**	**0**	**1089**	**0**	**265**	**3735**

Tabelle 11.4: Energiebilanz Deutschland 2020 für die Referenzprognose (Ra)

PJ	Energiebilanz DE 2020														
	Stein-kohle	Braun-kohle	Mineralöle						Gase	Erneuer-bare Energien	Sonstige Energie-träger	Elektrischer Strom und andere Energieträger			Energie-träger insgesamt
			Erdöl (roh)	Benzin	Diesel	Kerosin	Heizöl	Sonstige				Strom	Kernenergie	Fernwärme	Summe
Gewinnung im Inland	0	1272	90	0	0	0	0	0	360	1539	138	0	0	0	3399
Außenhandelssaldo	1556	0	4453	-509	-355	217	-367	716	2386	98	0	136	250	0	8580
PRIMARENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**1556**	**1272**	**4543**	**-509**	**-355**	**217**	**-367**	**716**	**2746**	**1637**	**138**	**136**	**250**	**0**	**11979**
Öffentliche Wärmekraftwerke	905	1205	0	0	0	0	31	19	411	215	30	0	0	0	2816
Industriewärmekraftwerke	48	0	0	0	0	0	0	0	203	69	40	0	0	0	360
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	250
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	491	0	35	0	0	526
Öffentliche Heizkraftwerke	170	13	0	0	0	0	12	0	139	50	21	0	0	0	404
Fernheizwerke	2	0	0	0	0	0	0	0	49	21	6	0	0	0	77
Raffinerien	0	0	4543	131	0	0	114	130	0	0	0	24	0	0	4942
Übrige Umwandlungssbereiche	265	50	0	0	0	0	0	0	230	419	0	34	0	0	997
Umwandlungseinsatz und Eigenverbrauch insgesamt	**1389**	**1268**	**4543**	**131**	**0**	**0**	**157**	**149**	**1031**	**1265**	**97**	**93**	**250**	**0**	**10374**
Öffentliche Wärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1233	0	0	1233
Industriewärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	0	0	236
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	79	0	0	79
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	515	0	0	515
Öffentliche Heizkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	319	319
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	56	56
Raffinerien	0	0	0	1322	1511	246	1196	344	0	0	0	0	0	0	4620
Übrige Umwandlungssbereiche	116	46	0	0	0	0	0	0	339	371	0	0	0	6	879
Umwandlungsausstoß insgesamt	**116**	**46**	**0**	**1322**	**1511**	**246**	**1196**	**344**	**339**	**371**	**0**	**2063**	**0**	**381**	**7937**
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	90	0	63	183
ENERGIEANGEBOT IM INL.UMWANDLUNGSEKTOR	**283**	**51**	**0**	**682**	**1155**	**463**	**672**	**912**	**2024**	**743**	**40**	**2016**	**0**	**318**	**9359**
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	**8**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**131**	**821**	**86**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1047**
Statistische Differenzen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENDENERGIEVERBRAUCH	**274**	**50**	**0**	**682**	**1155**	**463**	**541**	**91**	**1938**	**743**	**40**	**2016**	**0**	**318**	**8312**
Eisen & Stahl	216	0	0	0	0	0	17	5	115	0	0	116	0	1	469
Chemie	4	3	0	0	0	0	12	6	192	28	7	193	0	24	468
Nichteisen	4	1	0	0	0	0	3	1	35	1	0	67	0	1	112
NM-Mineralische Stoffe	30	30	0	0	0	0	2	1	82	31	5	30	0	1	212
Papier	5	0	0	0	0	0	1	0	96	89	0	85	0	0	276
Glas	0	0	0	0	0	0	6	1	23	0	0	10	0	0	40
Sonstige	5	8	0	0	0	0	19	1	205	22	28	335	0	16	640
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	**264**	**42**	**0**	**0**	**0**	**0**	**59**	**14**	**747**	**171**	**40**	**836**	**0**	**43**	**2216**
Schienenverkehr	0	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	64	0	0	82
Straßenverkehr	0	0	0	668	1055	0	0	37	36	205	0	7	0	0	2008
Luftverkehr	0	0	0	1	0	462	0	0	0	0	0	0	0	0	463
Küsten- und Binnenschiffahrt	0	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
Verkehr insgesamt	**0**	**0**	**0**	**669**	**1085**	**462**	**0**	**37**	**36**	**206**	**0**	**71**	**0**	**0**	**2565**
Haushalte	5	8	0	2	0	0	372	22	810	306	0	550	0	153	2228
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	6	0	0	11	71	1	110	18	345	61	0	559	0	122	1303
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	**10**	**8**	**0**	**13**	**71**	**1**	**482**	**40**	**1155**	**367**	**0**	**1109**	**0**	**275**	**3531**

Tabelle 11.5: Energiebilanz Deutschland 2025 für die Referenzprognose (Ra)

PJ	Energiebilanz DE 2025														
	Stein-kohle	Braun-kohle	Mineralöle						Gase	Erneuer-bare Energien	Sonstige Energie-träger	Elektrischer Strom und andere Energieträger			Energie-träger insgesamt
			Erdöl (roh)	Benzin	Diesel	Kerosin	Heizöl	Sonstige				Strom	Kernenergie	Fernwärme	Summe
Gewinnung im Inland	0	1217	0	0	0	0	0	0	0	1685	138	0	0	0	3039
Außenhandelssaldo	1121	0	4618	-603	-513	215	-528	810	2833	88	0	172	0	0	8213
PRIMARENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**1121**	**1217**	**4618**	**-603**	**-513**	**215**	**-528**	**810**	**2833**	**1773**	**138**	**172**	**0**	**0**	**11253**
Öffentliche Wärmekraftwerke	513	1167	0	0	0	0	24	15	532	249	43	0	0	0	2542
Industriewärmekraftwerke	32	0	0	0	0	0	0	0	228	57	28	0	0	0	345
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	608	0	35	0	0	643
Öffentliche Heizkraftwerke	154	13	0	0	0	0	1	0	165	49	21	0	0	0	403
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	45	21	7	0	0	0	72
Raffinerien	0	0	4618	133	0	0	116	132	0	0	0	24	0	0	5024
Übrige Umwandlungssbereiche	239	34	0	0	0	0	0	0	203	422	1	42	0	0	941
Umwandlungseinsatz und Eigenverbrauch insgesamt	**938**	**1214**	**4618**	**133**	**0**	**0**	**141**	**147**	**1173**	**1404**	**100**	**102**	**0**	**0**	**9970**
Öffentliche Wärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1187	0	0	1187
Industriewärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	241	0	0	241
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	632	0	0	632
Öffentliche Heizkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	327	327
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53	53
Raffinerien	0	0	0	1314	1602	276	1215	250	0	0	0	0	0	0	4657
Übrige Umwandlungssbereiche	95	32	0	0	0	0	0	0	340	356	0	0	0	6	828
Umwandlungsausstoß insgesamt	**95**	**32**	**0**	**1314**	**1602**	**276**	**1215**	**250**	**340**	**356**	**0**	**2060**	**0**	**386**	**7925**
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0	0	0	31	0	0	88	0	58	178
ENERGIEANGEBOT IM INL.UMWANDLUNGSEKTOR	**279**	**34**	**0**	**577**	**1090**	**491**	**546**	**913**	**1968**	**725**	**38**	**2042**	**0**	**327**	**9030**
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	**9**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**128**	**814**	**84**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1035**
Statistische Differenzen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENDENERGIEVERBRAUCH	**270**	**34**	**0**	**577**	**1090**	**491**	**418**	**99**	**1884**	**725**	**38**	**2042**	**0**	**327**	**7995**
Eisen & Stahl	221	0	0	0	0	0	16	4	100	0	0	128	0	1	469
Chemie	8	1	0	0	0	0	13	6	192	21	8	200	0	26	475
Nichteisen	4	1	0	0	0	0	2	1	31	3	0	65	0	0	107
NM-Mineralische Stoffe	27	28	0	0	0	0	1	0	76	35	6	30	0	1	204
Papier	2	0	0	0	0	0	1	0	95	96	0	92	0	0	287
Glas	0	0	0	0	0	0	5	0	23	0	0	10	0	0	38
Sonstige	7	4	0	0	0	0	14	1	186	18	25	316	0	13	585
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	**270**	**34**	**0**	**0**	**0**	**0**	**52**	**13**	**702**	**173**	**38**	**841**	**0**	**42**	**2165**
Schienenverkehr	0	0	0	0	17	0	0	0	0	1	0	67	0	0	85
Straßenverkehr	0	0	0	564	993	0	0	49	51	185	0	22	0	0	1863
Luftverkehr	0	0	0	1	0	490	0	0	0	0	0	0	0	0	491
Küsten- und Binnenschiffahrt	0	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
Verkehr insgesamt	**0**	**0**	**0**	**565**	**1022**	**490**	**0**	**49**	**51**	**186**	**0**	**89**	**0**	**0**	**2452**
Haushalte	0	0	0	2	0	0	260	21	811	299	0	553	0	151	2097
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	1	0	0	10	67	1	106	16	321	66	0	559	0	134	1281
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	**1**	**0**	**0**	**12**	**67**	**1**	**366**	**37**	**1131**	**365**	**0**	**1112**	**0**	**285**	**3378**

Tabelle 11.6: Energiebilanz Deutschland 2030 für die Referenzprognose (Ra)

PJ	Energiebilanz DE 2030														
	Stein-kohle	Braun-kohle	Mineralöle						Gase	Erneuer-bare Energien	Sonstige Energie-träger	Elektrischer Strom und andere Energieträger			Energie-träger insgesamt
			Erdöl (roh)	Benzin	Diesel	Kerosin	Heizöl	Sonstige				Strom	Kernenergie	Fernwärme	Summe
Gewinnung im Inland	0	1184	0	0	0	0	0	0	0	1709	139	0	0	0	3031
Außenhandelssaldo	1163	0	4659	-676	-572	207	-600	887	2690	111	0	121	0	0	7989
PRIMARENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**1163**	**1184**	**4659**	**-676**	**-572**	**207**	**-600**	**887**	**2690**	**1820**	**139**	**121**	**0**	**0**	**11021**
Öffentliche Wärmekraftwerke	658	1137	0	0	0	0	24	15	376	263	46	0	0	0	2519
Industriewärmekraftwerke	17	0	0	0	0	0	0	0	289	54	21	0	0	0	381
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	705	0	35	0	0	741
Öffentliche Heizkraftwerke	76	13	0	0	0	0	1	0	231	48	19	0	0	0	388
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	44	22	6	0	0	0	71
Raffinerien	0	0	4659	135	0	0	117	133	0	0	0	25	0	0	5068
Übrige Umwandlungssbereiche	238	32	0	0	0	0	0	0	214	329	8	41	0	0	863
Umwandlungseinsatz und Eigenverbrauch insgesamt	**989**	**1183**	**4659**	**135**	**0**	**0**	**142**	**148**	**1154**	**1420**	**100**	**101**	**0**	**0**	**10031**
Öffentliche Wärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1151	0	0	1151
Industriewärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	0	0	265
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	730	0	0	730
Öffentliche Heizkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	321	321
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53	53
Raffinerien	0	0	0	1304	1695	306	1234	153	0	0	0	0	0	0	4692
Übrige Umwandlungssbereiche	92	30	0	0	0	0	0	0	340	323	0	0	0	6	790
Umwandlungsausstoß insgesamt	**92**	**30**	**0**	**1304**	**1695**	**306**	**1234**	**153**	**340**	**323**	**0**	**2145**	**0**	**379**	**8001**
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	86	0	54	170
ENERGIEANGEBOT IM INL.UMWANDLUNGSEKTOR	**266**	**31**	**0**	**494**	**1122**	**513**	**491**	**892**	**1846**	**722**	**38**	**2079**	**0**	**325**	**8821**
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	**9**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**124**	**803**	**81**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1018**
Statistische Differenzen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENDENERGIEVERBRAUCH	**257**	**31**	**0**	**494**	**1122**	**513**	**367**	**89**	**1765**	**722**	**38**	**2079**	**0**	**325**	**7803**
Eisen & Stahl	214	0	0	0	0	0	15	4	95	0	0	140	0	1	469
Chemie	8	0	0	0	0	0	13	6	191	16	8	193	0	30	464
Nichteisen	4	1	0	0	0	0	2	0	26	4	0	62	0	0	100
NM-Mineralische Stoffe	24	28	0	0	0	0	0	0	71	34	7	30	0	1	195
Papier	0	0	0	0	0	0	1	0	84	106	2	97	0	0	290
Glas	0	0	0	0	0	0	4	0	23	0	0	9	0	0	36
Sonstige	6	3	0	0	0	0	8	1	182	15	21	334	0	9	579
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	**256**	**31**	**0**	**0**	**0**	**0**	**42**	**11**	**672**	**175**	**38**	**865**	**0**	**41**	**2133**
Schienenverkehr	0	0	0	0	16	0	0	0	0	1	0	71	0	0	88
Straßenverkehr	0	0	0	482	1029	0	0	44	63	179	0	35	0	0	1832
Luftverkehr	0	0	0	1	0	512	0	0	0	0	0	0	0	0	513
Küsten- und Binnenschiffahrt	0	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
Verkehr insgesamt	**0**	**0**	**0**	**483**	**1058**	**512**	**0**	**44**	**63**	**181**	**0**	**106**	**0**	**0**	**2446**
Haushalte	0	0	0	2	0	0	234	20	735	293	0	552	0	149	1985
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	1	0	0	9	64	1	91	14	295	73	0	556	0	134	1238
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	**1**	**0**	**0**	**11**	**64**	**1**	**325**	**34**	**1030**	**366**	**0**	**1108**	**0**	**284**	**3223**

Tabelle 11.7: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2012 für die Referenzprognose (Ra)

Satellitenbilanz:	Zeile	Erneuerbare Energien								
		Wasser- und Windkraft einschl. Photovoltaik			Biomasse und erneuerbare Abfälle		Sonstige Erneuerbare Energien			Insgesamt
		PJ			PJ	PJ	PJ			PJ
		Wasser-kraft	Wind-	Photo-voltaik	Biomasse-nutzung	Siedlungsabfälle (einschl. Deponiegas)	Geo-thermie	Solar-	Umgebungs-wärme	
Gewinnung im Inland	1	82,8	198,2	26,5	651,7	62,3	25,9	45,2	73,2	1165,9
Einfuhr	2				109,5					109,5
Bestandsentnahmen	3									0,0
Energieaufkommen im Inland	4	82,8	198,2	26,5	761,3	62,3	25,9	45,2	73,2	1275,5
Ausfuhr	5				70,9					70,9
Bestandsaufstockungen	7									0,0
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**8**	**82,8**	**198,2**	**26,5**	**690,3**	**62,3**	**25,9**	**45,2**	**73,2**	**1204,5**
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11				115,3	19,6	11,0			145,9
Industriewärmekraftwerke	12				75,1	10,8				85,9
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14	82,8	198,2	26,5						307,6
Öffentliche Heizkraftwerke	15				38,7	0,0				38,7
Fernheizwerke	16				9,4	11,0				20,4
Hochöfen	17									0,0
Sonstige Energieerzeuger	19				353,5					353,5
Umwandlungseinsatz insgesamt	20	82,8	198,2	26,5	592,0	41,4	11,0	0,0	0,0	952,0
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23									0,0
Industriewärmekraftwerke	24									0,0
Wasserkraftwerke	25									0,0
Windkraftanlagen	26									0,0
Photovoltaikanlagen	27									0,0
Öffentliche Heizkraftwerke	28									0,0
Fernheizwerke	29									0,0
Sonstige Energieerzeuger	30				318,1					318,1
Umwandlungsausstoß insgesamt	31	0,0	0,0	0,0	318,1	0,0	0,0	0,0	0,0	318,1
Kraftwerke	32									0,0
Erdöl- und Erdgasgewinnung	33									0,0
Raffinerien	34									0,0
Sonstige Energieerzeuger	35									0,0
E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fackel- u. Leitungsverluste	37									0,0
ENERGIEANGEBOT IM INL.N.UMWANDLUNGSBILANZ	38	0,0	0,0	0,0	416,3	20,9	14,9	45,2	73,2	570,6
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	39									0,0
Statistische Differenzen	40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ENDENERGIEVERBRAUCH	41	0,0	0,0	0,0	416,3	20,9	14,9	45,2	73,2	570,6
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	42	0,0	0,0	0,0	91,0	20,9				111,9
Schienenverkehr	43				0,4					0,4
Straßenverkehr	44				131,3					131,3
Luftverkehr	45				0,0					0,0
Küsten- und Binnenschiffahrt	46				0,3					0,3
Verkehr insgesamt	47	0,0	0,0	0,0	132,0	0,0	0,0	0,0	0,0	132,0
Haushalte	48				179,0		8,9	17,9	64,7	270,5
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	49				14,4		6,0	27,4	8,5	56,2
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	50	0,0	0,0	0,0	193,4	0,0	14,9	45,2	73,2	326,7

Tabelle 11.8: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2015 für die Referenzprognose (Ra)

Satellitenbilanz:	Zeile	Erneuerbare Energien								
		Wasser- und Windkraft einschl. Photovoltaik			Biomasse und erneuerbare Abfälle		Sonstige Erneuerbare Energien			Insgesamt
		PJ			PJ	PJ	PJ			PJ
		Wasser-kraft	Wind-	Photo-voltaik	Biomasse-nutzung	Siedlungsabfälle (einschl. Deponiegas)	Geo-thermie	Solar-	Umgebungs-wärme	
Gewinnung im Inland	1	84,5	238,7	35,2	670,3	64,4	30,5	51,5	108,5	1283,6
Einfuhr	2				104,8					104,8
Bestandsentnahmen	3									0,0
Energieaufkommen im Inland	4	84,5	238,7	35,2	775,1	64,4	30,5	51,5	108,5	1388,4
Ausfuhr	5				70,1					70,1
Bestandsaufstockungen	7									0,0
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**8**	**84,5**	**238,7**	**35,2**	**705,0**	**64,4**	**30,5**	**51,5**	**108,5**	**1318,3**
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11				111,9	19,6	11,0			142,6
Industriewärmekraftwerke	12				62,8	11,0				73,8
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14	84,5	238,7	35,2						358,4
Öffentliche Heizkraftwerke	15				48,6	0,0				48,6
Fernheizwerke	16				9,4	11,1				20,5
Hochöfen	17									0,0
Sonstige Energieerzeuger	19				380,9					380,9
Umwandlungseinsatz insgesamt	20	84,5	238,7	35,2	613,7	41,8	11,0	0,0	0,0	1024,9
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23									0,0
Industriewärmekraftwerke	24									0,0
Wasserkraftwerke	25									0,0
Windkraftanlagen	26									0,0
Photovoltaikanlagen	27									0,0
Öffentliche Heizkraftwerke	28									0,0
Fernheizwerke	29									0,0
Sonstige Energieerzeuger	30				355,5					355,5
Umwandlungsausstoß insgesamt	31	0,0	0,0	0,0	355,5	0,0	0,0	0,0	0,0	355,5
Kraftwerke	32									0,0
Erdöl- und Erdgasgewinnung	33									0,0
Raffinerien	34									0,0
Sonstige Energieerzeuger	35									0,0
E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fackel- u. Leitungsverluste	37									0,0
ENERGIEANGEBOT IM INL.N.UMWANDLUNGSBILANZ	38	0,0	0,0	0,0	446,9	22,6	19,5	51,5	108,5	649,0
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	39									0,0
Statistische Differenzen	40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ENDENERGIEVERBRAUCH	41	0,0	0,0	0,0	446,9	22,6	19,5	51,5	108,5	649,0
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	42	0,0	0,0	0,0	129,0	22,6				151,7
Schienenverkehr	43				0,2					0,2
Straßenverkehr	44				134,9					134,9
Luftverkehr	45				0,0					0,0
Küsten- und Binnenschiffahrt	46				0,3					0,3
Verkehr insgesamt	47	0,0	0,0	0,0	135,4	0,0	0,0	0,0	0,0	135,4
Haushalte	48				167,5		12,0	25,5	97,1	302,0
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	49				15,0		7,5	26,0	11,4	59,9
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	50	0,0	0,0	0,0	182,5	0,0	19,5	51,5	108,5	361,9

Tabelle 11.9: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2020 für die Referenzprognose (Ra)

Satellitenbilanz:	Zeile	Erneuerbare Energien								
		Wasser- und Windkraft einschl. Photovoltaik			Biomasse und erneuerbare Abfälle		Sonstige Erneuerbare Energien			Insgesamt
		PJ			PJ	PJ	PJ			PJ
		Wasser-kraft	Wind-	Photo-voltaik	Biomasse-nutzung	Siedlungsabfälle (einschl. Deponiegas)	Geo-thermie	Solar-	Umgebungs-wärme	
Gewinnung im Inland	1	88,1	355,0	47,8	777,0	66,3	42,0	55,8	106,5	1538,6
Einfuhr	2				120,2					120,2
Bestandsentnahmen	3									0,0
Energieaufkommen im Inland	4	88,1	355,0	47,8	897,2	66,3	42,0	55,8	106,5	1658,8
Ausfuhr	5				21,9					21,9
Bestandsaufstockungen	7									0,0
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	8	**88,1**	**355,0**	**47,8**	**875,3**	**66,3**	**42,0**	**55,8**	**106,5**	**1636,9**
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11				179,5	18,0	18,0			215,4
Industriewärmekraftwerke	12				58,5	10,3				68,8
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14	88,1	355,0	47,8						490,9
Öffentliche Heizkraftwerke	15				47,5	2,3				49,8
Fernheizwerke	16				9,4	11,1				20,5
Hochöfen	17									0,0
Sonstige Energieerzeuger	19				419,4					419,4
Umwandlungseinsatz insgesamt	20	88,1	355,0	47,8	714,2	41,7	18,0	0,0	0,0	1264,8
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23									0,0
Industriewärmekraftwerke	24									0,0
Wasserkraftwerke	25									0,0
Windkraftanlagen	26									0,0
Photovoltaikanlagen	27									0,0
Öffentliche Heizkraftwerke	28									0,0
Fernheizwerke	29									0,0
Sonstige Energieerzeuger	30				371,4					371,4
Umwandlungsausstoß insgesamt	31	0,0	0,0	0,0	371,4	0,0	0,0	0,0	0,0	371,4
Kraftwerke	32									0,0
Erdöl- und Erdgasgewinnung	33									0,0
Raffinerien	34									0,0
Sonstige Energieerzeuger	35									0,0
E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fackel- u. Leitungsverluste	37									0,0
ENERGIEANGEBOT IM INL.N.UMWANDLUNGSBILANZ	38	0,0	0,0	0,0	532,4	24,7	24,0	55,8	106,5	743,4
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	39									0,0
Statistische Differenzen	40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ENDENERGIEVERBRAUCH	41	0,0	0,0	0,0	532,4	24,7	24,0	55,8	106,5	743,4
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	42	0,0	0,0	0,0	146,2	24,7				170,9
Schienenverkehr	43				0,3					0,3
Straßenverkehr	44				205,0					205,0
Luftverkehr	45				0,0					0,0
Küsten- und Binnenschiffahrt	46				0,3					0,3
Verkehr insgesamt	47	0,0	0,0	0,0	205,6	0,0	0,0	0,0	0,0	205,6
Haushalte	48				164,6		14,0	32,0	94,9	305,5
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	49				16,0		10,0	23,8	11,6	61,4
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	50	0,0	0,0	0,0	180,6	0,0	24,0	55,8	106,5	366,9

Tabelle 11.10: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2025 für die Referenzprognose (Ra)

Satellitenbilanz:	Zeile	Erneuerbare Energien								
		Wasser- und Windkraft einschl. Photovoltaik			Biomasse und erneuerbare Abfälle		Sonstige Erneuerbare Energien			Insgesamt
		PJ			PJ	PJ	PJ			PJ
		Wasser-kraft	Wind-	Photo-voltaik	Biomasse-nutzung	Siedlungsabfälle (einschl. Deponiegas)	Geo-thermie	Solar-	Umgebungs-wärme	
Gewinnung im Inland	1	88,1	460,8	58,6	796,2	64,7	54,0	60,7	101,5	1684,5
Einfuhr	2				150,8					150,8
Bestandsentnahmen	3									0,0
Energieaufkommen im Inland	4	88,1	460,8	58,6	947,0	64,7	54,0	60,7	101,5	1835,3
Ausfuhr	5				62,7					62,7
Bestandsaufstockungen	7									0,0
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	8	**88,1**	**460,8**	**58,6**	**884,3**	**64,7**	**54,0**	**60,7**	**101,5**	**1772,7**
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11				199,2	21,0	28,4			248,6
Industriewärmekraftwerke	12				50,1	7,1				57,2
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14	88,1	460,8	58,6						607,5
Öffentliche Heizkraftwerke	15				45,0	3,6				48,6
Fernheizwerke	16				9,4	11,1				20,5
Hochöfen	17									0,0
Sonstige Energieerzeuger	19				421,6					421,6
Umwandlungseinsatz insgesamt	20	88,1	460,8	58,6	725,4	42,8	28,4	0,0	0,0	1404,0
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23									0,0
Industriewärmekraftwerke	24									0,0
Wasserkraftwerke	25									0,0
Windkraftanlagen	26									0,0
Photovoltaikanlagen	27									0,0
Öffentliche Heizkraftwerke	28									0,0
Fernheizwerke	29									0,0
Sonstige Energieerzeuger	30				356,0					356,0
Umwandlungsausstoß insgesamt	31	0,0	0,0	0,0	356,0	0,0	0,0	0,0	0,0	356,0
Kraftwerke	32									0,0
Erdöl- und Erdgasgewinnung	33									0,0
Raffinerien	34									0,0
Sonstige Energieerzeuger	35									0,0
E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fackel- u. Leitungsverluste	37									0,0
ENERGIEANGEBOT IM INL.N.UMWANDLUNGSBILANZ	38	0,0	0,0	0,0	514,9	21,9	25,7	60,7	101,5	724,6
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	39									0,0
Statistische Differenzen	40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ENDENERGIEVERBRAUCH	41	0,0	0,0	0,0	514,9	21,9	25,7	60,7	101,5	724,6
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	42	0,0	0,0	0,0	151,3	21,9				173,1
Schienenverkehr	43				1,1					1,1
Straßenverkehr	44				184,6					184,6
Luftverkehr	45				0,0					0,0
Küsten- und Binnenschiffahrt	46				0,4					0,4
Verkehr insgesamt	47	0,0	0,0	0,0	186,1	0,0	0,0	0,0	0,0	186,1
Haushalte	48				160,6		14,7	35,7	88,1	299,0
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	49				17,0		11,0	25,0	13,4	66,4
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	50	0,0	0,0	0,0	177,6	0,0	25,7	60,7	101,5	365,4

Tabelle 11.11: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2030 für die Referenzprognose (Ra)

Satellitenbilanz:	Zeile	Erneuerbare Energien								
		Wasser- und Windkraft einschl. Photovoltaik			Biomasse und erneuerbare Abfälle		Sonstige Erneuerbare Energien			Insgesamt
		PJ			PJ	PJ	PJ			PJ
		Wasser-kraft	Wind-	Photo-voltaik	Biomasse -nutzung	Siedlungsabfälle (einschl. Deponiegas)	Geo-thermie	Solar-	Umgebungs-wärme	
Gewinnung im Inland	1	88,1	549,5	67,6	710,5	64,3	65,3	67,3	96,1	1708,7
Einfuhr	2				141,9					141,9
Bestandsentnahmen	3									0,0
Energieaufkommen im Inland	4	88,1	549,5	67,6	852,4	64,3	65,3	67,3	96,1	1850,7
Ausfuhr	5				31,0					31,0
Bestandsaufstockungen	7									0,0
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	8	**88,1**	**549,5**	**67,6**	**821,4**	**64,3**	**65,3**	**67,3**	**96,1**	**1819,6**
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11				205,1	19,5	38,0			262,6
Industriewärmekraftwerke	12				46,1	7,9				54,0
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14	88,1	549,5	67,6						705,2
Öffentliche Heizkraftwerke	15				47,7	0,0				47,7
Fernheizwerke	16				9,9	11,7				21,6
Hochöfen	17									0,0
Sonstige Energieerzeuger	19				329,1					329,1
Umwandlungseinsatz insgesamt	20	88,1	549,5	67,6	638,0	39,1	38,0	0,0	0,0	1420,3
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23									0,0
Industriewärmekraftwerke	24									0,0
Wasserkraftwerke	25									0,0
Windkraftanlagen	26									0,0
Photovoltaikanlagen	27									0,0
Öffentliche Heizkraftwerke	28									0,0
Fernheizwerke	29									0,0
Sonstige Energieerzeuger	30				322,6					322,6
Umwandlungsausstoß insgesamt	31	0,0	0,0	0,0	322,6	0,0	0,0	0,0	0,0	322,6
Kraftwerke	32									0,0
Erdöl- und Erdgasgewinnung	33									0,0
Raffinerien	34									0,0
Sonstige Energieerzeuger	35									0,0
E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fackel- u. Leitungsverluste	37									0,0
ENERGIEANGEBOT IM INL.N.UMWANDLUNGSBILANZ	38	0,0	0,0	0,0	506,0	25,2	27,3	67,3	96,1	722,0
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	39									0,0
Statistische Differenzen	40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ENDENERGIEVERBRAUCH	41	0,0	0,0	0,0	506,0	25,2	27,3	67,3	96,1	722,0
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	42	0,0	0,0	0,0	150,0	25,2				175,2
Schienenverkehr	43				1,1					1,1
Straßenverkehr	44				179,3					179,3
Luftverkehr	45				0,0					0,0
Küsten- und Binnenschiffahrt	46				0,4					0,4
Verkehr insgesamt	47	0,0	0,0	0,0	180,7	0,0	0,0	0,0	0,0	180,7
Haushalte	48				157,3		15,3	39,3	81,3	293,3
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	49				18,0		12,0	28,0	14,8	72,8
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	50	0,0	0,0	0,0	175,3	0,0	27,3	67,3	96,1	366,1

Tabelle 11.12: Entwicklung der CO_2-Emissionen in der Referenzprognose (Ra) entsprechend der Systematik der nationalen Emissionsinventare

Mio. t CO_2	2006	2012	2020	2030
CO_2-Emissionen insgesamt	880,3	792,4	689,3	584,2
inkl. internat. Luftverkehr	904,7	816,2	717,2	615,9
Energiebedingete Emissionen	799,4	723,0	625,4	520,5
Energiewirtschaft	366,1	336,1	279,9	212,9
Verarbeitendes Gewerbe	101,4	96,2	89,8	81,6
Verkehr	160,6	150,1	138,9	125,2
dar. Straßenverkehr	148,9	141,9	130,5	117,2
Übrige Feuerungsanlagen	169,6	140,5	116,9	100,7
darunter Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	47,5	47,7	41,9	40,8
Haushalte	117,2	92,7	75,0	59,9
Prozessbedingte Emissionen	80,9	69,5	63,9	63,7
Sektoralstruktur in %	**2006**	**2012**	**2020**	**2030**
CO_2-Emissionen insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0
Energiebedingete Emissionen	90,8	91,2	90,7	89,1
Energiewirtschaft	41,6	42,4	40,6	36,5
Verarbeitendes Gewerbe	11,5	12,1	13,0	14,0
Verkehr	18,2	18,9	20,1	21,4
dar. Straßenverkehr	16,9	17,9	18,9	20,1
Übrige Feuerungsanlagen	19,3	17,7	17,0	17,2
darunter Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	5,4	6,0	6,1	7,0
Haushalte	13,3	11,7	10,9	10,3
Prozessbedingte Emissionen	9,2	8,8	9,3	10,9

Tabelle 11.13: Entwicklung der CO_2-Emissionen in der Referenzprognose (Ra) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie

CO_2-Quellenkategorien (Mt)	2007	2012	2020	2030
Summe energiebedingte und prozessbedingte Emissionen	**839,0**	**792,4**	**689,3**	**584,2**
inkl. internationaler Luftverkehr	**864,3**	**816,2**	**717,2**	**615,9**
A. Verbrennung von Brennstoffen und prozessbedingte Emissionen	**839,0**	**792,4**	**689,3**	**584,2**
inkl. internationaler Luftverkehr	**864,3**	**816,2**	**717,2**	**615,9**
1. Energiewirtschaft	**389,2**	**336,1**	**279,9**	**212,9**
a. Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	359,9	307,9	252,2	182,2
b. übriger Umwandlungssektor[1)]	29,3	28,2	27,7	30,7
2. Verarbeitendes Gewerbe[2)]	**172,8**	**165,7**	**153,7**	**145,3**
a. Eisenschaffende Industrie	52,1	51,1	48,9	49,3
b. Nichteisen-Metalle	1,3	1,9	1,7	1,4
c. Chemische Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Zellstoff, Papier und Druckerzeugnisse	0,0	0,0	0,0	0,0
e. Weitere Branchen	119,4	112,7	103,1	94,6
Glas	0,8	0,6	0,5	0,3
Kalkherstellung	7,7	7,0	6,6	5,8
Zementherstellung	22,9	19,6	17,6	15,0
Sonstige (inkl. weitere Energieerzeugung)[3)]	88,0	85,5	78,4	73,5
3. Verkehr	**148,3**	**150,1**	**138,9**	**125,2**
a. Ziviler Luftverkehr[4)]	2,3	5,9	6,1	5,9
b. Straßenverkehr	144,1	141,9	130,5	117,2
c. Schienenverkehr	1,3	1,5	1,3	1,2
d. Schiffsverkehr	0,5	0,8	0,9	0,9
Internationaler Luftverkehr[4)]	25,3	23,8	27,8	31,8
4. Sonstige Sektoren	**128,8**	**140,5**	**116,9**	**100,7**
a. GHD, Land-, Forstwirtschaft, Fischerei, andere Bereiche	42,9	47,7	41,9	40,8
b. Haushalte	85,9	92,7	75,0	59,9
B. Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	0,0	0,0	0,0	0,0

1) Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung in Zechen- und Grubenkraftwerken sind in der Rubrik A.1.a (Öffentl. Elektrizitäts- und Wärmeversorgung) erfasst

2) Inklusive industrieller Prozessemissionen

3) Gemäß den UNFCCC-Richtlinien werden in dieser Subquellgruppe alle Emissionen berichtet, für die sich die Energieeinsätze nicht entsprechend der Gliederung für A.2 disaggregieren lassen. Dazu zählen die gesamte Strom- und Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken und Kesseln sowie alle energiebedingten Emissionen aus der chemischen Industrie

4) Der für die UNFCCC-Emissionsbilanz des Jahres 2007 angenommene Anteil des nationalen Flugverkehrs an den gesamten Emisionen des Flugverkehrs wurde im Jahr 2009 von 20 % auf 8,3 % korrigiert. Bei den Prognosewerten wurde hingegen ausgehend von der alten Aufteilung ein Anteil des nationalen Flugverkehrs von 20 % in 2012 angenommen, der bis zum Jahr 2030 auf 16 % abnimmt

Tabelle 11.14: Entwicklung der CH_4-Emissionen in der Referenzprognose (Ra) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie

CH_4-Quellenkategorien (kt)	2007	2012	2020	2030
Summe energiebedingte Emissionen	**564,3**	**536,0**	**492,0**	**479,7**
inkl. internationaler Luftverkehr	**564,6**	**536,4**	**492,4**	**480,2**
A. Verbrennung von Brennstoffen	**48,5**	**43,0**	**38,7**	**33,8**
inkl. internationaler Luftverkehr	**48,8**	**43,4**	**39,2**	**34,3**
1. Energiewirtschaft	**6,7**	**5,7**	**5,6**	**5,1**
a. Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	6,0	5,0	4,9	4,4
b. übriger Umwandlungssektor[1)]	0,7	0,7	0,7	0,7
2. Verarbeitendes Gewerbe	**5,5**	**4,9**	**4,6**	**4,3**
a. Eisenschaffende Industrie	2,8	2,4	2,2	2,2
b. Nichteisen-Metalle	0,0	0,0	0,0	0,0
c. Chemische Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Zellstoff, Papier und Druckerzeugnisse	0,1	0,1	0,1	0,1
e. Weitere Branchen	2,7	2,4	2,2	2,0
Glas	0,0	0,0	0,0	0,0
Kalkherstellung	0,1	0,1	0,0	0,0
Zementherstellung	0,4	0,2	0,1	0,1
Sonstige (inkl. weitere Energieerzeugung)[2)]	2,2	2,2	2,1	1,9
3. Verkehr	**7,0**	**5,6**	**5,0**	**4,3**
a. Ziviler Luftverkehr[3)]	0,0	0,0	0,0	0,0
b. Straßenverkehr	7,0	5,5	4,9	4,2
c. Schienenverkehr	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Schiffsverkehr	0,0	0,1	0,1	0,1
Internationaler Luftverkehr[3)]	0,3	0,4	0,4	0,5
4. Sonstige Sektoren	**29,3**	**26,8**	**23,5**	**20,1**
a. GHD, Land-, Forstwirtschaft, Fischerei, andere Bereiche	4,4	4,5	3,6	2,5
b. Haushalte	24,9	22,3	20,0	17,5
B. Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	515,8	493,0	453,3	445,9

1) Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung in Zechen- und Grubenkraftwerken sind in der Rubrik A.1.a (Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung) erfasst

2) Gemäß den UNFCCC-Richtlinien werden in dieser Subquellgruppe alle Emissionen berichtet, für die sich die Energieeinsätze nicht entsprechend der Gliederung für A.2 disaggregieren lassen. Dazu zählen die gesamte Strom- und Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken und Kesseln sowie alle energiebedingten Emissionen aus der chemischen Industrie

3) Der für die UNFCCC-Emissionsbilanz des Jahres 2007 angenommene Anteil des nationalen Flugverkehrs an den gesamten Emisionen des Flugverkehrs wurde im Jahr 2009 von 20 % auf 8,3 % korrigiert. Bei den Prognosewerten wurde hingegen ausgehend von der alten Aufteilung ein Anteil des nationalen Flugverkehrs von 20 % in 2012 angenommen, der bis zum Jahr 2030 auf 16 % abnimmt

Tabelle 11.15: Entwicklung der N_2O-Emissionen in der Referenzprognose (Ra) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie

N_2O-Quellenkategorien (kt)	2007	2012	2020	2030
Summe energiebedingte Emissionen	**21,0**	**20,1**	**18,9**	**18,6**
inkl. internationaler Luftverkehr	**22,2**	**21,5**	**20,5**	**20,4**
A. Verbrennung von Brennstoffen	**21,0**	**20,1**	**18,9**	**18,6**
inkl. internationaler Luftverkehr	**22,2**	**21,5**	**20,5**	**20,4**
1. Energiewirtschaft	**13,1**	**12,4**	**12,1**	**12,0**
a. Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	12,6	11,8	11,5	11,4
b. übriger Umwandlungssektor[1)]	0,5	0,6	0,6	0,6
2. Verarbeitendes Gewerbe	**2,7**	**2,6**	**2,2**	**2,1**
a. Eisenschaffende Industrie	0,3	0,3	0,3	0,3
b. Nichteisen-Metalle	0,0	0,1	0,0	0,0
c. Chemische Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Zellstoff, Papier und Druckerzeugnisse	0,0	0,0	0,0	0,0
e. Weitere Branchen	2,4	2,2	1,8	1,7
Glas	0,0	0,0	0,0	0,0
Kalkherstellung	0,1	0,0	0,0	0,0
Zementherstellung	0,3	0,1	0,1	0,1
Sonstige (inkl. weitere Energieerzeugung)[2)]	2,0	2,0	1,6	1,6
3. Verkehr	**3,6**	**3,5**	**3,4**	**3,2**
a. Ziviler Luftverkehr[3)]	0,1	0,1	0,1	0,1
b. Straßenverkehr	3,5	3,4	3,3	3,1
c. Schienenverkehr	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Schiffsverkehr	0,0	0,0	0,0	0,0
Internationaler Luftverkehr[3)]	1,2	1,4	1,6	1,8
4. Sonstige Sektoren	**1,5**	**1,6**	**1,2**	**1,3**
a. GHD, Land-, Forstwirtschaft, Fischerei, andere Bereiche	0,5	0,6	0,5	0,5
b. Haushalte	1,0	1,0	0,8	0,8
B. Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	0,0	0,0	0,0	0,0

1) Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung in Zechen- und Grubenkraftwerken sind in der Rubrik A.1.a (Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung) erfasst

2) Gemäß den UNFCCC-Richtlinien werden in dieser Subquellgruppe alle Emissionen berichtet, für die sich die Energieeinsätze nicht entsprechend der Gliederung für A.2 disaggregieren lassen. Dazu zählen die gesamte Strom- und Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken und Kesseln sowie alle energiebedingten Emissionen aus der chemischen Industrie

3) Der für die UNFCCC-Emissionsbilanz des Jahres 2007 angenommene Anteil des nationalen Flugverkehrs an den gesamten Emisionen des Flugverkehrs wurde im Jahr 2009 von 20 % auf 8,3 % korrigiert. Bei den Prognosewerten wurde hingegen ausgehend von der alten Aufteilung ein Anteil des nationalen Flugverkehrs von 20 % in 2012 angenommen, der bis zum Jahr 2030 auf 16 % abnimmt

Tabelle 11.16: Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen in der Referenzprognose (Ra) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie

Treibhausgas-Quellenkategorien (Mt CO_2Äqu.)	2007	2012	2020	2030
Summe energiebedingte und prozessbedingte Emissionen	**857,4**	**809,9**	**705,5**	**600,0**
inkl. internationaler Luftverkehr	**883,0**	**834,1**	**733,8**	**632,4**
A. Verbrennung von Brennstoffen und prozessbedingte CO_2-Emissionen	**846,5**	**799,6**	**696,0**	**590,6**
inkl. internationaler Luftverkehr	**872,2**	**823,8**	**724,3**	**623,0**
1. Energiewirtschaft	**393,4**	**340,1**	**283,7**	**216,8**
a. Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	363,9	311,7	255,8	185,9
b. übriger Umwandlungssektor[1)]	29,5	28,4	27,9	30,9
2. Verarbeitendes Gewerbe[2)]	**173,7**	**166,6**	**154,5**	**146,1**
a. Eisenschaffende Industrie	52,3	51,2	49,0	49,4
b. Nichteisen-Metalle	1,3	1,9	1,7	1,4
c. Chemische Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Zellstoff, Papier und Druckerzeugnisse	0,0	0,0	0,0	0,0
e. Weitere Branchen	120,1	113,4	103,7	95,2
Glas	0,8	0,6	0,5	0,4
Kalkherstellung	7,7	7,0	6,6	5,8
Zementherstellung	23,0	19,7	17,6	15,0
Sonstige (inkl. weitere Energieerzeugung)[3)]	88,6	86,2	79,0	74,0
3. Verkehr	**149,5**	**151,4**	**140,1**	**126,3**
a. Ziviler Luftverkehr[4)]	2,4	6,0	6,2	5,9
b. Straßenverkehr	145,3	143,1	131,6	118,3
c. Schienenverkehr	1,3	1,5	1,3	1,2
d. Schiffsverkehr	0,5	0,8	0,9	0,9
Internationaler Luftverkehr[4)]	25,7	24,2	28,3	32,3
4. Sonstige Sektoren	**129,9**	**141,5**	**117,8**	**101,5**
a. GHD, Land-, Forstwirtschaft, Fischerei, andere Bereiche	43,1	48,0	42,1	41,0
b. Haushalte	86,8	93,5	75,7	60,5
B. Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	10,8	10,4	9,5	9,4

1) Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung in Zechen- und Grubenkraftwerken sind in der Rubrik A.1.a (Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung) erfasst

2) Inklusive industrieller Prozessemissionen

3) Gemäß den UNFCCC-Richtlinien werden in dieser Subquellgruppe alle Emissionen berichtet, für die sich die Energieeinsätze nicht entsprechend der Gliederung für A.2 disaggregieren lassen. Dazu zählen die gesamte Strom- und Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken und Kesseln sowie alle energiebedingten Emissionen aus der chemischen Industrie

4) Der für die UNFCCC-Emissionsbilanz des Jahres 2007 angenommene Anteil des nationalen Flugverkehrs an den gesamten Emisionen des Flugverkehrs wurde im Jahr 2009 von 20 % auf 8,3 % korrigiert. Bei den Prognosewerten wurde hingegen ausgehend von der alten Aufteilung ein Anteil des nationalen Flugverkehrs von 20 % in 2012 angenommen, der bis zum Jahr 2030 auf 16 % abnimmt

Tabelle 11.17: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Referenzprognose (Ra)

	Status Quo (2008)	Ziel 2020	Erläuterung	Referenzprognose bei Kernenergieausstieg (Ra)	
				2020	2030
THG-Emissionen	-20% (1990-2007)	-21% (bis 2012) (-40%)	-40% nur, wenn EU-weit Reduktion um 30%	-34%	-44%
CO_2-Emissionen	-19% (1990-2007)			-33%	-43%
Energie aus erneuerbaren Quellen	9,3% (2007)	18%	Anteil am Bruttoendenergie-verbrauch	16%	20%
Strom aus Erneuerbaren Energien	14%	Mindestens 30%	Anteil am Bruttostromverbrauch	27%	36%
Wärme aus Erneuerbaren Energien	ca. 6%	14%	Anteil am Endenergie-verbrauch für Wärme	15%	17%
Energieeffizienz	1,84%/a (1990-2008)	Verdopplung (=+100%) der Energieproduktivität (BIP/PEV)	Basisjahr: 1990	+83%	+119%
				(1990-2020)	(1990-2030)
		-20% (EU-Ziel, hier auf Deutschland bezogen)	Δ PEV bezogen auf Trendannahme EU-Kommission	-12%	-18%
			Trendannahme für DE	13592 PJ	13418 PJ
		-9% Endenergie (bis 2016, Einsparrichtwert)	Basis: EEV Durchschnitt 2001-2005	-14,2%	-19,7%
Biokraftstoffanteil	7,3%	7%	Gemessen als Treibhausgasein-sparung (Änderung der Systematik)	10,5%	10,5%
KWK-Strom	ca. 12% (2008)	Verdopplung auf etwa 25 %		19%	20%
Stromerzeugung aus Kernenergie	149 TWh			22 TWh	0 TWh

11.2 Datentabellen „Varianten mit Laufzeitverlängerung"

Tabelle 11.18: Ergebnistabelle Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb)

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Netto-Stromerzeugung											
Steinkohle	TWh	131	135	134	122	129	114	113	104	50	60
Braunkohle	TWh	152	130	136	143	143	140	133	129	130	128
Mineralöl	TWh	11	7	5	6	5	8	7	7	4	4
Erdgas	TWh	36	39	47	69	73	62	46	61	112	151
Kernenergie	TWh	145	146	161	155	133	160	156	111	61	0
Wasserkraft	TWh	20	24	28	26	25	30	30	31	31	31
Wind	TWh	0	2	8	27	40	55	66	99	128	153
Solar	TWh	0	0	0	1	3	7	10	13	16	19
Biomasse / Müll ern.	TWh	15	14	13	14	23	30	31	36	38	40
Sonstige Erneuerbare	TWh	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh	0	0	9	20	23	9	7	6	5	5
Summe	**TWh**	**508**	**497**	**540**	**581**	**597**	**616**	**601**	**598**	**578**	**594**
Anteil Erneuerbare am Bruttostromverbrauch	%	3,4	4,7	6,3	10,4	14,2	17,8	20,0	27,0	32,4	36,6
Netto-Engpassleistung											
Steinkohle	GW	31	31	30	28	28	30	28	22	19	12
Braunkohle	GW	26	22	20	20	20	21	17	17	17	17
Mineralöl	GW	10	9	7	6	6	4	3	2	1	1
Erdgas	GW	17	20	21	21	22	29	29	30	35	53
Kernenergie	GW	24	23	22	20	20	20	20	14	7	0
Wasserkraft	GW	9	9	9	11	11	11	11	11	11	11
Wind	GW	0	1	6	18	22	30	34	47	53	62
Solar	GW	0	0	0	2	4	8	11	14	18	20
Biomasse / Müll ern.	GW	2	2	2	2	4	6	5	6	6	6
Sonstige Erneuerbare	GW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	GW	0	0	2	6	6	3	3	1	1	1
Summe	**GW**	**119**	**117**	**121**	**134**	**143**	**161**	**160**	**164**	**168**	**182**
Jahresvolllaststunden											
Steinkohle	h	4193	4342	4433	4425	4649	3831	4081	4793	2666	5232
Braunkohle	h	5815	5898	6794	7039	7015	6622	7648	7774	7640	7635
Mineralöl	h	1052	755	691	933	784	1944	2536	3532	3068	4896
Erdgas und sonstige Gase	h	2154	2002	2201	3314	3277	2145	1607	2055	3228	2854
Kernenergie	h	5989	6385	7175	7600	6507	7926	7853	7986	8160	0
Wasserkraft	h	2264	2672	2939	2404	2315	2822	2851	2911	2911	2911
Wind	h	714	1645	1243	1475	1781	1852	1946	2091	2405	2466
Solar	h	500	611	577	738	858	929	929	929	929	929
Biomasse / Müll ern.	h	6514	6498	6453	6029	6238	5316	5733	6223	6360	6505
Sonstige Erneuerbare	h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	h			4350	3413	4013	3052	2745	4327	5682	5767
Jahresdurchschnitt	**h**	**4266**	**4240**	**4466**	**4333**	**4164**	**3819**	**3759**	**3657**	**3441**	**3259**
KWK-Strom											
Steinkohle	TWh			28	18	16	19	23	26	25	16
Braunkohle	TWh			6	6	5	5	4	3	3	3
Mineralöl	TWh			1	2	2	4	3	3	0	0
Erdgas	TWh			14	38	43	43	38	52	62	77
Kernenergie	TWh			0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse / Müll ern.	TWh			1	4	7	9	13	15	17	18
sonst. Gase nicht-ern.	TWh			1	1	1	1	1	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh			1	2	2	2	2	2	2	2
Summe	**TWh**			**52**	**71**	**76**	**83**	**85**	**101**	**108**	**116**
Anteil KWK	%			9,6	12,2	12,8	13,4	14,1	16,9	18,7	19,5
Brennstoffeinsatz Stromerzeugung											
Steinkohle	PJ	1270	1332	1268	1161	1345	1012	977	830	291	449
Braunkohle	PJ	1795	1455	1420	1462	1480	1336	1267	1189	1123	1095
Mineralöl	PJ	109	82	63	92	79	63	56	51	39	39
Erdgas	PJ	332	341	391	607	694	503	382	339	632	827
Kernenergie	PJ	1663	1681	1851	1779	1533	1839	1791	1267	699	0
Wasserkraft	PJ	89	99	115	104	74	83	84	88	88	88
Wind	PJ	0	6	34	98	143	198	239	357	461	550
Solar	PJ	0	0	0	5	11	27	35	48	59	68
Biomasse / Müll ern.	PJ	60	60	56	67	113	220	204	264	281	302
Sonstige Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	6	11	18	33	48
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ	108	92	136	54	18	84	70	71	71	67
Summe	**PJ**	**5426**	**5148**	**5335**	**5429**	**5490**	**5371**	**5116**	**4522**	**3777**	**3532**
Erzeugung Fernwärme											
KWK (öffentlich)	**PJ**						**295**	**304**	**310**	**317**	**311**
Steinkohle	PJ						116	140	160	135	66
Braunkohle	PJ						21	17	11	11	11
Mineralöl	PJ						16	12	11	1	1
Erdgas	PJ						121	108	97	133	195
Biomasse / Müll ern.	PJ						13	19	23	30	31
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						1	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						8	8	8	8	8
Heizwerke (öffentlich)	**PJ**						**55**	**55**	**58**	**55**	**53**
Steinkohle	PJ						2	2	1	0	0
Braunkohle	PJ						0	0	0	0	0
Mineralöl	PJ						0	0	0	0	0
Erdgas	PJ						44	44	44	42	40
Biomasse / Müll ern.	PJ						3	5	7	8	9
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						5	5	5	5	5
Abwärme	**PJ**						**5**	**5**	**6**	**6**	**6**
Summe	**PJ**						**354**	**364**	**374**	**379**	**371**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Primärenergieverbrauch (Wirkungsgrad Methode)											
Steinkohle	PJ	2306	2060	2021	1808	1990	1678	1625	1464	873	939
Braunkohle	PJ	3201	1734	1550	1596	1612	1410	1351	1259	1173	1142
Mineralöl	PJ	5217	5689	5499	5166	4701	4681	4636	4244	3996	3896
Gase	PJ	2328	2812	2996	3236	3118	2690	2482	2434	2700	2860
Kernenergie	PJ	1668	1682	1851	1779	1533	1839	1791	1267	699	0
Wasser, Wind, Solar	PJ	58	83	127	173	228	354	410	549	668	773
Sonst. Erneuerbare	PJ	125	192	346	602	746	824	892	1093	1112	1054
Müll (nicht-ern.)	PJ	0	0	0	136	133	137	137	138	138	139
Stromimport	PJ	3	17	11	-31	-68	-11	71	53	150	122
Summe	**PJ**	**14905**	**14269**	**14401**	**14465**	**13993**	**13601**	**13395**	**12502**	**11509**	**10924**
Endenergieverbrauch											
Kohlen	PJ	1481	629	513	396	484	393	379	345	307	290
Mineralölprodukte	PJ	3980	4305	4064	3730	3242	3318	3267	2895	2622	2533
Gas + LPG	PJ	1871	2260	2410	2266	2169	2077	2003	1972	1946	1827
Strom	PJ	1638	1650	1780	1864	1904	2016	2049	2023	2044	2077
Fernwärme	PJ	383	366	265	264	264	292	301	310	319	316
Erneuerbare	PJ	120	112	202	371	489	549	632	739	723	720
Müll	PJ	0	0	0	30	33	26	41	40	39	39
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**9473**	**9323**	**9234**	**8920**	**8585**	**8671**	**8671**	**8323**	**7999**	**7801**
Anteil Erneuerbarer am Endenergieverbrauch	%						11,1	12,7	16,3	18,7	20,4
Endenergieverbrauch Industrie											
Kohlen	PJ	868	479	445	355	437	352	343	326	306	289
Mineralölprodukte	PJ	308	299	199	174	158	128	116	74	64	54
Gas	PJ	936	929	972	909	842	774	738	731	704	675
Strom	PJ	748	685	748	823	816	840	885	842	846	865
Fernwärme	PJ	101	70	43	45	44	45	44	43	42	41
Erneuerbare	PJ	16	11	14	88	114	111	149	166	172	173
Müll	PJ	0	0	0	30	33	26	41	40	39	39
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2977**	**2474**	**2421**	**2424**	**2444**	**2276**	**2315**	**2222**	**2173**	**2136**
Endenergieverbrauch GHD											
Kohlen	PJ	250	46	19	9	12	11	9	6	1	1
Mineralölprodukte	PJ	603	550	406	364	266	261	234	206	196	175
Gas	PJ	302	406	454	397	433	422	403	350	325	299
Strom	PJ	419	447	504	473	522	564	565	559	554	552
Fernwärme	PJ	122	125	91	88	90	104	111	122	134	134
Erneuerbare	PJ	39	5	4	10	18	56	60	61	66	73
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**1733**	**1579**	**1478**	**1341**	**1340**	**1418**	**1382**	**1304**	**1276**	**1234**
Endenergieverbrauch Haushalte											
Kohlen	PJ	363	104	49	32	35	30	27	13	0	0
Mineralölprodukte	PJ	740	902	779	689	441	575	538	397	283	250
Gas	PJ	633	925	984	1012	887	851	818	818	818	748
Strom	PJ	422	458	470	509	508	552	536	551	555	553
Fernwärme	PJ	160	171	131	131	130	144	146	144	143	141
Erneuerbare	PJ	65	96	171	196	202	250	287	306	299	293
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2383**	**2656**	**2584**	**2569**	**2202**	**2402**	**2353**	**2229**	**2097**	**1985**
Endenergieverbrauch Verkehr											
Diesel	PJ	802	1019	1145	1109	1102	1093	1161	1088	1024	1059
Benzin	PJ	1330	1301	1238	993	894	856	790	669	565	483
Kerosin	PJ	196	233	297	344	374	404	428	462	490	512
Biokraftstoffe	PJ	0	0	12	77	155	132	136	206	186	181
Gas inkl. LPG	PJ	0	1	1	5	14	30	44	72	100	106
Strom	PJ	49	58	57	58	59	60	63	72	89	106
Sonstige	PJ	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2379**	**2614**	**2751**	**2586**	**2598**	**2575**	**2621**	**2568**	**2454**	**2447**
CO2-Emissionen											
Umwandlung/ Erzeugung	Mio. t	419	361	351	369	389	326	304	271	194	211
Industrie	Mio. t	239	193	181	166	173	165	159	150	147	145
Haushalte, GHD, Landwirtschaft	Mio. t	216	194	172	159	129	140	134	116	108	99
Transport	Mio. t	158	172	177	156	148	150	151	139	128	125
Summe (exkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1032**	**920**	**881**	**849**	**839**	**781**	**748**	**676**	**578**	**581**
Internationaler Luftverkehr	Mio. t	11	15	19	23	25	24	25	28	30	32
Summe (inkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1044**	**934**	**901**	**873**	**864**	**805**	**773**	**704**	**608**	**612**
davon Energiebedingt	Mio. t	**960**	**854**	**818**	**795**	**781**	**735**	**705**	**638**	**542**	**548**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Nettoimporte (Wirkungsgradmethode)											
Kohlen	PJ	145	434	925	1062	1321	1379	1445	1464	873	939
Mineralölprodukte	PJ	4956	5421	5215	5111	4431	4567	4531	4154	3996	3896
Gas	PJ	1761	2220	2368	2571	2592	2251	2082	2074	2700	2860
Kernenergie	PJ	1606	1682	1851	1779	1533	1839	1791	1267	699	0
Strom	PJ	3	17	11	-31	-68	-11	71	53	150	122
Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstiges	PJ	0	0	0	0	0	39	35	99	88	111
Summe	PJ	**8471**	**9775**	**10371**	**10492**	**9877**	**10062**	**9954**	**9113**	**8506**	**7928**
Rahmenannahmen											
Bruttoinlandsprodukt	Mrd. € 2000	1720	1867	2063	2125	2242	2257	2400	2537	2656	2789
Bevölkerung	Mio.	79,0	82,0	82,0	82,0	82,0	82,0	82,0	81,0	81,0	80,0
Beschäftigte GHD	Mio.	26	28,00	30,00	30,00	31,00	30,00	30,00	30,00	30,00	29,00
Haushalte	Mio.	35,0	37,0	38,0	39,0	40,0	41,0	41,0	42,0	42,0	42,0
Wohnfläche HH	[Mio. m²]	2774	3005	3245	3395	3448	3574	3654	3787	3913	4014
Indikatoren											
Primärenergieverbrauch pro Person	PJ/ Mio. PER	188	175	175	175	170	166	164	154	143	137
Energieproduktivität (BIP/PEV)	Mrd. €2000/PJ	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,20	0,23	0,26
Energieintensität (PEV/BIP)	PJ/Mrd. €2000	8,67	7,64	6,98	6,81	6,24	6,03	5,58	4,93	4,33	3,92
CO2-Intensität des BIP	kg/€2000	0,60	0,49	0,43	0,40	0,37	0,35	0,31	0,27	0,22	0,21
CO2-Intensität pro Person	t/PER	13,01	11,26	10,72	10,30	10,20	9,53	9,14	8,31	7,16	7,29
CO2-Intensität des Primärenergieverbrauchs	Mio. t/EJ	69,26	64,47	61,19	58,73	59,96	57,44	55,84	54,10	50,19	53,15
Endenergieintensität Ind. (EEVIndustrie/BIP)	TJ/Mrd. €2000	1731	1325	1174	1141	1090	1009	964	876	818	766
Endenergieintensität GHD (EEVGHD/Beschäftigte)	TJ/Tsd. Erwerbst. GHD	66,8	56,8	49,6	44,5	43,1	47,5	46,5	43,6	43,1	43,1
Endenergieintensität HH (EEVHaushalte/Wohnfläche)	MJ/qm Fläche	859,0	883,6	796,3	756,6	638,7	672,0	643,8	588,4	535,9	494,4
Effizienz Verkehr (Kraftstoffverbrauch PKW/100 km)	[lBenzin äqu. /100 km]	9,5	8,9	8,4	8,0	8,0	6,9	6,6	6,0	5,3	4,9

Tabelle 11.19: Energiebilanz Deutschland 2012 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb)

PJ	Energiebilanz DE 2012														
	Stein-kohle	Braun-kohle	Mineralöle						Gase	Erneuer-bare Energien	Sonstige Energie-träger	Elektrischer Strom und andere Energieträger			Energie-träger insgesamt
			Erdöl (roh)	Benzin	Diesel	Kerosin	Heizöl	Sonstige				Strom	Kernenergie	Fernwärme	Summe
Gewinnung im Inland	299	1410	114	0	0	0	0	0	440	1140	137	0	0	0	3539
Außenhandelssaldo	1379	0	4402	-335	-198	207	-61	553	2251	39	0	-11	1839	0	10062
PRIMARENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**1678**	**1410**	**4516**	**-335**	**-198**	**207**	**-61**	**553**	**2690**	**1178**	**137**	**-11**	**1839**	**0**	**13601**
Öffentliche Wärmekraftwerke	927	1336	0	0	0	0	37	23	391	140	35	0	0	0	2890
Industriewärmekraftwerke	84	0	0	0	0	0	1	1	113	86	50	0	0	0	334
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1839	0	1839
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	308	0	35	0	0	343
Öffentliche Heizkraftwerke	130	26	0	0	0	0	18	1	145	39	20	0	0	0	379
Fernheizwerke	2	0	0	0	0	0	0	0	50	20	6	0	0	0	79
Raffinerien	0	0	4516	130	0	0	113	129	0	0	0	25	0	0	4914
Übrige Umwandlungssbereiche	391	43	0	0	0	0	0	0	190	354	0	28	0	0	1006
Umwandlungseinsatz und Eigenverbrauch insgesamt	**1534**	**1405**	**4516**	**130**	**1**	**0**	**170**	**154**	**888**	**946**	**111**	**88**	**1839**	**0**	**11784**
Öffentliche Wärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1140	0	0	1140
Industriewärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	167	0	0	167
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	577	0	0	577
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	332	0	0	332
Öffentliche Heizkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	295	295
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55	55
Raffinerien	0	0	0	1336	1367	200	1165	493	0	0	0	0	0	0	4562
Übrige Umwandlungssbereiche	212	41	0	0	0	0	0	0	373	318	0	0	0	5	948
Umwandlungsausstoß insgesamt	**212**	**41**	**0**	**1336**	**1367**	**200**	**1165**	**493**	**373**	**318**	**0**	**2217**	**0**	**354**	**8076**
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	101	0	62	193
ENERGIEANGEBOT IM INL.UMWANDLUNGSEKTOR	**356**	**45**	**0**	**870**	**1169**	**406**	**934**	**892**	**2145**	**549**	**26**	**2016**	**0**	**292**	**9701**
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	**8**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**131**	**805**	**86**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1030**
Statistische Differenzen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENDENERGIEVERBRAUCH	**348**	**45**	**0**	**870**	**1169**	**406**	**803**	**87**	**2059**	**549**	**26**	**2016**	**0**	**292**	**8671**
Eisen & Stahl	233	0	0	0	0	0	19	5	129	0	0	92	0	1	480
Chemie	8	4	0	0	0	0	25	12	191	12	7	199	0	17	475
Nichteisen	4	1	0	0	0	0	3	1	38	0	0	69	0	1	116
NM-Mineralische Stoffe	42	25	0	0	0	0	4	2	101	18	5	33	0	1	231
Papier	21	0	0	0	0	0	3	0	93	55	0	69	0	2	243
Glas	0	0	0	0	0	0	7	1	23	0	0	12	0	0	43
Sonstige	10	4	0	0	0	0	42	3	200	26	14	367	0	23	689
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	**318**	**34**	**0**	**0**	**0**	**0**	**104**	**24**	**774**	**111**	**26**	**840**	**0**	**45**	**2276**
Schienenverkehr	0	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0	59	0	0	79
Straßenverkehr	0	0	0	855	1062	0	0	18	12	131	0	1	0	0	2079
Luftverkehr	0	0	0	1	0	404	0	0	0	0	0	0	0	0	406
Küsten- und Binnenschiffahrt	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11
Verkehr insgesamt	**0**	**0**	**0**	**856**	**1093**	**404**	**0**	**18**	**12**	**132**	**0**	**60**	**0**	**0**	**2575**
Haushalte	18	11	0	2	0	0	549	24	851	250	0	552	0	144	2402
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	11	0	0	12	76	2	150	21	422	56	0	564	0	104	1418
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	**29**	**11**	**0**	**14**	**76**	**2**	**699**	**46**	**1273**	**306**	**0**	**1116**	**0**	**248**	**3820**

Tabelle 11.20: Energiebilanz Deutschland 2015 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb)

PJ	Energiebilanz DE 2015														
	Stein-kohle	Braun-kohle	Mineralöle						Gase	Erneuer-bare Energien	Sonstige Energie-träger	Elektrischer Strom und andere Energieträger			Energie-träger insgesamt
			Erdöl (roh)	Benzin	Diesel	Kerosin	Heizöl	Sonstige				Strom	Kernenergie	Fernwärme	Summe
Gewinnung im Inland	180	1351	105	0	0	0	0	0	400	1268	137	0	0	0	3441
Außenhandelssaldo	1445	0	4433	-396	-185	213	-151	616	2082	35	0	71	1791	0	9954
PRIMARENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**1625**	**1351**	**4538**	**-396**	**-185**	**213**	**-151**	**616**	**2482**	**1302**	**137**	**71**	**1791**	**0**	**13395**
Öffentliche Wärmekraftwerke	906	1267	0	0	0	0	34	21	318	142	32	0	0	0	2722
Industriewärmekraftwerke	70	0	0	0	0	0	0	0	64	73	37	0	0	0	244
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1791	0	1791
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	358	0	35	0	0	394
Öffentliche Heizkraftwerke	158	21	0	0	0	0	13	0	132	49	20	0	0	0	393
Fernheizwerke	2	0	0	0	0	0	0	0	49	21	6	0	0	0	78
Raffinerien	0	0	4538	131	0	0	114	130	0	0	0	24	0	0	4938
Übrige Umwandlungssbereiche	339	58	0	0	0	0	0	0	176	381	0	24	0	0	977
Umwandlungseinsatz und Eigenverbrauch insgesamt	**1475**	**1346**	**4538**	**131**	**1**	**0**	**161**	**151**	**739**	**1024**	**97**	**84**	**1791**	**0**	**11537**
Öffentliche Wärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1075	0	0	1075
Industriewärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	142	0	0	142
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	562	0	0	562
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	383	0	0	383
Öffentliche Heizkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	304	304
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55	55
Raffinerien	0	0	0	1330	1420	217	1176	437	0	0	0	0	0	0	4581
Übrige Umwandlungssbereiche	179	53	0	0	0	0	0	0	350	354	0	0	0	5	941
Umwandlungsausstoß insgesamt	**179**	**53**	**0**	**1330**	**1420**	**217**	**1176**	**437**	**350**	**354**	**0**	**2162**	**0**	**364**	**8044**
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0	0	0	27	0	0	101	0	64	192
ENERGIEANGEBOT IM INL.UMWANDLUNGSEKTOR	**329**	**59**	**0**	**804**	**1235**	**430**	**864**	**902**	**2065**	**632**	**41**	**2049**	**0**	**301**	**9710**
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	**8**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**131**	**813**	**86**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1039**
Statistische Differenzen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENDENERGIEVERBRAUCH	**321**	**58**	**0**	**804**	**1235**	**430**	**733**	**90**	**1979**	**632**	**41**	**2049**	**0**	**301**	**8671**
Eisen & Stahl	225	0	0	0	0	0	18	5	120	0	0	104	0	1	472
Chemie	8	4	0	0	0	0	23	11	177	28	7	209	0	22	490
Nichteisen	4	1	0	0	0	0	3	1	37	0	0	71	0	1	118
NM-Mineralische Stoffe	34	33	0	0	0	0	5	2	92	23	5	34	0	1	228
Papier	20	0	0	0	0	0	2	0	89	77	0	73	0	0	262
Glas	0	0	0	0	0	0	7	1	23	0	0	11	0	0	42
Sonstige	5	9	0	0	0	0	36	3	200	20	28	383	0	19	704
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	**296**	**47**	**0**	**0**	**0**	**0**	**94**	**22**	**738**	**149**	**41**	**885**	**0**	**44**	**2315**
Schienenverkehr	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	0	61	0	0	81
Straßenverkehr	0	0	0	788	1130	0	0	24	19	135	0	2	0	0	2099
Luftverkehr	0	0	0	1	0	428	0	0	0	0	0	0	0	0	430
Küsten- und Binnenschiffahrt	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
Verkehr insgesamt	**0**	**0**	**0**	**790**	**1160**	**428**	**0**	**24**	**19**	**136**	**0**	**63**	**0**	**0**	**2621**
Haushalte	16	11	0	2	0	0	512	24	818	287	0	536	0	146	2353
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	9	0	0	12	74	2	127	20	403	60	0	565	0	111	1382
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	**25**	**11**	**0**	**14**	**74**	**2**	**639**	**43**	**1221**	**347**	**0**	**1101**	**0**	**257**	**3735**

Tabelle 11.21: Energiebilanz Deutschland 2020 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb)

PJ	Energiebilanz DE 2020														
	Stein-kohle	Braun-kohle	Mineralöle						Gase	Erneuer-bare Energien	Sonstige Energie-träger	Elektrischer Strom und andere Energieträger			Energie-träger insgesamt
			Erdöl (roh)	Benzin	Diesel	Kerosin	Heizöl	Sonstige				Strom	Kernenergie	Fernwärme	Summe
Gewinnung im Inland	0	1259	90	0	0	0	0	0	360	1543	138	0	0	0	3390
Außenhandelssaldo	1464	0	4453	-509	-352	217	-370	716	2074	99	0	53	1267	0	9113
PRIMARENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**1464**	**1259**	**4543**	**-509**	**-352**	**217**	**-370**	**716**	**2434**	**1642**	**138**	**53**	**1267**	**0**	**12502**
Öffentliche Wärmekraftwerke	786	1189	0	0	0	0	31	19	211	216	30	0	0	0	2482
Industriewärmekraftwerke	44	0	0	0	0	0	0	0	128	67	41	0	0	0	279
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1267	0	1267
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	493	0	35	0	0	529
Öffentliche Heizkraftwerke	180	13	0	0	0	0	11	0	110	56	21	0	0	0	392
Fernheizwerke	2	0	0	0	0	0	0	0	49	21	7	0	0	0	78
Raffinerien	0	0	4543	131	0	0	114	130	0	0	0	24	0	0	4943
Übrige Umwandlungssbereiche	268	52	0	0	0	0	0	0	228	418	0	30	0	0	996
Umwandlungseinsatz und Eigenverbrauch insgesamt	**1280**	**1255**	**4543**	**131**	**0**	**0**	**157**	**149**	**727**	**1270**	**98**	**90**	**1267**	**0**	**10966**
Öffentliche Wärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1051	0	0	1051
Industriewärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	188	0	0	188
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	398	0	0	398
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	518	0	0	518
Öffentliche Heizkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	310	310
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	58	58
Raffinerien	0	0	0	1322	1511	246	1196	344	0	0	0	0	0	0	4620
Übrige Umwandlungssbereiche	116	49	0	0	0	0	0	0	340	367	0	0	0	6	878
Umwandlungsausstoß insgesamt	**116**	**49**	**0**	**1322**	**1511**	**246**	**1196**	**344**	**340**	**367**	**0**	**2154**	**0**	**374**	**8020**
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0	0	0	27	0	0	95	0	64	186
ENERGIEANGEBOT IM INL.UMWANDLUNGSEKTOR	**300**	**53**	**0**	**682**	**1158**	**463**	**669**	**912**	**2021**	**739**	**40**	**2023**	**0**	**310**	**9370**
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	**8**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**131**	**821**	**86**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1047**
Statistische Differenzen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENDENERGIEVERBRAUCH	**292**	**53**	**0**	**682**	**1158**	**463**	**538**	**91**	**1935**	**739**	**40**	**2023**	**0**	**310**	**8323**
Eisen & Stahl	226	0	0	0	0	0	17	5	108	0	0	117	0	1	473
Chemie	7	3	0	0	0	0	12	6	190	28	7	193	0	24	470
Nichteisen	4	1	0	0	0	0	3	1	35	1	0	68	0	1	113
NM-Mineralische Stoffe	30	32	0	0	0	0	2	1	85	27	5	31	0	1	213
Papier	9	0	0	0	0	0	2	0	86	89	0	86	0	0	272
Glas	0	0	0	0	0	0	6	1	23	0	0	10	0	0	40
Sonstige	5	8	0	0	0	0	19	1	204	22	28	336	0	16	640
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	**282**	**44**	**0**	**0**	**0**	**0**	**60**	**14**	**731**	**166**	**40**	**842**	**0**	**43**	**2222**
Schienenverkehr	0	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	64	0	0	82
Straßenverkehr	0	0	0	668	1058	0	0	37	36	205	0	7	0	0	2011
Luftverkehr	0	0	0	1	0	462	0	0	0	0	0	0	0	0	463
Küsten- und Binnenschiffahrt	0	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
Verkehr insgesamt	**0**	**0**	**0**	**669**	**1087**	**462**	**0**	**37**	**36**	**206**	**0**	**72**	**0**	**0**	**2568**
Haushalte	5	8	0	2	0	0	372	22	818	306	0	551	0	144	2229
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	6	0	0	11	71	1	106	18	350	61	0	559	0	122	1304
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	**10**	**8**	**0**	**13**	**71**	**1**	**478**	**40**	**1168**	**367**	**0**	**1110**	**0**	**266**	**3533**

Tabelle 11.22: Energiebilanz Deutschland 2025 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb)

PJ	Energiebilanz DE 2025														
	Stein-kohle	Braun-kohle	Mineralöle						Gase	Erneuer-bare Energien	Sonstige Energie-träger	Elektrischer Strom und andere Energieträger			Energie-träger insgesamt
			Erdöl (roh)	Benzin	Diesel	Kerosin	Heizöl	Sonstige				Strom	Kernenergie	Fernwärme	Summe
Gewinnung im Inland	0	1173	0	0	0	0	0	0	0	1692	138	0	0	0	3003
Außenhandelssaldo	873	0	4618	-603	-511	215	-533	810	2700	88	0	150	699	0	8506
PRIMARENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**873**	**1173**	**4618**	**-603**	**-511**	**215**	**-533**	**810**	**2700**	**1780**	**138**	**150**	**699**	**0**	**11509**
Öffentliche Wärmekraftwerke	260	1123	0	0	0	0	24	15	393	250	43	0	0	0	2108
Industriewärmekraftwerke	31	0	0	0	0	0	0	0	238	55	28	0	0	0	353
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	699	0	699
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	608	0	35	0	0	643
Öffentliche Heizkraftwerke	154	13	0	0	0	0	1	0	151	67	21	0	0	0	406
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	46	21	7	0	0	0	73
Raffinerien	0	0	4618	133	0	0	116	132	0	0	0	24	0	0	5024
Übrige Umwandlungssbereiche	243	34	0	0	0	0	0	0	202	412	1	37	0	0	929
Umwandlungseinsatz und Eigenverbrauch insgesamt	**688**	**1171**	**4618**	**133**	**0**	**0**	**141**	**147**	**1030**	**1411**	**100**	**97**	**699**	**0**	**10234**
Öffentliche Wärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	982	0	0	982
Industriewärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	246	0	0	246
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	219	0	0	219
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	632	0	0	632
Öffentliche Heizkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	317	317
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55	55
Raffinerien	0	0	0	1314	1602	276	1215	250	0	0	0	0	0	0	4657
Übrige Umwandlungssbereiche	96	32	0	0	0	0	0	0	341	354	0	0	0	6	830
Umwandlungsausstoß insgesamt	**96**	**32**	**0**	**1314**	**1602**	**276**	**1215**	**250**	**341**	**354**	**0**	**2079**	**0**	**379**	**7938**
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	89	0	60	178
ENERGIEANGEBOT IM INL.UMWANDLUNGSEKTOR	**281**	**34**	**0**	**577**	**1091**	**491**	**541**	**913**	**1981**	**723**	**39**	**2044**	**0**	**319**	**9034**
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	**9**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**128**	**814**	**84**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1035**
Statistische Differenzen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENDENERGIEVERBRAUCH	**273**	**34**	**0**	**577**	**1091**	**491**	**413**	**99**	**1897**	**723**	**39**	**2044**	**0**	**319**	**7999**
Eisen & Stahl	223	0	0	0	0	0	16	4	100	0	0	129	0	1	473
Chemie	8	1	0	0	0	0	13	6	193	21	8	200	0	26	477
Nichteisen	4	1	0	0	0	0	2	1	31	3	0	66	0	0	108
NM-Mineralische Stoffe	28	28	0	0	0	0	1	0	76	35	6	30	0	1	205
Papier	2	0	0	0	0	0	1	0	94	95	0	94	0	0	286
Glas	0	0	0	0	0	0	5	0	23	0	0	10	0	0	38
Sonstige	7	4	0	0	0	0	14	1	187	18	25	317	0	13	586
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	**272**	**34**	**0**	**0**	**0**	**0**	**51**	**13**	**704**	**172**	**39**	**846**	**0**	**42**	**2173**
Schienenverkehr	0	0	0	0	17	0	0	0	0	1	0	67	0	0	85
Straßenverkehr	0	0	0	564	994	0	0	49	51	185	0	22	0	0	1865
Luftverkehr	0	0	0	1	0	490	0	0	0	0	0	0	0	0	491
Küsten- und Binnenschiffahrt	0	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
Verkehr insgesamt	**0**	**0**	**0**	**565**	**1023**	**490**	**0**	**49**	**51**	**186**	**0**	**89**	**0**	**0**	**2454**
Haushalte	0	0	0	2	0	0	260	21	818	299	0	555	0	143	2097
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	1	0	0	10	67	1	102	16	325	66	0	554	0	134	1276
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	**1**	**0**	**0**	**12**	**67**	**1**	**362**	**37**	**1142**	**365**	**0**	**1109**	**0**	**276**	**3373**

Tabelle 11.23: Energiebilanz Deutschland 2030 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb)

PJ	Energiebilanz DE 2030														
	Stein-kohle	Braun-kohle	Mineralöle						Gase	Erneuer-bare Energien	Sonstige Energie-träger	Elektrischer Strom und andere Energieträger			Energie-träger insgesamt
			Erdöl (roh)	Benzin	Diesel	Kerosin	Heizöl	Sonstige				Strom	Kernenergie	Fernwärme	Summe
Gewinnung im Inland	0	1142	0	0	0	0	0	0	0	1715	139	0	0	0	2996
Außenhandelssaldo	939	0	4659	-676	-571	207	-610	887	2860	111	0	122	0	0	7928
PRIMARENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**939**	**1142**	**4659**	**-676**	**-571**	**207**	**-610**	**887**	**2860**	**1826**	**139**	**122**	**0**	**0**	**10924**
Öffentliche Wärmekraftwerke	432	1095	0	0	0	0	24	15	536	267	46	0	0	0	2415
Industriewärmekraftwerke	17	0	0	0	0	0	0	0	291	53	21	0	0	0	382
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	705	0	35	0	0	741
Öffentliche Heizkraftwerke	76	13	0	0	0	0	1	0	220	48	19	0	0	0	378
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	44	22	6	0	0	0	72
Raffinerien	0	0	4659	135	0	0	117	133	0	0	0	25	0	0	5068
Übrige Umwandlungssbereiche	240	32	0	0	0	0	0	0	216	329	8	37	0	0	862
Umwandlungseinsatz und Eigenverbrauch insgesamt	**765**	**1141**	**4659**	**135**	**0**	**0**	**142**	**148**	**1307**	**1425**	**100**	**97**	**0**	**0**	**9918**
Öffentliche Wärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1144	0	0	1144
Industriewärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	0	0	265
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	730	0	0	730
Öffentliche Heizkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	311	311
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53	53
Raffinerien	0	0	0	1304	1695	306	1234	153	0	0	0	0	0	0	4692
Übrige Umwandlungssbereiche	93	30	0	0	0	0	0	0	344	318	0	0	0	6	790
Umwandlungsausstoß insgesamt	**93**	**30**	**0**	**1304**	**1695**	**306**	**1234**	**153**	**344**	**318**	**0**	**2139**	**0**	**371**	**7986**
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0	0	0	31	0	0	87	0	55	173
ENERGIEANGEBOT IM INL.UMWANDLUNGSEKTOR	**267**	**32**	**0**	**494**	**1123**	**513**	**481**	**892**	**1865**	**720**	**39**	**2077**	**0**	**316**	**8819**
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	**9**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**124**	**803**	**81**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1018**
Statistische Differenzen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENDENERGIEVERBRAUCH	**258**	**31**	**0**	**494**	**1123**	**513**	**357**	**89**	**1784**	**720**	**39**	**2077**	**0**	**316**	**7801**
Eisen & Stahl	216	0	0	0	0	0	15	4	96	0	0	140	0	1	471
Chemie	8	0	0	0	0	0	13	6	191	16	8	194	0	30	465
Nichteisen	4	1	0	0	0	0	2	0	27	4	0	62	0	0	101
NM-Mineralische Stoffe	26	26	0	0	0	0	0	0	71	35	8	30	0	1	196
Papier	0	0	0	0	0	0	1	0	85	104	2	98	0	0	290
Glas	0	0	0	0	0	0	4	0	23	0	0	9	0	0	36
Sonstige	4	5	0	0	0	0	8	1	182	15	21	332	0	9	576
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	**258**	**31**	**0**	**0**	**0**	**0**	**42**	**11**	**675**	**173**	**39**	**865**	**0**	**41**	**2136**
Schienenverkehr	0	0	0	0	16	0	0	0	0	1	0	71	0	0	88
Straßenverkehr	0	0	0	482	1031	0	0	44	63	179	0	35	0	0	1833
Luftverkehr	0	0	0	1	0	512	0	0	0	0	0	0	0	0	513
Küsten- und Binnenschiffahrt	0	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
Verkehr insgesamt	**0**	**0**	**0**	**483**	**1059**	**512**	**0**	**44**	**63**	**181**	**0**	**106**	**0**	**0**	**2447**
Haushalte	0	0	0	2	0	0	228	20	748	293	0	553	0	141	1985
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	1	0	0	9	64	1	87	14	299	73	0	552	0	134	1234
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	**1**	**0**	**0**	**11**	**64**	**1**	**315**	**34**	**1047**	**366**	**0**	**1105**	**0**	**275**	**3218**

Tabelle 11.24: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2012 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb)

Satellitenbilanz:	Zeile	Erneuerbare Energien								
		Wasser- und Windkraft einschl. Photovoltaik			Biomasse und erneuerbare Abfälle		Sonstige Erneuerbare Energien			Insgesamt
		PJ			PJ	PJ	PJ			PJ
		Wasser-kraft	Wind-	Photo-voltaik	Biomasse-nutzung	Siedlungsabfälle (einschl. Deponiegas)	Geo-thermie	Solar-	Umgebungs-wärme	
Gewinnung im Inland	1	82.8	198.2	26.5	649.8	62.3	20.5	45.3	54.0	1139.6
Einfuhr	2				110.3					110.3
Bestandsentnahmen	3									0.0
Energieaufkommen im Inland	4	82.8	198.2	26.5	760.1	62.3	20.5	45.3	54.0	1249.8
Ausfuhr	5				71.8					71.8
Bestandsaufstockungen	7									0.0
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**8**	**82.8**	**198.2**	**26.5**	**688.3**	**62.3**	**20.5**	**45.3**	**54.0**	**1178.1**
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11				115.4	19.5	5.6			140.4
Industriewärmekraftwerke	12				72.1	13.4				85.5
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14	82.8	198.2	26.5						307.6
Öffentliche Heizkraftwerke	15				38.7	0.0				38.7
Fernheizwerke	16				9.4	11.0				20.4
Hochöfen	17									0.0
Sonstige Energieerzeuger	19				353.6					353.6
Umwandlungseinsatz insgesamt	20	82.8	198.2	26.5	589.3	43.9	5.6	0.0	0.0	946.3
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23									0.0
Industriewärmekraftwerke	24									0.0
Wasserkraftwerke	25									0.0
Windkraftanlagen	26									0.0
Photovoltaikanlagen	27									0.0
Öffentliche Heizkraftwerke	28									0.0
Fernheizwerke	29									0.0
Sonstige Energieerzeuger	30				317.6					317.6
Umwandlungsausstoß insgesamt	31	0.0	0.0	0.0	317.6	0.0	0.0	0.0	0.0	317.6
Kraftwerke	32									0.0
Erdöl- und Erdgasgewinnung	33									0.0
Raffinerien	34									0.0
Sonstige Energieerzeuger	35									0.0
E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	36	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fackel- u. Leitungsverluste	37									0.0
ENERGIEANGEBOT IM INL.N.UMWANDLUNGSBILANZ	38	0.0	0.0	0.0	416.7	18.4	14.9	45.3	54.0	549.4
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	39									0.0
Statistische Differenzen	40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENDENERGIEVERBRAUCH	41	0.0	0.0	0.0	416.7	18.4	14.9	45.3	54.0	549.4
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	42	0.0	0.0	0.0	92.6	18.4				111.0
Schienenverkehr	43				0.4					0.4
Straßenverkehr	44				131.4					131.4
Luftverkehr	45				0.0					0.0
Küsten- und Binnenschiffahrt	46				0.3					0.3
Verkehr insgesamt	47	0.0	0.0	0.0	132.1	0.0	0.0	0.0	0.0	132.1
Haushalte	48				177.7		8.9	17.8	45.5	249.8
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	49				14.4		6.0	27.6	8.5	56.5
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	50	0.0	0.0	0.0	192.1	0.0	14.9	45.3	54.0	306.3

Tabelle 11.25: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2015 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb)

Satellitenbilanz:	Zeile	Erneuerbare Energien								
		Wasser- und Windkraft einschl. Photovoltaik			Biomasse und erneuerbare Abfälle		Sonstige Erneuerbare Energien			Insgesamt
		PJ			PJ	PJ	PJ			PJ
		Wasser-kraft	Wind-	Photo-voltaik	Biomasse-nutzung	Siedlungsabfälle (einschl. Deponiegas)	Geo-thermie	Solar-	Umgebungs-wärme	
Gewinnung im Inland	1	84.5	238.7	35.2	668.9	64.5	30.5	51.8	93.4	1267.6
Einfuhr	2				105.1					105.1
Bestandsentnahmen	3									0.0
Energieaufkommen im Inland	4	84.5	238.7	35.2	773.9	64.5	30.5	51.8	93.4	1372.6
Ausfuhr	5				70.5					70.5
Bestandsaufstockungen	7									0.0
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**8**	**84.5**	**238.7**	**35.2**	**703.4**	**64.5**	**30.5**	**51.8**	**93.4**	**1302.1**
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11				111.9	19.5	11.0			142.4
Industriewärmekraftwerke	12				61.8	11.1				72.9
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14	84.5	238.7	35.2						358.4
Öffentliche Heizkraftwerke	15				48.6	0.0				48.6
Fernheizwerke	16				9.4	11.1				20.5
Hochöfen	17									0.0
Sonstige Energieerzeuger	19				381.4					381.4
Umwandlungseinsatz insgesamt	20	84.5	238.7	35.2	613.2	41.6	11.0	0.0	0.0	1024.2
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23									0.0
Industriewärmekraftwerke	24									0.0
Wasserkraftwerke	25									0.0
Windkraftanlagen	26									0.0
Photovoltaikanlagen	27									0.0
Öffentliche Heizkraftwerke	28									0.0
Fernheizwerke	29									0.0
Sonstige Energieerzeuger	30				354.2					354.2
Umwandlungsausstoß insgesamt	31	0.0	0.0	0.0	354.2	0.0	0.0	0.0	0.0	354.2
Kraftwerke	32									0.0
Erdöl- und Erdgasgewinnung	33									0.0
Raffinerien	34									0.0
Sonstige Energieerzeuger	35									0.0
E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	36	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fackel- u. Leitungsverluste	37									0.0
ENERGIEANGEBOT IM INL.N.UMWANDLUNGSBILANZ	38	0.0	0.0	0.0	444.5	22.9	19.5	51.8	93.4	632.2
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	39									0.0
Statistische Differenzen	40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENDENERGIEVERBRAUCH	41	0.0	0.0	0.0	444.5	22.9	19.5	51.8	93.4	632.2
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	42	0.0	0.0	0.0	126.5	22.9				149.4
Schienenverkehr	43				0.2					0.2
Straßenverkehr	44				135.0					135.0
Luftverkehr	45				0.0					0.0
Küsten- und Binnenschiffahrt	46				0.3					0.3
Verkehr insgesamt	47	0.0	0.0	0.0	135.5	0.0	0.0	0.0	0.0	135.5
Haushalte	48				167.5		12.0	25.0	82.6	287.1
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	49				15.0		7.5	26.8	10.9	60.2
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	50	0.0	0.0	0.0	182.5	0.0	19.5	51.8	93.4	347.3

Tabelle 11.26: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2020 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb)

Satellitenbilanz:	Zeile	Erneuerbare Energien								
		Wasser- und Windkraft einschl. Photovoltaik			Biomasse und erneuerbare Abfälle		Sonstige Erneuerbare Energien			Insgesamt
		PJ			PJ	PJ	PJ			PJ
		Wasser-kraft	Wind-	Photo-voltaik	Biomasse-nutzung	Siedlungsabfälle (einschl. Deponiegas)	Geo-thermie	Solar-	Umgebungs-wärme	
Gewinnung im Inland	1	88.1	357.3	47.8	779.4	66.2	42.0	55.8	106.6	1543.1
Einfuhr	2				121.0					121.0
Bestandsentnahmen	3									0.0
Energieaufkommen im Inland	4	88.1	357.3	47.8	900.4	66.2	42.0	55.8	106.6	1664.1
Ausfuhr	5				21.9					21.9
Bestandsaufstockungen	7									0.0
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**8**	**88.1**	**357.3**	**47.8**	**878.5**	**66.2**	**42.0**	**55.8**	**106.6**	**1642.2**
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11				179.6	18.1	18.0			215.7
Industriewärmekraftwerke	12				56.4	10.1				66.5
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14	88.1	357.3	47.8						493.2
Öffentliche Heizkraftwerke	15				54.0	2.0				56.0
Fernheizwerke	16				9.4	11.1				20.5
Hochöfen	17									0.0
Sonstige Energieerzeuger	19				418.2					418.2
Umwandlungseinsatz insgesamt	20	88.1	357.3	47.8	717.7	41.3	18.0	0.0	0.0	1270.1
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23									0.0
Industriewärmekraftwerke	24									0.0
Wasserkraftwerke	25									0.0
Windkraftanlagen	26									0.0
Photovoltaikanlagen	27									0.0
Öffentliche Heizkraftwerke	28									0.0
Fernheizwerke	29									0.0
Sonstige Energieerzeuger	30				366.9					366.9
Umwandlungsausstoß insgesamt	31	0.0	0.0	0.0	366.9	0.0	0.0	0.0	0.0	366.9
Kraftwerke	32									0.0
Erdöl- und Erdgasgewinnung	33									0.0
Raffinerien	34									0.0
Sonstige Energieerzeuger	35									0.0
E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	36	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fackel- u. Leitungsverluste	37									0.0
ENERGIEANGEBOT IM INL.N.UMWANDLUNGSBILANZ	38	0.0	0.0	0.0	527.7	24.9	24.0	55.8	106.6	739.0
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	39									0.0
Statistische Differenzen	40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENDENERGIEVERBRAUCH	41	0.0	0.0	0.0	527.7	24.9	24.0	55.8	106.6	739.0
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	42	0.0	0.0	0.0	141.2	24.9				166.1
Schienenverkehr	43				0.3					0.3
Straßenverkehr	44				205.3					205.3
Luftverkehr	45				0.0					0.0
Küsten- und Binnenschiffahrt	46				0.3					0.3
Verkehr insgesamt	47	0.0	0.0	0.0	205.9	0.0	0.0	0.0	0.0	205.9
Haushalte	48				164.6		14.0	32.0	95.0	305.7
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	49				16.0		10.0	23.8	11.6	61.4
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	50	0.0	0.0	0.0	180.6	0.0	24.0	55.8	106.6	367.0

Tabelle 11.27: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2025 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb)

Satellitenbilanz:	Zeile	Erneuerbare Energien								
		Wasser- und Windkraft einschl. Photovoltaik			Biomasse und erneuerbare Abfälle		Sonstige Erneuerbare Energien			Insgesamt
		PJ			PJ	PJ	PJ			PJ
		Wasser-kraft	Wind-	Photo-voltaik	Biomasse-nutzung	Siedlungsabfälle (einschl. Deponiegas)	Geo-thermie	Solar-	Umgebungs-wärme	
Gewinnung im Inland	1	88.1	460.8	58.6	803.5	64.7	54.0	60.7	101.5	1691.9
Einfuhr	2				150.6					150.6
Bestandsentnahmen	3									0.0
Energieaufkommen im Inland	4	88.1	460.8	58.6	954.0	64.7	54.0	60.7	101.5	1842.4
Ausfuhr	5				62.2					62.2
Bestandsaufstockungen	7									0.0
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**8**	**88.1**	**460.8**	**58.6**	**891.8**	**64.7**	**54.0**	**60.7**	**101.5**	**1780.2**
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11				200.3	21.0	28.4			249.6
Industriewärmekraftwerke	12				48.2	6.9				55.1
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14	88.1	460.8	58.6						607.5
Öffentliche Heizkraftwerke	15				63.1	3.6				66.7
Fernheizwerke	16				9.4	11.1				20.5
Hochöfen	17									0.0
Sonstige Energieerzeuger	19				411.6					411.6
Umwandlungseinsatz insgesamt	20	88.1	460.8	58.6	732.5	42.6	28.4	0.0	0.0	1411.0
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23									0.0
Industriewärmekraftwerke	24									0.0
Wasserkraftwerke	25									0.0
Windkraftanlagen	26									0.0
Photovoltaikanlagen	27									0.0
Öffentliche Heizkraftwerke	28									0.0
Fernheizwerke	29									0.0
Sonstige Energieerzeuger	30				354.2					354.2
Umwandlungsausstoß insgesamt	31	0.0	0.0	0.0	354.2	0.0	0.0	0.0	0.0	354.2
Kraftwerke	32									0.0
Erdöl- und Erdgasgewinnung	33									0.0
Raffinerien	34									0.0
Sonstige Energieerzeuger	35									0.0
E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	36	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fackel- u. Leitungsverluste	37									0.0
ENERGIEANGEBOT IM INL.N.UMWANDLUNGSBILANZ	38	0.0	0.0	0.0	513.5	22.1	25.7	60.7	101.5	723.4
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	39									0.0
Statistische Differenzen	40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENDENERGIEVERBRAUCH	41	0.0	0.0	0.0	513.5	22.1	25.7	60.7	101.5	723.4
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	42	0.0	0.0	0.0	149.7	22.1				171.8
Schienenverkehr	43				1.1					1.1
Straßenverkehr	44				184.8					184.8
Luftverkehr	45				0.0					0.0
Küsten- und Binnenschiffahrt	46				0.4					0.4
Verkehr insgesamt	47	0.0	0.0	0.0	186.3	0.0	0.0	0.0	0.0	186.3
Haushalte	48				160.6		14.7	35.7	88.1	299.0
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	49				17.0		11.0	25.0	13.4	66.4
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	50	0.0	0.0	0.0	177.6	0.0	25.7	60.7	101.5	365.4

Tabelle 11.28: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2030 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb)

Satellitenbilanz:	Zeile	Erneuerbare Energien								
		Wasser- und Windkraft einschl. Photovoltaik			Biomasse und erneuerbare Abfälle		Sonstige Erneuerbare Energien			Insgesamt
		PJ			PJ	PJ	PJ			PJ
		Wasser-kraft	Wind-	Photo-voltaik	Biomasse -nutzung	Siedlungsabfälle (einschl. Deponiegas)	Geo-thermie	Solar-	Umgebungs-wärme	
Gewinnung im Inland	1	88.1	549.5	67.6	717.1	64.3	65.3	67.3	96.1	1715.4
Einfuhr	2				142.1					142.1
Bestandsentnahmen	3									0.0
Energieaufkommen im Inland	4	88.1	549.5	67.6	859.2	64.3	65.3	67.3	96.1	1857.5
Ausfuhr	5				31.0					31.0
Bestandsaufstockungen	7									0.0
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**8**	**88.1**	**549.5**	**67.6**	**828.2**	**64.3**	**65.3**	**67.3**	**96.1**	**1826.4**
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11				210.0	19.5	38.0			267.5
Industriewärmekraftwerke	12				45.0	7.9				52.9
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14	88.1	549.5	67.6						705.2
Öffentliche Heizkraftwerke	15				48.4	0.0				48.4
Fernheizwerke	16				9.9	11.7				21.6
Hochöfen	17									0.0
Sonstige Energieerzeuger	19				329.1					329.1
Umwandlungseinsatz insgesamt	20	88.1	549.5	67.6	642.4	39.0	38.0	0.0	0.0	1424.6
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23									0.0
Industriewärmekraftwerke	24									0.0
Wasserkraftwerke	25									0.0
Windkraftanlagen	26									0.0
Photovoltaikanlagen	27									0.0
Öffentliche Heizkraftwerke	28									0.0
Fernheizwerke	29									0.0
Sonstige Energieerzeuger	30				318.0					318.0
Umwandlungsausstoß insgesamt	31	0.0	0.0	0.0	318.0	0.0	0.0	0.0	0.0	318.0
Kraftwerke	32									0.0
Erdöl- und Erdgasgewinnung	33									0.0
Raffinerien	34									0.0
Sonstige Energieerzeuger	35									0.0
E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	36	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fackel- u. Leitungsverluste	37									0.0
ENERGIEANGEBOT IM INL.N.UMWANDLUNGSBILANZ	38	0.0	0.0	0.0	503.7	25.2	27.3	67.3	96.1	719.8
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	39									0.0
Statistische Differenzen	40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENDENERGIEVERBRAUCH	41	0.0	0.0	0.0	503.7	25.2	27.3	67.3	96.1	719.8
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	42	0.0	0.0	0.0	147.6	25.2				172.9
Schienenverkehr	43				1.1					1.1
Straßenverkehr	44				179.4					179.4
Luftverkehr	45				0.0					0.0
Küsten- und Binnenschiffahrt	46				0.4					0.4
Verkehr insgesamt	47	0.0	0.0	0.0	180.8	0.0	0.0	0.0	0.0	180.8
Haushalte	48				157.3		15.3	39.3	81.4	293.3
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	49				18.0		12.0	28.0	14.8	72.8
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	50	0.0	0.0	0.0	175.3	0.0	27.3	67.3	96.1	366.1

Tabelle 11.29: Entwicklung der CO_2-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) entsprechend der Systematik der nationalen Emissionsinventare

Mio. t CO_2	2006	2012	2020	2030
CO_2-Emissionen insgesamt	880,3	781,3	676,4	580,6
inkl. internat. Luftverkehr	904,7	805,0	704,2	612,3
Energiebedingete Emissionen	799,4	711,4	610,0	516,2
Energiewirtschaft	366,1	326,2	270,9	210,8
Verarbeitendes Gewerbe	101,4	94,7	84,0	80,8
Verkehr	160,6	150,2	139,1	125,3
dar. Straßenverkehr	148,9	142,0	130,7	117,3
Übrige Feuerungsanlagen	169,6	140,3	116,0	99,3
darunter Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	47,5	47,2	40,5	39,2
Haushalte	117,2	93,1	75,5	60,2
Prozessbedingte Emissionen	80,9	69,9	66,4	64,3
Sektoralstruktur in %	**2006**	**2012**	**2020**	**2030**
CO_2-Emissionen insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0
Energiebedingete Emissionen	90,8	91,1	90,2	88,9
Energiewirtschaft	41,6	41,7	40,1	36,3
Verarbeitendes Gewerbe	11,5	12,1	12,4	13,9
Verkehr	18,2	19,2	20,6	21,6
dar. Straßenverkehr	16,9	18,2	19,3	20,2
Übrige Feuerungsanlagen	19,3	18,0	17,1	17,1
darunter Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	5,4	6,0	6,0	6,7
Haushalte	13,3	11,9	11,2	10,4
Prozessbedingte Emissionen	9,2	8,9	9,8	11,1

Tabelle 11.30: Entwicklung der CO_2-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie

CO_2-Quellenkategorien (Mt)	2007	2012	2020	2030
Summe energiebedingte und prozessbedingte Emissionen	**839,0**	**781,3**	**676,4**	**580,6**
inkl. internationaler Luftverkehr	**864,3**	**805,0**	**704,2**	**612,3**
A. Verbrennung von Brennstoffen und prozessbedingte Emissionen	**839,0**	**781,3**	**676,4**	**580,6**
inkl. internationaler Luftverkehr	**864,3**	**805,0**	**704,2**	**612,3**
1. Energiewirtschaft	**389,2**	**326,2**	**270,9**	**210,8**
a. Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	359,9	298,0	243,1	180,0
b. übriger Umwandlungssektor[1)]	29,3	28,2	27,8	30,8
2. Verarbeitendes Gewerbe[2)]	**172,8**	**164,6**	**150,4**	**145,1**
a. Eisenschaffende Industrie	52,1	51,1	48,5	48,8
b. Nichteisen-Metalle	1,3	1,9	1,7	1,4
c. Chemische Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Zellstoff, Papier und Druckerzeugnisse	0,0	0,0	0,0	0,0
e. Weitere Branchen	119,4	111,7	100,1	94,9
Glas	0,8	0,6	0,5	0,3
Kalkherstellung	7,7	7,0	6,6	5,8
Zementherstellung	22,9	19,6	17,7	15,0
Sonstige (inkl. weitere Energieerzeugung)[3)]	88,0	84,4	75,3	73,8
3. Verkehr	**148,3**	**150,2**	**139,1**	**125,3**
a. Ziviler Luftverkehr[4)]	2,3	5,9	6,1	5,9
b. Straßenverkehr	144,1	142,0	130,7	117,3
c. Schienenverkehr	1,3	1,5	1,3	1,2
d. Schiffsverkehr	0,5	0,8	0,9	0,9
Internationaler Luftverkehr[4)]	25,3	23,8	28	31,8
4. Sonstige Sektoren	**128,8**	**140,3**	**116,0**	**99,3**
a. GHD, Land-, Forstwirtschaft, Fischerei, andere Bereiche	42,9	47,2	40,5	39,2
b. Haushalte	85,9	93,1	75,5	60,2
B. Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	0,0	0,0	0,0	0,0

1) Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung in Zechen- und Grubenkraftwerken sind in der Rubrik A.1.a (Öffentl. Elektrizitäts- und Wärmeversorgung) erfasst

2) Inklusive industrieller Prozessemissionen

3) Gemäß den UNFCCC-Richtlinien werden in dieser Subquellgruppe alle Emissionen berichtet, für die sich die Energieeinsätze nicht entsprechend der Gliederung für A.2 disaggregieren lassen. Dazu zählen die gesamte Strom- und Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken und Kesseln sowie alle energiebedingten Emissionen aus der chemischen Industrie

4) Der für die UNFCCC-Emissionsbilanz des Jahres 2007 angenommene Anteil des nationalen Flugverkehrs an den gesamten Emisionen des Flugverkehrs wurde im Jahr 2009 von 20 % auf 8,3 % korrigiert. Bei den Prognosewerten wurde hingegen ausgehend von der alten Aufteilung ein Anteil des nationalen Flugverkehrs von 20 % in 2012 angenommen, der bis zum Jahr 2030 auf 16 % abnimmt

Tabelle 11.31: Entwicklung der CH_4-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie

CH_4-Quellenkategorien (kt)	2007	2012	2020	2030
Summe energiebedingte Emissionen	**564,3**	**528,0**	**451,8**	**451,7**
inkl. internationaler Luftverkehr	**564,6**	**528,4**	**452,2**	**452,2**
A. Verbrennung von Brennstoffen	**48,5**	**42,8**	**38,1**	**33,2**
inkl. internationaler Luftverkehr	**48,8**	**43,1**	**38,5**	**33,7**
1. Energiewirtschaft	**6,7**	**5,5**	**5,2**	**5,0**
a. Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	6,0	4,8	4,4	4,2
b. übriger Umwandlungssektor[1)]	0,7	0,7	0,7	0,7
2. Verarbeitendes Gewerbe	**5,5**	**4,9**	**4,4**	**3,9**
a. Eisenschaffende Industrie	2,8	2,4	2,3	2,2
b. Nichteisen-Metalle	0,0	0,0	0,0	0,0
c. Chemische Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Zellstoff, Papier und Druckerzeugnisse	0,1	0,1	0,1	0,1
e. Weitere Branchen	2,7	2,4	2,0	1,6
Glas	0,0	0,0	0,0	0,0
Kalkherstellung	0,1	0,1	0,0	0,0
Zementherstellung	0,4	0,2	0,1	0,1
Sonstige (inkl. weitere Energieerzeugung)[2)]	2,2	2,2	1,8	1,4
3. Verkehr	**7,0**	**5,6**	**5,0**	**4,3**
a. Ziviler Luftverkehr[3)]	0,0	0,0	0,0	0,0
b. Straßenverkehr	7,0	5,5	4,9	4,2
c. Schienenverkehr	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Schiffsverkehr	0,0	0,1	0,1	0,1
Internationaler Luftverkehr[3)]	0,3	0,4	0,4	0,5
4. Sonstige Sektoren	**29,3**	**26,8**	**23,5**	**20,1**
a. GHD, Land-, Forstwirtschaft, Fischerei, andere Bereiche	4,4	4,5	3,5	2,5
b. Haushalte	24,9	22,3	20,0	17,5
B. Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	515,8	485,2	413,7	418,5

1) Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung in Zechen- und Grubenkraftwerken sind in der Rubrik A.1.a (Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung) erfasst

2) Gemäß den UNFCCC-Richtlinien werden in dieser Subquellgruppe alle Emissionen berichtet, für die sich die Energieeinsätze nicht entsprechend der Gliederung für A.2 disaggregieren lassen. Dazu zählen die gesamte Strom- und Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken und Kesseln sowie alle energiebedingten Emissionen aus der chemischen Industrie

3) Der für die UNFCCC-Emissionsbilanz des Jahres 2007 angenommene Anteil des nationalen Flugverkehrs an den gesamten Emisionen des Flugverkehrs wurde im Jahr 2009 von 20 % auf 8,3 % korrigiert. Bei den Prognosewerten wurde hingegen ausgehend von der alten Aufteilung ein Anteil des nationalen Flugverkehrs von 20 % in 2012 angenommen, der bis zum Jahr 2030 auf 16 % abnimmt

Tabelle 11.32: Entwicklung der N_2O-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie

N_2O-Quellenkategorien (kt)	2007	2012	2020	2030
Summe energiebedingte Emissionen	**21,0**	**19,8**	**18,4**	**17,8**
inkl. internationaler Luftverkehr	**22,2**	**21,2**	**20,0**	**19,6**
A. Verbrennung von Brennstoffen	**21,0**	**19,8**	**18,4**	**17,8**
inkl. internationaler Luftverkehr	**22,2**	**21,2**	**20,0**	**19,6**
1. Energiewirtschaft	**13,1**	**12,1**	**11,5**	**11,2**
a. Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	12,6	11,5	10,9	10,6
b. übriger Umwandlungssektor[1)]	0,5	0,6	0,6	0,6
2. Verarbeitendes Gewerbe	**2,7**	**2,5**	**2,2**	**2,0**
a. Eisenschaffende Industrie	0,3	0,3	0,3	0,3
b. Nichteisen-Metalle	0,0	0,1	0,0	0,0
c. Chemische Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Zellstoff, Papier und Druckerzeugnisse	0,0	0,0	0,0	0,0
e. Weitere Branchen	2,4	2,2	1,8	1,7
Glas	0,0	0,0	0,0	0,0
Kalkherstellung	0,1	0,1	0,0	0,0
Zementherstellung	0,3	0,2	0,1	0,1
Sonstige (inkl. weitere Energieerzeugung)[2)]	2,0	1,9	1,6	1,6
3. Verkehr	**3,6**	**3,5**	**3,5**	**3,3**
a. Ziviler Luftverkehr[3)]	0,1	0,1	0,1	0,1
b. Straßenverkehr	3,5	3,4	3,4	3,2
c. Schienenverkehr	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Schiffsverkehr	0,0	0,0	0,0	0,0
Internationaler Luftverkehr[3)]	1,2	1,4	1,6	1,8
4. Sonstige Sektoren	**1,5**	**1,6**	**1,2**	**1,3**
a. GHD, Land-, Forstwirtschaft, Fischerei, andere Bereiche	0,5	0,6	0,5	0,5
b. Haushalte	1,0	1,0	0,8	0,8
B. Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	0,0	0,0	0,0	0,0

1) Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung in Zechen- und Grubenkraftwerken sind in der Rubrik A.1.a (Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung) erfasst

2) Gemäß den UNFCCC-Richtlinien werden in dieser Subquellgruppe alle Emissionen berichtet, für die sich die Energieeinsätze nicht entsprechend der Gliederung für A.2 disaggregieren lassen. Dazu zählen die gesamte Strom- und Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken und Kesseln sowie alle energiebedingten Emissionen aus der chemischen Industrie

3) Der für die UNFCCC-Emissionsbilanz des Jahres 2007 angenommene Anteil des nationalen Flugverkehrs an den gesamten Emisionen des Flugverkehrs wurde im Jahr 2009 von 20 % auf 8,3 % korrigiert. Bei den Prognosewerten wurde hingegen ausgehend von der alten Aufteilung ein Anteil des nationalen Flugverkehrs von 20 % in 2012 angenommen, der bis zum Jahr 2030 auf 16 % abnimmt

Tabelle 11.33: Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie

Treibhausgas-Quellenkategorien (Mt CO_2Äqu.)	2007	2012	2020	2030
Summe energiebedingte und prozessbedingte Emissionen	**857,4**	**798,5**	**691,6**	**595,6**
inkl. internationaler Luftverkehr	**883,0**	**822,7**	**719,9**	**627,9**
A. Verbrennung von Brennstoffen und prozessbedingte CO_2-Emissionen	**846,5**	**788,3**	**682,9**	**586,8**
inkl. internationaler Luftverkehr	**872,2**	**812,5**	**711,2**	**619,1**
1. Energiewirtschaft	**393,4**	**330,0**	**274,6**	**214,4**
a. Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	363,9	301,7	246,6	183,4
b. übriger Umwandlungssektor[1)]	29,5	28,4	28,0	31,0
2. Verarbeitendes Gewerbe[2)]	**173,7**	**165,5**	**151,2**	**145,8**
a. Eisenschaffende Industrie	52,3	51,2	48,7	48,9
b. Nichteisen-Metalle	1,3	1,9	1,7	1,4
c. Chemische Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Zellstoff, Papier und Druckerzeugnisse	0,0	0,0	0,0	0,0
e. Weitere Branchen	120,1	112,4	100,7	95,5
Glas	0,8	0,6	0,5	0,4
Kalkherstellung	7,7	7,0	6,6	5,8
Zementherstellung	23,0	19,7	17,7	15,0
Sonstige (inkl. weitere Energieerzeugung)[3)]	88,6	85,1	75,9	74,3
3. Verkehr	**149,5**	**151,4**	**140,3**	**126,4**
a. Ziviler Luftverkehr[4)]	2,4	6,0	6,2	5,9
b. Straßenverkehr	145,3	143,1	131,9	118,4
c. Schienenverkehr	1,3	1,5	1,3	1,2
d. Schiffsverkehr	0,5	0,8	0,9	0,9
Internationaler Luftverkehr[4)]	25,7	24,2	28,3	32,3
4. Sonstige Sektoren	**129,9**	**141,4**	**116,8**	**100,2**
a. GHD, Land-, Forstwirtschaft, Fischerei, andere Bereiche	43,1	47,5	40,7	39,4
b. Haushalte	86,8	93,9	76,1	60,8
B. Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	10,8	10,2	8,7	8,8

1) Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung in Zechen- und Grubenkraftwerken sind in der Rubrik A.1.a (Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung) erfasst

2) Inklusive industrieller Prozessemissionen

3) Gemäß den UNFCCC-Richtlinien werden in dieser Subquellgruppe alle Emissionen berichtet, für die sich die Energieeinsätze nicht entsprechend der Gliederung für A.2 disaggregieren lassen. Dazu zählen die gesamte Strom- und Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken und Kesseln sowie alle energiebedingten Emissionen aus der chemischen Industrie

4) Der für die UNFCCC-Emissionsbilanz des Jahres 2007 angenommene Anteil des nationalen Flugverkehrs an den gesamten Emisionen des Flugverkehrs wurde im Jahr 2009 von 20 % auf 8,3 % korrigiert. Bei den Prognosewerten wurde hingegen ausgehend von der alten Aufteilung ein Anteil des nationalen Flugverkehrs von 20 % in 2012 angenommen, der bis zum Jahr 2030 auf 16 % abnimmt

Tabelle 11.34: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre (Rb)

	Status Quo (2008)	Ziel 2020	Erläuterung	Variante mit Laufzeitverlängerung (Rb)	
				2020	2030
THG-Emissionen	-20% (1990-2007)	-21% (bis 2012) (-40%)	-40% nur, wenn EU-weit Reduktion um 30%	-35%	-44%
CO_2-Emissionen	-19% (1990-2007)			-34%	-44%
Energie aus erneuerbaren Quellen	9,3% (2007)	18%	Anteil am Bruttoendenergie-verbrauch	16%	20%
Strom aus Erneuerbaren Energien	14%	Mindestens 30%	Anteil am Bruttostromverbrauch	27%	37%
Wärme aus Erneuerbaren Energien	ca. 6%	14%	Anteil am Endenergie-verbrauch für Wärme	15%	17%
Energieeffizienz	1,84%/a (1990-2008)	Verdopplung (=+100%) der Energieproduktivität (BIP/PEV)	Basisjahr: 1990	76%	121%
				(1990-2020)	(1990-2030)
		-20% (EU-Ziel, hier auf Deutschland bezogen)	Δ PEV bezogen auf Trendannahme EU-Kommission	-8%	-19%
			Trendannahme für DE	13592 PJ	13418 PJ
		-9% Endenergie (bis 2016, Einsparrichtwert)	Basis: EEV Durchschnitt 2001-2005	14.1%	-19.8%
Biokraftstoffanteil	7,3%	7%	Gemessen als Treibhausgaseinsparung (Änderung der Systematik)	10.5%	10.5%
KWK-Strom	ca. 12% (2008)	Verdopplung auf etwa 25 %		17%	20%
Stromerzeugung aus Kernenergie	149 TWh			111 TWh	0 TWh

Tabelle 11.35: Ergebnistabelle Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc)

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Netto-Stromerzeugung											
Steinkohle	TWh	131	135	134	122	129	114	113	89	49	38
Braunkohle	TWh	152	130	136	143	143	140	133	128	129	123
Mineralöl	TWh	11	7	5	6	5	8	7	7	4	4
Erdgas	TWh	36	39	47	69	73	62	46	53	64	87
Kernenergie	TWh	145	146	161	155	133	160	160	160	160	160
Wasserkraft	TWh	20	24	28	26	25	30	30	31	31	31
Wind	TWh	0	2	8	27	40	55	66	101	128	153
Solar	TWh	0	0	0	1	3	7	10	13	16	19
Biomasse / Müll ern.	TWh	15	14	13	14	23	30	31	36	38	40
Sonstige Erneuerbare	TWh	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh	0	0	9	20	23	10	7	6	5	5
Summe	**TWh**	**508**	**497**	**540**	**581**	**597**	**616**	**605**	**627**	**626**	**663**
Anteil Erneuerbare am Bruttostromverbrauch	%	3,4	4,7	6,3	10,4	14,2	17,8	20,0	27,0	31,3	35,5
Netto-Engpassleistung											
Steinkohle	GW	31	31	30	28	28	30	28	22	18	11
Braunkohle	GW	26	22	20	20	20	21	17	17	17	17
Mineralöl	GW	10	9	7	6	6	4	3	2	1	1
Erdgas	GW	17	20	21	21	22	29	28	28	28	35
Kernenergie	GW	24	23	22	20	20	20	20	20	20	20
Wasserkraft	GW	9	9	9	11	11	11	11	11	11	11
Wind	GW	0	1	6	18	22	30	34	48	53	62
Solar	GW	0	0	0	2	4	8	11	14	18	20
Biomasse / Müll ern.	GW	2	2	2	2	4	6	5	6	6	6
Sonstige Erneuerbare	GW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	GW	0	0	2	6	6	3	3	1	1	1
Summe	**GW**	**119**	**117**	**121**	**134**	**143**	**161**	**160**	**169**	**174**	**185**
Jahresvolllaststunden											
Steinkohle	h	4193	4342	4433	4425	4649	3831	4081	4103	2634	3380
Braunkohle	h	5815	5898	6794	7039	7015	6621	7648	7774	7641	7382
Mineralöl	h	1052	755	691	933	784	1944	2536	3532	3110	4896
Erdgas und sonstige Gase	h	2154	2002	2201	3314	3277	2150	1617	1928	2291	2485
Kernenergie	h	5989	6385	7175	7600	6507	7835	7835	7835	7835	7835
Wasserkraft	h	2264	2672	2939	2404	2315	2822	2851	2911	2911	2911
Wind	h	714	1645	1243	1475	1781	1852	1946	2088	2405	2466
Solar	h	500	611	577	738	858	929	929	929	929	929
Biomasse / Müll ern.	h	6514	6498	6453	6029	6238	5319	5741	6213	6340	6543
Sonstige Erneuerbare	h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	h			4350	3413	4013	3223	2826	4301	5574	5767
Jahresdurchschnitt	**h**	**4266**	**4240**	**4466**	**4333**	**4164**	**3818**	**3777**	**3708**	**3608**	**3595**
KWK-Strom											
Steinkohle	TWh			28	18	16	19	23	26	24	15
Braunkohle	TWh			6	6	5	5	4	3	3	3
Mineralöl	TWh			1	2	2	4	3	3	0	0
Erdgas	TWh			14	38	43	42	38	44	48	69
Kernenergie	TWh			0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse / Müll ern.	TWh			1	4	7	9	13	15	17	18
sonst. Gase nicht-ern.	TWh			1	1	1	1	1	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh			1	2	2	2	2	2	2	2
Summe	**TWh**			**52**	**71**	**76**	**82**	**84**	**93**	**95**	**107**
Anteil KWK	%			9,6	12,2	12,8	13,4	13,9	14,9	15,2	16,1
Brennstoffeinsatz Stromerzeugung											
Steinkohle	PJ	1270	1332	1268	1161	1345	1011	976	724	284	234
Braunkohle	PJ	1795	1455	1420	1462	1480	1336	1267	1187	1114	1042
Mineralöl	PJ	109	82	63	92	79	63	56	51	39	39
Erdgas	PJ	332	341	391	607	694	509	387	305	377	473
Kernenergie	PJ	1663	1681	1851	1779	1533	1839	1839	1839	1839	1839
Wasserkraft	PJ	89	99	115	104	74	83	84	88	88	88
Wind	PJ	0	6	34	98	143	198	239	363	461	550
Solar	PJ	0	0	0	5	11	27	35	48	59	68
Biomasse / Müll ern.	PJ	60	60	56	67	113	220	204	264	278	302
Sonstige Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	6	11	18	33	48
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ	108	92	136	54	18	84	70	69	66	64
Summe	**PJ**	**5426**	**5148**	**5335**	**5429**	**5490**	**5376**	**5167**	**4956**	**4638**	**4747**
Erzeugung Fernwärme											
KWK (öffentlich)	**PJ**						**295**	**304**	**305**	**298**	**288**
Steinkohle	PJ						116	140	158	138	66
Braunkohle	PJ						21	17	11	11	11
Mineralöl	PJ						16	12	11	1	1
Erdgas	PJ						121	107	91	108	170
Biomasse / Müll ern.	PJ						13	19	26	33	33
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						1	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						8	8	8	8	7
Heizwerke (öffentlich)	**PJ**						**55**	**56**	**59**	**57**	**50**
Steinkohle	PJ						2	2	1	0	0
Braunkohle	PJ						0	0	0	0	0
Mineralöl	PJ						0	0	0	0	0
Erdgas	PJ						45	45	45	43	37
Biomasse / Müll ern.	PJ						3	5	7	9	9
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						5	5	5	5	4
Abwärme	**PJ**						**5**	**5**	**7**	**6**	**6**
Summe	**PJ**						**355**	**365**	**370**	**361**	**344**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Primärenergieverbrauch (Wirkungsgrad Methode)											
Steinkohle	PJ	2306	2060	2021	1808	1990	1680	1632	1377	900	742
Braunkohle	PJ	3201	1734	1550	1596	1612	1410	1351	1259	1173	1093
Mineralöl	PJ	5217	5689	5499	5166	4701	4682	4637	4246	3992	3898
Gase	PJ	2328	2812	2996	3236	3118	2686	2473	2382	2371	2445
Kernenergie	PJ	1668	1682	1851	1779	1533	1839	1839	1839	1839	1839
Wasser, Wind, Solar	PJ	58	83	127	173	228	354	410	555	668	773
Sonst. Erneuerbare	PJ	125	192	346	602	746	828	890	1094	1125	1055
Müll (nicht-ern.)	PJ	0	0	0	136	133	137	137	138	138	139
Stromimport	PJ	3	17	11	-31	-68	-10	59	-29	47	-64
Summe	**PJ**	**14905**	**14269**	**14401**	**14465**	**13993**	**13605**	**13429**	**12860**	**12255**	**11919**
Endenergieverbrauch											
Kohlen	PJ	1481	629	513	396	484	396	388	365	345	305
Mineralölprodukte	PJ	3980	4305	4064	3730	3242	3319	3268	2898	2617	2535
Gas + LPG	PJ	1871	2260	2410	2266	2169	2068	1989	1960	1905	1804
Strom	PJ	1638	1650	1780	1864	1904	2018	2051	2040	2106	2131
Fernwärme	PJ	383	366	265	264	264	292	300	306	301	293
Erneuerbare	PJ	120	112	202	371	489	548	631	735	722	715
Müll	PJ	0	0	0	30	33	26	41	41	40	41
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**9473**	**9323**	**9234**	**8920**	**8585**	**8668**	**8667**	**8344**	**8035**	**7824**
Anteil Erneuerbarer am Endenergieverbrauch	%						11,1	12,7	16,0	18,2	19,4
Endenergieverbrauch Industrie											
Kohlen	PJ	868	479	445	355	437	357	352	346	344	304
Mineralölprodukte	PJ	308	299	199	174	158	128	115	76	63	54
Gas	PJ	936	929	972	909	842	768	728	718	655	651
Strom	PJ	748	685	748	823	816	841	885	852	894	894
Fernwärme	PJ	101	70	43	45	44	45	44	43	42	41
Erneuerbare	PJ	16	11	14	88	114	111	149	163	171	168
Müll	PJ	0	0	0	30	33	26	41	41	40	41
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2977**	**2474**	**2421**	**2424**	**2444**	**2275**	**2314**	**2238**	**2209**	**2153**
Endenergieverbrauch GHD											
Kohlen	PJ	250	46	19	9	12	11	9	6	1	1
Mineralölprodukte	PJ	603	550	406	364	266	261	232	204	187	172
Gas	PJ	302	406	454	397	433	422	405	351	332	307
Strom	PJ	419	447	504	473	522	564	565	561	562	560
Fernwärme	PJ	122	125	91	88	90	104	111	119	116	111
Erneuerbare	PJ	39	5	4	10	18	55	59	59	64	72
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**1733**	**1579**	**1478**	**1341**	**1340**	**1417**	**1381**	**1299**	**1263**	**1223**
Endenergieverbrauch Haushalte											
Kohlen	PJ	363	104	49	32	35	28	27	13	0	0
Mineralölprodukte	PJ	740	902	779	689	441	577	542	398	284	249
Gas	PJ	633	925	984	1012	887	848	812	820	818	740
Strom	PJ	422	458	470	509	508	553	537	556	561	571
Fernwärme	PJ	160	171	131	131	130	144	146	144	142	140
Erneuerbare	PJ	65	96	171	196	202	250	287	306	300	294
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2383**	**2656**	**2584**	**2569**	**2202**	**2400**	**2352**	**2236**	**2105**	**1994**
Endenergieverbrauch Verkehr											
Diesel	PJ	802	1019	1145	1109	1102	1090	1158	1089	1028	1065
Benzin	PJ	1330	1301	1238	993	894	859	792	669	565	483
Kerosin	PJ	196	233	297	344	374	404	428	462	490	512
Biokraftstoffe	PJ	0	0	12	77	155	132	136	206	187	181
Gas inkl. LPG	PJ	0	1	1	5	14	30	44	72	100	106
Strom	PJ	49	58	57	58	59	60	63	72	89	106
Sonstige	PJ	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2379**	**2614**	**2751**	**2586**	**2598**	**2575**	**2621**	**2570**	**2459**	**2454**
CO2-Emissionen											
Umwandlung/ Erzeugung	Mio. t	419	361	351	369	389	326	306	263	188	176
Industrie	Mio. t	239	193	181	166	173	165	158	148	143	136
Haushalte, GHD, Landwirtschaft	Mio. t	216	194	172	159	129	140	133	115	105	98
Transport	Mio. t	158	172	177	156	148	150	151	139	128	126
Summe (exkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1032**	**920**	**881**	**849**	**839**	**781**	**748**	**666**	**564**	**537**
Internationaler Luftverkehr	Mio. t	11	15	19	23	25	24	25	28	30	32
Summe (inkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1044**	**934**	**901**	**873**	**864**	**805**	**774**	**693**	**594**	**568**
davon Energiebedingt	Mio. t	**960**	**854**	**818**	**795**	**781**	**735**	**706**	**627**	**528**	**503**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Nettoimporte (Wirkungsgradmethode)											
Kohlen	PJ	145	434	925	1062	1321	1381	1452	1377	900	742
Mineralölprodukte	PJ	4956	5421	5215	5111	4431	4568	4532	4156	3992	3898
Gas	PJ	1761	2220	2368	2571	2592	2246	2073	2022	2371	2445
Kernenergie	PJ	1606	1682	1851	1779	1533	1839	1839	1839	1839	1839
Strom	PJ	3	17	11	-31	-68	-10	59	-29	47	-64
Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstiges	PJ	0	0	0	0	0	38	35	100	82	115
Summe	PJ	**8471**	**9775**	**10371**	**10492**	**9877**	**10062**	**9990**	**9464**	**9232**	**8975**
Rahmenannahmen											
Bruttoinlandsprodukt	Mrd. € 2000	1720	1867	2063	2125	2242	2257	2401	2542	2673	2810
Bevölkerung	Mio.	79,0	82,0	82,0	82,0	82,0	82,0	82,0	81,0	81,0	80,0
Beschäftigte GHD	Mio.	26	28,00	30,00	30,00	31,00	30,00	30,00	30,00	30,00	29,00
Haushalte	Mio.	35,0	37,0	38,0	39,0	40,0	41,0	41,0	42,0	42,0	42,0
Wohnfläche HH	[Mio. m²]	2774	3005	3245	3395	3448	3574	3654	3787	3913	4014
Indikatoren											
Primärenergieverbrauch pro Person	PJ/ Mio. PER	188	175	175	175	170	166	164	158	152	150
Energieproduktivität (BIP/PEV)	Mrd. €2000/PJ	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,20	0,22	0,24
Energieintensität (PEV/BIP)	PJ/Mrd. €2000	8,67	7,64	6,98	6,81	6,24	6,03	5,59	5,06	4,58	4,24
CO2-Intensität des BIP	kg/€2000	0,60	0,49	0,43	0,40	0,37	0,35	0,31	0,26	0,21	0,19
CO2-Intensität pro Person	t/PER	13,01	11,26	10,72	10,30	10,20	9,53	9,15	8,18	7,00	6,73
CO2-Intensität des Primärenergieverbrauchs	Mio. t/EJ	69,26	64,47	61,19	58,73	59,96	57,44	55,73	51,75	46,05	45,01
Endenergieintensität Ind. (EEVIndustrie/BIP)	TJ/Mrd. €2000	1731	1325	1174	1141	1090	1008	964	881	826	766
Endenergieintensität GHD (EEVGHD/Beschäftigte)	TJ/Tsd. Erwerbst. GHD	66,8	56,8	49,6	44,5	43,1	47,4	46,5	43,4	42,5	42,5
Endenergieintensität HH (EEVHaushalte/Wohnfläche)	MJ/qm Fläche	859,0	883,6	796,3	756,6	638,7	671,7	643,6	590,5	537,9	496,7
Effizienz Verkehr (Kraftstoffverbrauch PKW/100 km)	[lBenzin äqu. /100 km]	9,5	8,9	8,4	8,0	8,0	6,9	6,6	6,0	5,3	4,9

Tabelle 11.36: Energiebilanz Deutschland 2012 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc)

PJ	Energiebilanz DE 2012														
	Stein-kohle	Braun-kohle	Mineralöle						Gase	Erneuer-bare Energien	Sonstige Energie-träger	Elektrischer Strom und andere Energieträger			Energie-träger insgesamt
			Erdöl (roh)	Benzin	Diesel	Kerosin	Heizöl	Sonstige				Strom	Kernenergie	Fernwärme	Summe
Gewinnung im Inland	299	1410	114	0	0	0	0	0	440	1144	137	0	0	0	3543
Außenhandelssaldo	1381	0	4402	-333	-201	207	-60	552	2246	38	0	-10	1839	0	10062
PRIMARENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**1680**	**1410**	**4516**	**-333**	**-201**	**207**	**-60**	**552**	**2686**	**1182**	**137**	**-10**	**1839**	**0**	**13605**
Öffentliche Wärmekraftwerke	927	1336	0	0	0	0	37	23	396	140	35	0	0	0	2895
Industriewärmekraftwerke	84	0	0	0	0	0	1	1	113	86	50	0	0	0	335
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1839	0	1839
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	308	0	35	0	0	343
Öffentliche Heizkraftwerke	130	26	0	0	0	0	18	1	145	39	20	0	0	0	379
Fernheizwerke	2	0	0	0	0	0	0	0	50	20	6	0	0	0	79
Raffinerien	0	0	4516	130	0	0	113	129	0	0	0	25	0	0	4914
Übrige Umwandlungssbereiche	391	43	0	0	0	0	0	0	176	354	0	29	0	0	992
Umwandlungseinsatz und Eigenverbrauch insgesamt	**1534**	**1405**	**4516**	**130**	**1**	**0**	**170**	**154**	**880**	**946**	**111**	**89**	**1839**	**0**	**11775**
Öffentliche Wärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1142	0	0	1142
Industriewärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	167	0	0	167
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	577	0	0	577
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	332	0	0	332
Öffentliche Heizkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	295	295
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55	55
Raffinerien	0	0	0	1336	1367	200	1165	493	0	0	0	0	0	0	4562
Übrige Umwandlungssbereiche	212	41	0	0	0	0	0	0	360	313	0	0	0	5	931
Umwandlungsausstoß insgesamt	**212**	**41**	**0**	**1336**	**1367**	**200**	**1165**	**493**	**360**	**313**	**0**	**2218**	**0**	**355**	**8061**
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	101	0	62	193
ENERGIEANGEBOT IM INL.UMWANDLUNGSEKTOR	**359**	**45**	**0**	**873**	**1166**	**406**	**935**	**892**	**2137**	**548**	**26**	**2018**	**0**	**292**	**9697**
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	**8**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**131**	**805**	**86**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1030**
Statistische Differenzen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENDENERGIEVERBRAUCH	**351**	**45**	**0**	**873**	**1166**	**406**	**804**	**87**	**2051**	**548**	**26**	**2018**	**0**	**292**	**8668**
Eisen & Stahl	237	0	0	0	0	0	19	5	125	0	0	92	0	1	479
Chemie	8	4	0	0	0	0	25	12	191	12	7	199	0	16	475
Nichteisen	4	1	0	0	0	0	3	1	38	0	0	68	0	1	116
NM-Mineralische Stoffe	42	25	0	0	0	0	4	2	101	18	5	33	0	1	231
Papier	23	0	0	0	0	0	3	0	91	55	0	69	0	2	243
Glas	0	0	0	0	0	0	7	1	23	0	0	12	0	0	43
Sonstige	10	4	0	0	0	0	42	3	200	26	14	367	0	23	688
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	**323**	**34**	**0**	**0**	**0**	**0**	**104**	**23**	**768**	**111**	**26**	**841**	**0**	**45**	**2275**
Schienenverkehr	0	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0	59	0	0	79
Straßenverkehr	0	0	0	857	1059	0	0	18	12	131	0	1	0	0	2079
Luftverkehr	0	0	0	1	0	404	0	0	0	0	0	0	0	0	406
Küsten- und Binnenschiffahrt	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11
Verkehr insgesamt	**0**	**0**	**0**	**859**	**1090**	**404**	**0**	**18**	**12**	**132**	**0**	**60**	**0**	**0**	**2575**
Haushalte	17	11	0	2	0	0	551	24	848	250	0	553	0	144	2400
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	11	0	0	12	76	2	150	21	422	55	0	564	0	104	1417
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	**28**	**11**	**0**	**14**	**76**	**2**	**701**	**45**	**1270**	**305**	**0**	**1118**	**0**	**248**	**3818**

Tabelle 11.37: Energiebilanz Deutschland 2015 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc)

PJ	Energiebilanz DE 2015														
	Stein-kohle	Braun-kohle	Mineralöle						Gase	Erneuer-bare Energien	Sonstige Energie-träger	Elektrischer Strom und andere Energieträger			Energie-träger insgesamt
			Erdöl (roh)	Benzin	Diesel	Kerosin	Heizöl	Sonstige				Strom	Kernenergie	Fernwärme	Summe
Gewinnung im Inland	180	1351	105	0	0	0	0	0	400	1266	137	0	0	0	3439
Außenhandelssaldo	1452	0	4433	-393	-188	213	-149	616	2073	35	0	59	1839	0	9990
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**1632**	**1351**	**4538**	**-393**	**-188**	**213**	**-149**	**616**	**2473**	**1300**	**137**	**59**	**1839**	**0**	**13429**
Öffentliche Wärmekraftwerke	906	1267	0	0	0	0	34	21	321	142	32	0	0	0	2724
Industriewärmekraftwerke	69	0	0	0	0	0	0	0	66	73	37	0	0	0	245
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1839	0	1839
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	358	0	35	0	0	394
Öffentliche Heizkraftwerke	158	21	0	0	0	0	13	0	132	49	20	0	0	0	393
Fernheizwerke	2	0	0	0	0	0	0	0	50	21	6	0	0	0	79
Raffinerien	0	0	4538	131	0	0	114	130	0	0	0	24	0	0	4938
Übrige Umwandlungssbereiche	339	58	0	0	0	0	0	0	176	382	0	24	0	0	978
Umwandlungseinsatz und Eigenverbrauch insgesamt	**1474**	**1346**	**4538**	**131**	**1**	**0**	**161**	**151**	**744**	**1024**	**97**	**84**	**1839**	**0**	**11590**
Öffentliche Wärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1075	0	0	1075
Industriewärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	141	0	0	141
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	577	0	0	577
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	383	0	0	383
Öffentliche Heizkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	304	304
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	56	56
Raffinerien	0	0	0	1330	1420	217	1176	437	0	0	0	0	0	0	4581
Übrige Umwandlungssbereiche	179	53	0	0	0	0	0	0	350	355	0	0	0	5	941
Umwandlungsausstoß insgesamt	**179**	**53**	**0**	**1330**	**1420**	**217**	**1176**	**437**	**350**	**355**	**0**	**2177**	**0**	**365**	**8060**
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0	0	0	27	0	0	101	0	65	193
ENERGIEANGEBOT IM INL.UMWANDLUNGSEKTOR	**337**	**59**	**0**	**806**	**1232**	**430**	**866**	**902**	**2051**	**631**	**41**	**2051**	**0**	**300**	**9706**
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	**8**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**131**	**813**	**86**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1039**
Statistische Differenzen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENDENERGIEVERBRAUCH	**329**	**58**	**0**	**806**	**1232**	**430**	**735**	**89**	**1965**	**631**	**41**	**2051**	**0**	**300**	**8667**
Eisen & Stahl	230	0	0	0	0	0	18	5	114	0	0	104	0	1	471
Chemie	8	4	0	0	0	0	23	11	178	29	7	209	0	22	490
Nichteisen	4	1	0	0	0	0	3	1	37	0	0	71	0	1	118
NM-Mineralische Stoffe	33	33	0	0	0	0	5	2	91	23	5	34	0	1	228
Papier	24	0	0	0	0	0	2	0	85	77	0	73	0	0	262
Glas	0	0	0	0	0	0	7	1	23	0	0	11	0	0	42
Sonstige	5	9	0	0	0	0	36	3	201	20	28	383	0	19	703
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	**305**	**47**	**0**	**0**	**0**	**0**	**93**	**22**	**728**	**149**	**41**	**885**	**0**	**44**	**2314**
Schienenverkehr	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	0	61	0	0	81
Straßenverkehr	0	0	0	791	1127	0	0	24	19	135	0	2	0	0	2099
Luftverkehr	0	0	0	1	0	428	0	0	0	0	0	0	0	0	430
Küsten- und Binnenschiffahrt	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
Verkehr insgesamt	**0**	**0**	**0**	**792**	**1158**	**428**	**0**	**24**	**19**	**136**	**0**	**63**	**0**	**0**	**2621**
Haushalte	16	11	0	2	0	0	517	24	812	287	0	537	0	146	2352
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	9	0	0	12	74	2	125	20	405	59	0	565	0	111	1381
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	**25**	**11**	**0**	**14**	**74**	**2**	**641**	**43**	**1217**	**346**	**0**	**1103**	**0**	**256**	**3733**

Tabelle 11.38: Energiebilanz Deutschland 2020 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc)

PJ	Energiebilanz DE 2020														
	Stein-kohle	Braun-kohle	Mineralöle						Gase	Erneuer-bare Energien	Sonstige Energie-träger	Elektrischer Strom und andere Energieträger			Energie-träger insgesamt
			Erdöl (roh)	Benzin	Diesel	Kerosin	Heizöl	Sonstige				Strom	Kernenergie	Fernwärme	Summe
Gewinnung im Inland	0	1259	90	0	0	0	0	0	360	1549	138	0	0	0	3396
Außenhandelssaldo	1377	0	4453	-510	-351	217	-370	717	2022	100	0	-29	1839	0	9464
PRIMARENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**1377**	**1259**	**4543**	**-510**	**-351**	**217**	**-370**	**717**	**2382**	**1649**	**138**	**-29**	**1839**	**0**	**12860**
Öffentliche Wärmekraftwerke	679	1187	0	0	0	0	31	19	208	217	30	0	0	0	2371
Industriewärmekraftwerke	45	0	0	0	0	0	0	0	98	65	39	0	0	0	247
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1839	0	1839
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	499	0	35	0	0	535
Öffentliche Heizkraftwerke	178	13	0	0	0	0	11	0	104	61	21	0	0	0	388
Fernheizwerke	2	0	0	0	0	0	0	0	50	21	6	0	0	0	78
Raffinerien	0	0	4543	131	0	0	114	130	0	0	0	24	0	0	4943
Übrige Umwandlungssbereiche	270	53	0	0	0	0	0	0	228	419	1	30	0	0	1001
Umwandlungseinsatz und Eigenverbrauch insgesamt	**1174**	**1253**	**4543**	**131**	**0**	**0**	**156**	**149**	**686**	**1281**	**97**	**90**	**1839**	**0**	**11401**
Öffentliche Wärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	994	0	0	994
Industriewärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	0	0	162
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	577	0	0	577
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	524	0	0	524
Öffentliche Heizkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	305	305
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	59	59
Raffinerien	0	0	0	1322	1511	246	1196	344	0	0	0	0	0	0	4620
Übrige Umwandlungssbereiche	116	50	0	0	0	0	0	0	340	367	0	0	0	7	879
Umwandlungsausstoß insgesamt	**116**	**50**	**0**	**1322**	**1511**	**246**	**1196**	**344**	**340**	**367**	**0**	**2257**	**0**	**370**	**8120**
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0	0	98	0	64	189
ENERGIEANGEBOT IM INL.UMWANDLUNGSEKTOR	**319**	**55**	**0**	**682**	**1159**	**463**	**669**	**912**	**2010**	**735**	**41**	**2040**	**0**	**306**	**9391**
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	**8**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**131**	**821**	**86**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1047**
Statistische Differenzen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENDENERGIEVERBRAUCH	**310**	**55**	**0**	**682**	**1159**	**463**	**539**	**91**	**1924**	**735**	**41**	**2040**	**0**	**306**	**8344**
Eisen & Stahl	228	0	0	0	0	0	17	5	111	0	0	118	0	1	479
Chemie	8	4	0	0	0	0	13	6	190	26	7	200	0	24	477
Nichteisen	4	1	0	0	0	0	3	1	36	1	0	69	0	1	115
NM-Mineralische Stoffe	31	33	0	0	0	0	2	1	88	23	5	31	0	1	214
Papier	24	0	0	0	0	0	2	0	68	91	0	87	0	0	272
Glas	0	0	0	0	0	0	6	1	23	0	0	11	0	0	40
Sonstige	5	9	0	0	0	0	20	1	202	22	28	337	0	16	641
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	**300**	**47**	**0**	**0**	**0**	**0**	**62**	**14**	**718**	**163**	**41**	**852**	**0**	**43**	**2238**
Schienenverkehr	0	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	64	0	0	82
Straßenverkehr	0	0	0	668	1059	0	0	37	36	205	0	7	0	0	2012
Luftverkehr	0	0	0	1	0	462	0	0	0	0	0	0	0	0	463
Küsten- und Binnenschiffahrt	0	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
Verkehr insgesamt	**0**	**0**	**0**	**669**	**1089**	**462**	**0**	**37**	**36**	**206**	**0**	**72**	**0**	**0**	**2570**
Haushalte	5	8	0	2	0	0	373	22	820	306	0	556	0	144	2236
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	6	0	0	11	71	1	103	18	351	59	0	561	0	119	1299
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	**10**	**8**	**0**	**13**	**71**	**1**	**477**	**40**	**1170**	**366**	**0**	**1117**	**0**	**263**	**3536**

Tabelle 11.39: Energiebilanz Deutschland 2025 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc)

PJ	Energiebilanz DE 2025														
	Stein-kohle	Braun-kohle	Mineralöle						Gase	Erneuer-bare Energien	Sonstige Energie-träger	Elektrischer Strom und andere Energieträger			Energie-träger insgesamt
			Erdöl (roh)	Benzin	Diesel	Kerosin	Heizöl	Sonstige				Strom	Kemenergie	Fernwärme	Summe
Gewinnung im Inland	0	1173	0	0	0	0	0	0	0	1711	138	0	0	0	3023
Außenhandelssaldo	900	0	4619	-603	-507	215	-541	810	2371	82	0	47	1839	0	9232
PRIMARENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**900**	**1173**	**4619**	**-603**	**-507**	**215**	**-541**	**810**	**2371**	**1793**	**138**	**47**	**1839**	**0**	**12255**
Öffentliche Wärmekraftwerke	258	1114	0	0	0	0	24	15	284	247	38	0	0	0	1980
Industriewärmekraftwerke	26	0	0	0	0	0	0	0	93	54	28	0	0	0	201
Kemkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1839	0	1839
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	608	0	35	0	0	643
Öffentliche Heizkraftwerke	155	13	0	0	0	0	1	0	122	73	19	0	0	0	384
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	48	21	6	0	0	0	74
Raffinerien	0	0	4619	133	0	0	116	132	0	0	0	24	0	0	5025
Übrige Umwandlungssbereiche	250	41	0	0	0	0	0	0	200	430	7	37	0	0	964
Umwandlungseinsatz und Eigenverbrauch insgesamt	**690**	**1168**	**4619**	**133**	**0**	**0**	**141**	**147**	**746**	**1433**	**98**	**97**	**1839**	**0**	**11110**
Öffentliche Wärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	898	0	0	898
Industriewärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	147	0	0	147
Kemkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	577	0	0	577
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	632	0	0	632
Öffentliche Heizkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	298	298
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	57	57
Raffinerien	0	0	0	1314	1602	276	1215	250	0	0	0	0	0	0	4656
Übrige Umwandlungssbereiche	99	38	0	0	0	0	0	0	341	361	0	0	0	6	846
Umwandlungsausstoß insgesamt	**99**	**38**	**0**	**1314**	**1602**	**276**	**1215**	**250**	**341**	**361**	**0**	**2254**	**0**	**361**	**8111**
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0	0	99	0	60	185
ENERGIEANGEBOT IM INL.UMWANDLUNGSEKTOR	**310**	**44**	**0**	**577**	**1095**	**491**	**532**	**913**	**1940**	**722**	**40**	**2106**	**0**	**301**	**9070**
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	**9**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**128**	**814**	**84**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1035**
Statistische Differenzen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENDENERGIEVERBRAUCH	**301**	**43**	**0**	**577**	**1095**	**491**	**405**	**99**	**1856**	**722**	**40**	**2106**	**0**	**301**	**8035**
Eisen & Stahl	229	0	0	0	0	0	16	4	99	0	0	130	0	1	480
Chemie	8	4	0	0	0	0	12	6	188	19	7	204	0	28	475
Nichteisen	4	1	0	0	0	0	2	1	31	3	0	71	0	1	113
NM-Mineralische Stoffe	28	33	0	0	0	0	1	0	73	32	6	33	0	1	209
Papier	24	0	0	0	0	0	1	0	56	98	2	95	0	0	276
Glas	0	0	0	0	0	0	5	0	23	0	0	10	0	0	38
Sonstige	8	5	0	0	0	0	13	1	185	18	25	350	0	11	616
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	**300**	**43**	**0**	**0**	**0**	**0**	**50**	**12**	**655**	**171**	**40**	**894**	**0**	**42**	**2209**
Schienenverkehr	0	0	0	0	17	0	0	0	0	1	0	67	0	0	86
Straßenverkehr	0	0	0	564	999	0	0	49	51	185	0	22	0	0	1870
Luftverkehr	0	0	0	1	0	490	0	0	0	0	0	0	0	0	491
Küsten- und Binnenschiffahrt	0	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
Verkehr insgesamt	**0**	**0**	**0**	**565**	**1028**	**490**	**0**	**49**	**51**	**187**	**0**	**89**	**0**	**0**	**2459**
Haushalte	0	0	0	2	0	0	261	21	818	300	0	561	0	142	2105
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	1	0	0	10	67	1	93	16	332	64	0	562	0	116	1263
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	**1**	**0**	**0**	**12**	**67**	**1**	**354**	**37**	**1150**	**364**	**0**	**1123**	**0**	**259**	**3368**

Tabelle 11.40: Energiebilanz Deutschland 2030 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc)

PJ	Energiebilanz DE 2030														
	Stein-kohle	Braun-kohle	Mineralöle						Gase	Erneuer-bare Energien	Sonstige Energie-träger	Elektrischer Strom und andere Energieträger			Energie-träger insgesamt
			Erdöl (roh)	Benzin	Diesel	Kerosin	Heizöl	Sonstige				Strom	Kernenergie	Fernwärme	Summe
Gewinnung im Inland	0	1093	0	0	0	0	0	0	0	1712	139	0	0	0	2944
Außenhandelssaldo	742	0	4658	-676	-566	207	-614	887	2445	115	0	-64	1839	0	8975
PRIMARENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**742**	**1093**	**4658**	**-676**	**-566**	**207**	**-614**	**887**	**2445**	**1828**	**139**	**-64**	**1839**	**0**	**11919**
Öffentliche Wärmekraftwerke	220	1042	0	0	0	0	24	15	360	269	44	0	0	0	1974
Industriewärmekraftwerke	14	0	0	0	0	0	0	0	113	51	21	0	0	0	198
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1839	0	1839
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	705	0	35	0	0	741
Öffentliche Heizkraftwerke	76	13	0	0	0	0	1	0	192	51	17	0	0	0	351
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	41	22	5	0	0	0	68
Raffinerien	0	0	4658	135	0	0	117	133	0	0	0	25	0	0	5068
Übrige Umwandlungssbereiche	250	36	0	0	0	0	0	0	212	328	11	36	0	0	874
Umwandlungseinsatz und Eigenverbrauch insgesamt	**560**	**1092**	**4658**	**135**	**0**	**0**	**142**	**148**	**919**	**1427**	**97**	**96**	**1839**	**0**	**11113**
Öffentliche Wärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	927	0	0	927
Industriewärmekraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	154	0	0	154
Kernkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	577	0	0	577
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	730	0	0	730
Öffentliche Heizkraftwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	288	288
Fernheizwerke	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50
Raffinerien	0	0	0	1304	1695	306	1234	153	0	0	0	0	0	0	4692
Übrige Umwandlungssbereiche	96	34	0	0	0	0	0	0	342	314	0	0	0	6	793
Umwandlungsausstoß insgesamt	**96**	**34**	**0**	**1304**	**1695**	**306**	**1234**	**153**	**342**	**314**	**0**	**2388**	**0**	**344**	**8211**
Leitungsverluste	0	0	0	0	0	0	0	0	27	0	0	97	0	51	175
ENERGIEANGEBOT IM INL.UMWANDLUNGSEKTOR	**278**	**36**	**0**	**494**	**1129**	**513**	**478**	**893**	**1842**	**715**	**41**	**2131**	**0**	**293**	**8842**
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	**9**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**124**	**803**	**81**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1018**
Statistische Differenzen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENDENERGIEVERBRAUCH	**270**	**35**	**0**	**494**	**1129**	**513**	**353**	**89**	**1760**	**715**	**41**	**2131**	**0**	**293**	**7824**
Eisen & Stahl	223	0	0	0	0	0	15	4	95	0	0	143	0	1	481
Chemie	7	0	0	0	0	0	13	6	185	15	8	200	0	30	463
Nichteisen	4	1	0	0	0	0	2	0	27	4	0	69	0	0	107
NM-Mineralische Stoffe	23	30	0	0	0	0	0	0	70	32	11	34	0	1	201
Papier	5	0	0	0	0	0	1	0	74	103	2	100	0	0	285
Glas	0	0	0	0	0	0	4	0	23	0	0	10	0	0	37
Sonstige	7	4	0	0	0	0	8	1	177	15	20	339	0	8	578
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	**269**	**35**	**0**	**0**	**0**	**0**	**42**	**12**	**651**	**168**	**41**	**894**	**0**	**41**	**2153**
Schienenverkehr	0	0	0	0	16	0	0	0	0	1	0	71	0	0	89
Straßenverkehr	0	0	0	482	1036	0	0	44	63	180	0	35	0	0	1840
Luftverkehr	0	0	0	1	0	512	0	0	0	0	0	0	0	0	513
Küsten- und Binnenschiffahrt	0	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
Verkehr insgesamt	**0**	**0**	**0**	**483**	**1065**	**512**	**0**	**44**	**63**	**181**	**0**	**106**	**0**	**0**	**2454**
Haushalte	0	0	0	2	0	0	227	20	740	294	0	571	0	140	1994
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	1	0	0	9	64	1	84	14	307	72	0	560	0	111	1223
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	**1**	**0**	**0**	**11**	**64**	**1**	**311**	**34**	**1047**	**366**	**0**	**1131**	**0**	**252**	**3217**

Tabelle 11.41: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2012 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc)

Satellitenbilanz:	Zeile	Erneuerbare Energien								
		Wasser- und Windkraft einschl. Photovoltaik			Biomasse und erneuerbare Abfälle		Sonstige Erneuerbare Energien			Insgesamt
		PJ			PJ	PJ	PJ			PJ
		Wasser-kraft	Wind-	Photo-voltaik	Biomasse-nutzung	Siedlungsabfälle (einschl. Deponiegas)	Geo-thermie	Solar-	Umgebungs-wärme	
Gewinnung im Inland	1	82.8	198.2	26.5	654.9	62.3	20.5	45.4	52.9	1143.6
Einfuhr	2				110.4					110.4
Bestandsentnahmen	3									0.0
Energieaufkommen im Inland	4	82.8	198.2	26.5	765.3	62.3	20.5	45.4	52.9	1254.0
Ausfuhr	5				71.9					71.9
Bestandsaufstockungen	7									0.0
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**8**	**82.8**	**198.2**	**26.5**	**693.4**	**62.3**	**20.5**	**45.4**	**52.9**	**1182.1**
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11				115.4	19.5	5.6			140.5
Industriewärmekraftwerke	12				72.2	13.4				85.5
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14	82.8	198.2	26.5						307.6
Öffentliche Heizkraftwerke	15				38.7	0.0				38.7
Fernheizwerke	16				9.4	11.0				20.4
Hochöfen	17									0.0
Sonstige Energieerzeuger	19				353.7					353.7
Umwandlungseinsatz insgesamt	20	82.8	198.2	26.5	589.4	43.9	5.6	0.0	0.0	946.5
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23									0.0
Industriewärmekraftwerke	24									0.0
Wasserkraftwerke	25									0.0
Windkraftanlagen	26									0.0
Photovoltaikanlagen	27									0.0
Öffentliche Heizkraftwerke	28									0.0
Fernheizwerke	29									0.0
Sonstige Energieerzeuger	30				312.6					312.6
Umwandlungsausstoß insgesamt	31	0.0	0.0	0.0	312.6	0.0	0.0	0.0	0.0	312.6
Kraftwerke	32									0.0
Erdöl- und Erdgasgewinnung	33									0.0
Raffinerien	34									0.0
Sonstige Energieerzeuger	35									0.0
E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	36	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fackel- u. Leitungsverluste	37									0.0
ENERGIEANGEBOT IM INL.N.UMWANDLUNGSBILANZ	38	0.0	0.0	0.0	416.6	18.5	14.9	45.4	52.9	548.2
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	39									0.0
Statistische Differenzen	40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENDENERGIEVERBRAUCH	41	0.0	0.0	0.0	416.6	18.5	14.9	45.4	52.9	548.2
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	42	0.0	0.0	0.0	92.5	18.5				110.9
Schienenverkehr	43				0.4					0.4
Straßenverkehr	44				131.4					131.4
Luftverkehr	45				0.0					0.0
Küsten- und Binnenschiffahrt	46				0.3					0.3
Verkehr insgesamt	47	0.0	0.0	0.0	132.1	0.0	0.0	0.0	0.0	132.1
Haushalte	48				177.6		8.9	17.8	45.5	249.8
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	49				14.4		6.0	27.6	7.4	55.4
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	50	0.0	0.0	0.0	192.0	0.0	14.9	45.4	52.9	305.2

Tabelle 11.42: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2015 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc)

Satellitenbilanz:	Zeile	Erneuerbare Energien								
		Wasser- und Windkraft einschl. Photovoltaik			Biomasse und erneuerbare Abfälle		Sonstige Erneuerbare Energien			Insgesamt
		PJ			PJ	PJ	PJ			PJ
		Wasser-kraft	Wind-	Photo-voltaik	Biomasse-nutzung	Siedlungsabfälle (einschl. Deponiegas)	Geo-thermie	Solar-	Umgebungs-wärme	
Gewinnung im Inland	1	84.5	238.7	35.2	668.3	64.5	30.5	51.9	92.1	1265.9
Einfuhr	2				105.6					105.6
Bestandsentnahmen	3									0.0
Energieaufkommen im Inland	4	84.5	238.7	35.2	773.9	64.5	30.5	51.9	92.1	1371.4
Ausfuhr	5				71.0					71.0
Bestandsaufstockungen	7									0.0
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**8**	**84.5**	**238.7**	**35.2**	**702.9**	**64.5**	**30.5**	**51.9**	**92.1**	**1300.4**
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11				112.0	19.4	11.0			142.5
Industriewärmekraftwerke	12				61.8	11.1				72.9
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14	84.5	238.7	35.2						358.4
Öffentliche Heizkraftwerke	15				48.6	0.0				48.6
Fernheizwerke	16				9.4	11.1				20.5
Hochöfen	17									0.0
Sonstige Energieerzeuger	19				381.5					381.5
Umwandlungseinsatz insgesamt	20	84.5	238.7	35.2	613.4	41.6	11.0	0.0	0.0	1024.4
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23									0.0
Industriewärmekraftwerke	24									0.0
Wasserkraftwerke	25									0.0
Windkraftanlagen	26									0.0
Photovoltaikanlagen	27									0.0
Öffentliche Heizkraftwerke	28									0.0
Fernheizwerke	29									0.0
Sonstige Energieerzeuger	30				354.8					354.8
Umwandlungsausstoß insgesamt	31	0.0	0.0	0.0	354.8	0.0	0.0	0.0	0.0	354.8
Kraftwerke	32									0.0
Erdöl- und Erdgasgewinnung	33									0.0
Raffinerien	34									0.0
Sonstige Energieerzeuger	35									0.0
E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	36	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fackel- u. Leitungsverluste	37									0.0
ENERGIEANGEBOT IM INL.N.UMWANDLUNGSBILANZ	38	0.0	0.0	0.0	444.3	22.9	19.5	51.9	92.1	630.8
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	39									0.0
Statistische Differenzen	40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENDENERGIEVERBRAUCH	41	0.0	0.0	0.0	444.3	22.9	19.5	51.9	92.1	630.8
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	42	0.0	0.0	0.0	126.3	22.9				149.3
Schienenverkehr	43				0.2					0.2
Straßenverkehr	44				135.0					135.0
Luftverkehr	45				0.0					0.0
Küsten- und Binnenschiffahrt	46				0.3					0.3
Verkehr insgesamt	47	0.0	0.0	0.0	135.5	0.0	0.0	0.0	0.0	135.5
Haushalte	48				167.4		12.0	25.0	82.6	287.0
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	49				15.0		7.5	26.9	9.6	59.0
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	50	0.0	0.0	0.0	182.4	0.0	19.5	51.9	92.1	346.0

Tabelle 11.43: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2020 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc)

Satellitenbilanz:	Zeile	Erneuerbare Energien								
		Wasser- und Windkraft einschl. Photovoltaik			Biomasse und erneuerbare Abfälle		Sonstige Erneuerbare Energien			Insgesamt
		PJ			PJ	PJ	PJ			PJ
		Wasser-kraft	Wind-	Photo-voltaik	Biomasse-nutzung	Siedlungsabfälle (einschl. Deponiegas)	Geo-thermie	Solar-	Umgebungs-wärme	
Gewinnung im Inland	1	88.1	363.3	47.8	781.7	66.0	42.0	55.8	104.7	1549.4
Einfuhr	2				121.6					121.6
Bestandsentnahmen	3									0.0
Energieaufkommen im Inland	4	88.1	363.3	47.8	903.3	66.0	42.0	55.8	104.7	1671.0
Ausfuhr	5				21.9					21.9
Bestandsaufstockungen	7									0.0
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**8**	**88.1**	**363.3**	**47.8**	**881.4**	**66.0**	**42.0**	**55.8**	**104.7**	**1649.1**
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11				180.6	18.2	18.0			216.7
Industriewärmekraftwerke	12				54.8	10.2				65.0
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14	88.1	363.3	47.8						499.2
Öffentliche Heizkraftwerke	15				58.9	1.8				60.6
Fernheizwerke	16				9.4	11.1				20.5
Hochöfen	17									0.0
Sonstige Energieerzeuger	19				418.9					418.9
Umwandlungseinsatz insgesamt	20	88.1	363.3	47.8	722.6	41.2	18.0	0.0	0.0	1281.0
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23									0.0
Industriewärmekraftwerke	24									0.0
Wasserkraftwerke	25									0.0
Windkraftanlagen	26									0.0
Photovoltaikanlagen	27									0.0
Öffentliche Heizkraftwerke	28									0.0
Fernheizwerke	29									0.0
Sonstige Energieerzeuger	30				366.5					366.5
Umwandlungsausstoß insgesamt	31	0.0	0.0	0.0	366.5	0.0	0.0	0.0	0.0	366.5
Kraftwerke	32									0.0
Erdöl- und Erdgasgewinnung	33									0.0
Raffinerien	34									0.0
Sonstige Energieerzeuger	35									0.0
E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	36	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fackel- u. Leitungsverluste	37									0.0
ENERGIEANGEBOT IM INL.N.UMWANDLUNGSBILANZ	38	0.0	0.0	0.0	525.3	24.8	24.0	55.8	104.7	734.6
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	39									0.0
Statistische Differenzen	40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENDENERGIEVERBRAUCH	41	0.0	0.0	0.0	525.3	24.8	24.0	55.8	104.7	734.6
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	42	0.0	0.0	0.0	138.0	24.8				162.8
Schienenverkehr	43				0.3					0.3
Straßenverkehr	44				205.5					205.5
Luftverkehr	45				0.0					0.0
Küsten- und Binnenschiffahrt	46				0.3					0.3
Verkehr insgesamt	47	0.0	0.0	0.0	206.1	0.0	0.0	0.0	0.0	206.1
Haushalte	48				165.2		14.0	32.0	95.1	306.3
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	49				16.0		10.0	23.8	9.6	59.4
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	50	0.0	0.0	0.0	181.2	0.0	24.0	55.8	104.7	365.7

Tabelle 11.44: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2025 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc)

Satellitenbilanz:	Zeile	Erneuerbare Energien								
		Wasser- und Windkraft einschl. Photovoltaik			Biomasse und erneuerbare Abfälle		Sonstige Erneuerbare Energien			Insgesamt
		PJ			PJ	PJ	PJ			PJ
		Wasser-kraft	Wind-	Photo-voltaik	Biomasse-nutzung	Siedlungsabfälle (einschl. Deponiegas)	Geo-thermie	Solar-	Umgebungs-wärme	
Gewinnung im Inland	1	88.1	460.8	58.6	822.4	67.1	54.0	60.7	99.5	1711.3
Einfuhr	2				145.5					145.5
Bestandsentnahmen	3									0.0
Energieaufkommen im Inland	4	88.1	460.8	58.6	967.9	67.1	54.0	60.7	99.5	1856.8
Ausfuhr	5				63.4					63.4
Bestandsaufstockungen	7									0.0
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**8**	**88.1**	**460.8**	**58.6**	**904.6**	**67.1**	**54.0**	**60.7**	**99.5**	**1793.4**
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11				199.8	19.1	28.4			247.3
Industriewärmekraftwerke	12				47.2	7.2				54.4
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14	88.1	460.8	58.6						607.5
Öffentliche Heizkraftwerke	15				66.2	6.9				73.2
Fernheizwerke	16				9.4	11.1				20.5
Hochöfen	17									0.0
Sonstige Energieerzeuger	19				429.9					429.9
Umwandlungseinsatz insgesamt	20	88.1	460.8	58.6	752.6	44.4	28.4	0.0	0.0	1432.9
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23									0.0
Industriewärmekraftwerke	24									0.0
Wasserkraftwerke	25									0.0
Windkraftanlagen	26									0.0
Photovoltaikanlagen	27									0.0
Öffentliche Heizkraftwerke	28									0.0
Fernheizwerke	29									0.0
Sonstige Energieerzeuger	30				361.0					361.0
Umwandlungsausstoß insgesamt	31	0.0	0.0	0.0	361.0	0.0	0.0	0.0	0.0	361.0
Kraftwerke	32									0.0
Erdöl- und Erdgasgewinnung	33									0.0
Raffinerien	34									0.0
Sonstige Energieerzeuger	35									0.0
E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	36	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fackel- u. Leitungsverluste	37									0.0
ENERGIEANGEBOT IM INL.N.UMWANDLUNGSBILANZ	38	0.0	0.0	0.0	512.9	22.7	25.7	60.7	99.5	721.5
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	39									0.0
Statistische Differenzen	40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENDENERGIEVERBRAUCH	41	0.0	0.0	0.0	512.9	22.7	25.7	60.7	99.5	721.5
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	42	0.0	0.0	0.0	148.0	22.7				170.7
Schienenverkehr	43				1.1					1.1
Straßenverkehr	44				185.3					185.3
Luftverkehr	45				0.0					0.0
Küsten- und Binnenschiffahrt	46				0.4					0.4
Verkehr insgesamt	47	0.0	0.0	0.0	186.8	0.0	0.0	0.0	0.0	186.8
Haushalte	48				161.2		14.7	35.7	88.1	299.7
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	49				17.0		11.0	25.0	11.4	64.4
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	50	0.0	0.0	0.0	178.2	0.0	25.7	60.7	99.5	364.0

Tabelle 11.45: Satellitenbilanz „Erneuerbarer Energieträger" Deutschland 2030 für die Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc)

Satellitenbilanz:	Zeile	Erneuerbare Energien								
		Wasser- und Windkraft einschl. Photovoltaik			Biomasse und erneuerbare Abfälle		Sonstige Erneuerbare Energien			Insgesamt
		PJ			PJ	PJ	PJ			PJ
		Wasser-kraft	Wind-	Photo-voltaik	Biomasse -nutzung	Siedlungsabfälle (einschl. Deponiegas)	Geo-thermie	Solar-	Umgebungs-wärme	
Gewinnung im Inland	1	88.1	549.5	67.6	716.3	63.0	65.3	67.3	95.1	1712.3
Einfuhr	2				146.4					146.4
Bestandsentnahmen	3									0.0
Energieaufkommen im Inland	4	88.1	549.5	67.6	862.7	63.0	65.3	67.3	95.1	1858.7
Ausfuhr	5				31.0					31.0
Bestandsaufstockungen	7									0.0
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	**8**	**88.1**	**549.5**	**67.6**	**831.7**	**63.0**	**65.3**	**67.3**	**95.1**	**1827.7**
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11				209.4	21.4	38.0			268.7
Industriewärmekraftwerke	12				44.2	6.8				51.1
Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14	88.1	549.5	67.6						705.2
Öffentliche Heizkraftwerke	15				51.5	0.0				51.5
Fernheizwerke	16				9.9	11.7				21.6
Hochöfen	17									0.0
Sonstige Energieerzeuger	19				328.5					328.5
Umwandlungseinsatz insgesamt	20	88.1	549.5	67.6	643.5	39.9	38.0	0.0	0.0	1426.6
Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23									0.0
Industriewärmekraftwerke	24									0.0
Wasserkraftwerke	25									0.0
Windkraftanlagen	26									0.0
Photovoltaikanlagen	27									0.0
Öffentliche Heizkraftwerke	28									0.0
Fernheizwerke	29									0.0
Sonstige Energieerzeuger	30				314.4					314.4
Umwandlungsausstoß insgesamt	31	0.0	0.0	0.0	314.4	0.0	0.0	0.0	0.0	314.4
Kraftwerke	32									0.0
Erdöl- und Erdgasgewinnung	33									0.0
Raffinerien	34									0.0
Sonstige Energieerzeuger	35									0.0
E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	36	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fackel- u. Leitungsverluste	37									0.0
ENERGIEANGEBOT IM INL.N.UMWANDLUNGSBILANZ	38	0.0	0.0	0.0	502.5	23.1	27.3	67.3	95.1	715.4
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	39									0.0
Statistische Differenzen	40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENDENERGIEVERBRAUCH	41	0.0	0.0	0.0	502.5	23.1	27.3	67.3	95.1	715.4
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	42	0.0	0.0	0.0	145.0	23.1				168.1
Schienenverkehr	43				1.1					1.1
Straßenverkehr	44				180.1					180.1
Luftverkehr	45				0.0					0.0
Küsten- und Binnenschiffahrt	46				0.4					0.4
Verkehr insgesamt	47	0.0	0.0	0.0	181.5	0.0	0.0	0.0	0.0	181.5
Haushalte	48				158.0		15.3	39.3	81.4	294.1
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	49				18.0		12.0	28.0	13.8	71.8
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	50	0.0	0.0	0.0	176.0	0.0	27.3	67.3	95.1	365.8

Tabelle 11.46: Entwicklung der CO_2-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) entsprechend der Systematik der nationalen Emissionsinventare

Mio. t CO_2	2006	2012	2020	2030
CO_2-Emissionen insgesamt	880,3	781,4	665,6	536,5
inkl. internat. Luftverkehr	904,7	805,2	693,4	568,3
Energiebedingete Emissionen	799,4	711,6	599,1	471,3
Energiewirtschaft	366,1	326,5	262,7	176,2
Verarbeitendes Gewerbe	101,4	95,0	81,9	70,9
Verkehr	160,6	150,2	139,2	125,7
dar. Straßenverkehr	148,9	142,0	130,8	117,7
Übrige Feuerungsanlagen	169,6	139,8	115,3	98,4
darunter Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	47,5	46,9	39,7	38,8
Haushalte	117,2	93,0	75,6	59,7
Prozessbedingte Emissionen	80,9	69,9	66,5	65,3
Sektoralstruktur in %	**2006**	**2012**	**2020**	**2030**
CO_2-Emissionen insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0
Energiebedingete Emissionen	90,8	91,1	90,0	87,8
Energiewirtschaft	41,6	41,8	39,5	32,8
Verarbeitendes Gewerbe	11,5	12,2	12,3	13,2
Verkehr	18,2	19,2	20,9	23,4
dar. Straßenverkehr	16,9	18,2	19,7	21,9
Übrige Feuerungsanlagen	19,3	17,9	17,3	18,3
darunter Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	5,4	6,0	6,0	7,2
Haushalte	13,3	11,9	11,4	11,1
Prozessbedingte Emissionen	9,2	8,9	10,0	12,2

Tabelle 11.47: Entwicklung der CO_2-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie

CO_2-Quellenkategorien (Mt)	2007	2012	2020	2030
Summe energiebedingte und prozessbedingte Emissionen	**839,0**	**781,4**	**665,6**	**536,5**
inkl. internationaler Luftverkehr	**864,3**	**805,2**	**693,4**	**568,3**
A. Verbrennung von Brennstoffen und prozessbedingte Emissionen	**839,0**	**781,4**	**665,6**	**536,5**
inkl. internationaler Luftverkehr	**864,3**	**805,2**	**693,4**	**568,3**
1. Energiewirtschaft	**389,2**	**326,5**	**262,7**	**176,2**
a. Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	359,9	298,4	234,6	144,8
b. übriger Umwandlungssektor[1)]	29,3	28,0	28,1	31,4
2. Verarbeitendes Gewerbe[2)]	**172,8**	**164,9**	**148,4**	**136,2**
a. Eisenschaffende Industrie	52,1	51,3	47,1	49,3
b. Nichteisen-Metalle	1,3	1,9	1,7	1,4
c. Chemische Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Zellstoff, Papier und Druckerzeugnisse	0,0	0,0	0,0	0,0
e. Weitere Branchen	119,4	111,7	99,6	85,5
Glas	0,8	0,6	0,5	0,3
Kalkherstellung	7,7	7,0	6,7	5,9
Zementherstellung	22,9	19,6	17,8	15,2
Sonstige (inkl. weitere Energieerzeugung)[3)]	88,0	84,5	74,7	64,0
3. Verkehr	**148,3**	**150,2**	**139,2**	**125,7**
a. Ziviler Luftverkehr[4)]	2,3	5,9	6,1	5,9
b. Straßenverkehr	144,1	142,0	130,8	117,7
c. Schienenverkehr	1,3	1,5	1,3	1,2
d. Schiffsverkehr	0,5	0,8	0,9	0,9
Internationaler Luftverkehr[4)]	25,3	23,8	27,8	31,8
4. Sonstige Sektoren	**128,8**	**139,8**	**115,3**	**98,4**
a. GHD, Land-, Forstwirtschaft, Fischerei, andere Bereiche	42,9	46,9	39,7	38,8
b. Haushalte	85,9	93,0	75,6	59,7
B. Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	0,0	0,0	0,0	0,0

1) Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung in Zechen- und Grubenkraftwerken sind in der Rubrik A.1.a (Öffentl. Elektrizitäts- und Wärmeversorgung) erfasst

2) Inklusive industrieller Prozessemissionen

3) Gemäß den UNFCCC-Richtlinien werden in dieser Subquellgruppe alle Emissionen berichtet, für die sich die Energieeinsätze nicht entsprechend der Gliederung für A.2 disaggregieren lassen. Dazu zählen die gesamte Strom- und Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken und Kesseln sowie alle energiebedingten Emissionen aus der chemischen Industrie

4) Der für die UNFCCC-Emissionsbilanz des Jahres 2007 angenommene Anteil des nationalen Flugverkehrs an den gesamten Emisionen des Flugverkehrs wurde im Jahr 2009 von 20 % auf 8,3 % korrigiert. Bei den Prognosewerten wurde hingegen ausgehend von der alten Aufteilung ein Anteil des nationalen Flugverkehrs von 20 % in 2012 angenommen, der bis zum Jahr 2030 auf 16 % abnimmt

Tabelle 11.48: Entwicklung der CH_4-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie

CH_4-Quellenkategorien (kt)	2007	2012	2020	2030
Summe energiebedingte Emissionen	**564,3**	**527,2**	**445,5**	**404,0**
inkl. internationaler Luftverkehr	**564,6**	**527,6**	**445,9**	**404,5**
A. Verbrennung von Brennstoffen	**48,5**	**42,5**	**38,0**	**32,8**
inkl. internationaler Luftverkehr	**48,8**	**42,9**	**38,5**	**33,3**
1. Energiewirtschaft	**6,7**	**5,5**	**5,0**	**4,3**
a. Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	6,0	4,8	4,3	3,6
b. übriger Umwandlungssektor[1)]	0,7	0,7	0,7	0,7
2. Verarbeitendes Gewerbe	**5,5**	**4,8**	**4,5**	**4,1**
a. Eisenschaffende Industrie	2,8	2,4	2,3	2,3
b. Nichteisen-Metalle	0,0	0,0	0,0	0,0
c. Chemische Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Zellstoff, Papier und Druckerzeugnisse	0,1	0,1	0,1	0,1
e. Weitere Branchen	2,7	2,3	2,1	1,7
Glas	0,0	0,0	0,0	0,0
Kalkherstellung	0,1	0,1	0,0	0,0
Zementherstellung	0,4	0,2	0,1	0,1
Sonstige (inkl. weitere Energieerzeugung)[2)]	2,2	2,1	1,9	1,6
3. Verkehr	**7,0**	**5,6**	**5,0**	**4,3**
a. Ziviler Luftverkehr[3)]	0,0	0,0	0,0	0,0
b. Straßenverkehr	7,0	5,5	4,9	4,2
c. Schienenverkehr	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Schiffsverkehr	0,0	0,1	0,1	0,1
Internationaler Luftverkehr[3)]	0,3	0,4	0,4	0,5
4. Sonstige Sektoren	**29,3**	**26,6**	**23,6**	**20,1**
a. GHD, Land-, Forstwirtschaft, Fischerei, andere Bereiche	4,4	4,5	3,5	2,5
b. Haushalte	24,9	22,1	20,0	17,6
B. Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	515,8	484,7	407,4	371,2

1) Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung in Zechen- und Grubenkraftwerken sind in der Rubrik A.1.a (Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung) erfasst

2) Gemäß den UNFCCC-Richtlinien werden in dieser Subquellgruppe alle Emissionen berichtet, für die sich die Energieeinsätze nicht entsprechend der Gliederung für A.2 disaggregieren lassen. Dazu zählen die gesamte Strom- und Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken und Kesseln sowie alle energiebedingten Emissionen aus der chemischen Industrie

3) Der für die UNFCCC-Emissionsbilanz des Jahres 2007 angenommene Anteil des nationalen Flugverkehrs an den gesamten Emisionen des Flugverkehrs wurde im Jahr 2009 von 20 % auf 8,3 % korrigiert. Bei den Prognosewerten wurde hingegen ausgehend von der alten Aufteilung ein Anteil des nationalen Flugverkehrs von 20 % in 2012 angenommen, der bis zum Jahr 2030 auf 16 % abnimmt

Tabelle 11.49: Entwicklung der N_2O-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie

N_2O-Quellenkategorien (kt)	2007	2012	2020	2030
Summe energiebedingte Emissionen	**21,0**	**19,8**	**18,0**	**16,7**
inkl. internationaler Luftverkehr	**22,2**	**21,2**	**19,7**	**18,5**
A. Verbrennung von Brennstoffen	**21,0**	**19,8**	**18,0**	**16,7**
inkl. internationaler Luftverkehr	**22,2**	**21,1**	**19,7**	**18,5**
1. Energiewirtschaft	**13,1**	**12,1**	**11,0**	**10,0**
a. Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	12,6	11,5	10,4	9,4
b. übriger Umwandlungssektor[1)]	0,5	0,6	0,6	0,6
2. Verarbeitendes Gewerbe	**2,7**	**2,5**	**2,2**	**2,1**
a. Eisenschaffende Industrie	0,3	0,3	0,3	0,3
b. Nichteisen-Metalle	0,0	0,1	0,0	0,0
c. Chemische Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Zellstoff, Papier und Druckerzeugnisse	0,0	0,0	0,0	0,0
e. Weitere Branchen	2,4	2,2	1,9	1,8
Glas	0,0	0,0	0,0	0,0
Kalkherstellung	0,1	0,1	0,0	0,0
Zementherstellung	0,3	0,2	0,1	0,1
Sonstige (inkl. weitere Energieerzeugung)[2)]	2,0	1,9	1,7	1,6
3. Verkehr	**3,6**	**3,5**	**3,5**	**3,3**
a. Ziviler Luftverkehr[3)]	0,1	0,1	0,1	0,1
b. Straßenverkehr	3,5	3,4	3,4	3,2
c. Schienenverkehr	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Schiffsverkehr	0,0	0,0	0,0	0,0
Internationaler Luftverkehr[3)]	1,2	1,4	1,6	1,8
4. Sonstige Sektoren	**1,5**	**1,6**	**1,2**	**1,3**
a. GHD, Land-, Forstwirtschaft, Fischerei, andere Bereiche	0,5	0,6	0,5	0,5
b. Haushalte	1,0	1,0	0,8	0,8
B. Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	0,0	0,0	0,0	0,0

1) Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung in Zechen- und Grubenkraftwerken sind in der Rubrik A.1.a (Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung) erfasst

2) Gemäß den UNFCCC-Richtlinien werden in dieser Subquellgruppe alle Emissionen berichtet, für die sich die Energieeinsätze nicht entsprechend der Gliederung für A.2 disaggregieren lassen. Dazu zählen die gesamte Strom- und Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken und Kesseln sowie alle energiebedingten Emissionen aus der chemischen Industrie

3) Der für die UNFCCC-Emissionsbilanz des Jahres 2007 angenommene Anteil des nationalen Flugverkehrs an den gesamten Emisionen des Flugverkehrs wurde im Jahr 2009 von 20 % auf 8,3 % korrigiert. Bei den Prognosewerten wurde hingegen ausgehend von der alten Aufteilung ein Anteil des nationalen Flugverkehrs von 20 % in 2012 angenommen, der bis zum Jahr 2030 auf 16 % abnimmt

Tabelle 11.50: Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc) im Common Reporting Format nach UNFCCC Richtlinie

Treibhausgas-Quellenkategorien (Mt CO_2Äqu.)	2007	2012	2020	2030
Summe energiebedingte und prozessbedingte Emissionen	**857,4**	**798,6**	**680,5**	**550,2**
inkl. internationaler Luftverkehr	**883,0**	**822,9**	**708,9**	**582,5**
A. Verbrennung von Brennstoffen und prozessbedingte CO_2-Emissionen	**846,5**	**788,5**	**672,0**	**542,4**
inkl. internationaler Luftverkehr	**872,2**	**812,7**	**700,3**	**574,7**
1. Energiewirtschaft	**393,4**	**330,3**	**266,2**	**179,4**
a. Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	363,9	302,1	237,9	147,8
b. übriger Umwandlungssektor[1)]	29,5	28,2	28,3	31,6
2. Verarbeitendes Gewerbe[2)]	**173,7**	**165,8**	**149,2**	**136,9**
a. Eisenschaffende Industrie	52,3	51,5	47,2	49,4
b. Nichteisen-Metalle	1,3	1,9	1,8	1,4
c. Chemische Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0
d. Zellstoff, Papier und Druckerzeugnisse	0,0	0,0	0,0	0,0
e. Weitere Branchen	120,1	112,4	100,2	86,0
Glas	0,8	0,6	0,5	0,4
Kalkherstellung	7,7	7,0	6,7	5,9
Zementherstellung	23,0	19,7	17,8	15,2
Sonstige (inkl. weitere Energieerzeugung)[3)]	88,6	85,1	75,2	64,5
3. Verkehr	**149,5**	**151,4**	**140,4**	**126,8**
a. Ziviler Luftverkehr[4)]	2,4	6,0	6,2	5,9
b. Straßenverkehr	145,3	143,1	132,0	118,8
c. Schienenverkehr	1,3	1,5	1,3	1,2
d. Schiffsverkehr	0,5	0,8	0,9	0,9
Internationaler Luftverkehr[4)]	25,7	24,2	28,3	32,3
4. Sonstige Sektoren	**129,9**	**140,9**	**116,2**	**99,3**
a. GHD, Land-, Forstwirtschaft, Fischerei, andere Bereiche	43,1	47,2	39,9	39,0
b. Haushalte	86,8	93,7	76,3	60,3
B. Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	10,8	10,2	8,6	7,8

1) Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung in Zechen- und Grubenkraftwerken sind in der Rubrik A.1.a (Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung) erfasst

2) Inklusive industrieller Prozessemissionen

3) Gemäß den UNFCCC-Richtlinien werden in dieser Subquellgruppe alle Emissionen berichtet, für die sich die Energieeinsätze nicht entsprechend der Gliederung für A.2 disaggregieren lassen. Dazu zählen die gesamte Strom- und Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken und Kesseln sowie alle energiebedingten Emissionen aus der chemischen Industrie

4) Der für die UNFCCC-Emissionsbilanz des Jahres 2007 angenommene Anteil des nationalen Flugverkehrs an den gesamten Emisionen des Flugverkehrs wurde im Jahr 2009 von 20 % auf 8,3 % korrigiert. Bei den Prognosewerten wurde hingegen ausgehend von der alten Aufteilung ein Anteil des nationalen Flugverkehrs von 20 % in 2012 angenommen, der bis zum Jahr 2030 auf 16 % abnimmt

Tabelle 11.51: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre (Rc)

	Status Quo (2008)	Ziel 2020	Erläuterung	Variante mit Laufzeitverlängerung (Rc)	
				2020	2030
THG-Emissionen	-20% (1990-2007)	-21% (bis 2012) (-40%)	-40% nur, wenn EU-weit Reduktion um 30%	-37%	-49%
CO_2-Emissionen	-19% (1990-2007)			-36%	-48%
Energie aus erneuerbaren Quellen	9,3% (2007)	18%	Anteil am Bruttoendenergie-verbrauch	16%	20%
Strom aus Erneuerbaren Energien	14%	Mindestens 30%	Anteil am Bruttostromverbrauch	27%	35%
Wärme aus Erneuerbaren Energien	ca. 6%	14%	Anteil am Endenergie-verbrauch für Wärme	15%	17%
Energieeffizienz	1,84%/a (1990-2008)	Verdopplung (=+100%) der Energieproduktivität (BIP/PEV)	Basisjahr: 1990	71%	104%
				(1990-2020)	(1990-2030)
		-20% (EU-Ziel, hier auf Deutschland bezogen)	Δ PEV bezogen auf Trendannahme EU-Kommission	-5%	-11%
			Trendannahme für DE	13592 PJ	13418 PJ
		-9% Endenergie (bis 2016, Einsparrichtwert)	Basis: EEV Durchschnitt 2001-2005	-13.9%	-19.5%
Biokraftstoffanteil	7,3%	7%	Gemessen als Treibhausgaseinsparung (Änderung der Systematik)	10.5%	10.5%
KWK-Strom	ca. 12% (2008)	Verdopplung auf etwa 25 %		15%	16%
Stromerzeugung aus Kernenergie	149 TWh			160 TWh	160 TWh

11.3 Sensitivitätsanalyse „Wirtschaftswachstum – Die Krise dauert länger"

Veränderungen bei den Rahmenannahmen

Angesichts der derzeitigen globalen Rezession und der großen Unsicherheiten in Bezug auf eine wirtschaftliche Erholung (Abschnitt 3.3) befasst sich die Energieprognose 2009 auch mit der Perspektive einer lang anhaltenden Stagnation der deutschen Volkswirtschaft. Ziel der Sensitivitätsanalyse S1 ist es, die grundsätzlichen Konsequenzen eines dauerhaft niedrigeren Wachstumspfads quantitativ zu beleuchten. Dafür wird hier eine deutlich längere Depressionsphase auch für die Zeit nach 2009 / 2010 angenommen. Das Bruttoinlandsprodukt in Deutschland wächst erst nach dem Modelljahr 2015 wieder mit den in der Referenzprognose (Ra) hinterlegten Wachstumsraten und befindet sich dadurch permanent auf niedrigerem Niveau. In 2020 liegt es 9,4 % unter dem Wert der Referenzprognose und in 2030 noch 9,3 %.

Die Modellrechnungen mit NEWAGE zeigen, dass sich durch die lange Krise die Wirtschaftsstruktur signifikant und dauerhaft verändert. Nach Kontraktion und langer Stagnation können mehrere Wirtschaftsbereiche unter den gesetzten Klimaschutz- und Energiepreisannahmen in Deutschland nicht oder nur schwerlich wieder Fuß fassen. Dazu gehören insbesondere die Produktion von Eisen, Stahl und nichtmetallischen mineralischen Stoffen sowie die chemische Industrie (Abbildung 11.1). Im Vergleich zur Referenzprognose ist also in diesem Krisenszenario ein deutlicherer Strukturwandel auszumachen.

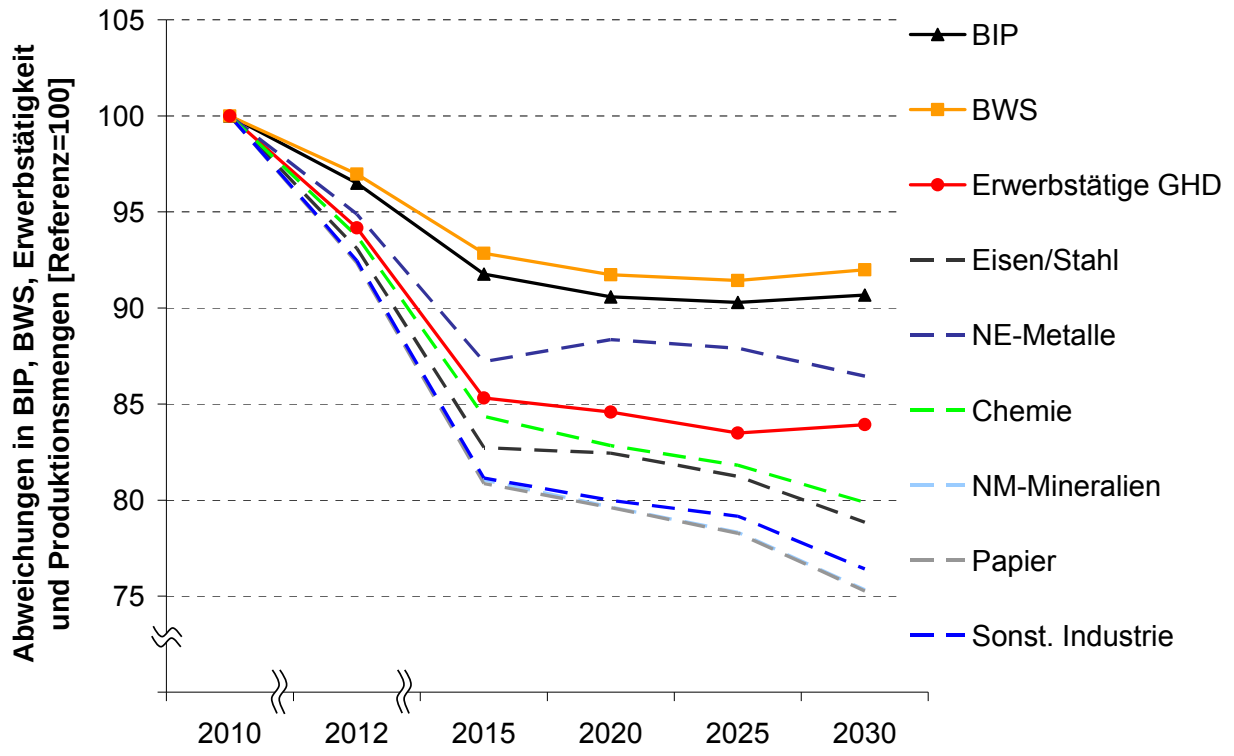


Abbildung 11.1: Veränderung prognoserelevanter Inputgrößen in der Sensitivitätsanalyse „Die Krise dauert länger" (S1) gegenüber der Referenzprognose (Ra)

Die Annahme einer langen Wirtschaftskrise schlägt sich auch auf dem Arbeitsmarkt nieder. Die Arbeitslosigkeit steigt gegenüber der Referenzprognose an. Die größten absoluten Beschäftigungsverluste sind ungeachtet des Strukturwandels im Dienstleistungssektor zu beobachten. Im Relativvergleich liegt die Zahl der im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) Erwerbstätigen in 2020 um 15,4 % und in 2030 um 16,1 % unter der Referenzprognose. Die für den Verkehrssektor relevanten Größen Fahrleistung und Verkehrsleistung ändern sich in der Sensitivität S1 wie folgt: Die Güterverkehrsleistung liegt in 2020 und in 2030 um gut 9 % unter dem Referenzniveau. Aufgrund des niedrigeren verfügbaren Einkommens geht die Personenverkehrsleistung um 3,2 % in 2020 und um 5,0 % in 2030 gegenüber der Referenzprognose zurück.

Veränderungen bei den Ergebnissen

Die Annahmen bezüglich einer länger andauernden Krise haben deutliche Auswirkungen auf das Energiesystem in Deutschland. Neben der Struktur der Stromerzeugung sind insbesondere die Nachfragesektoren Industrie und mit Abstrichen auch Verkehr deutlich von den krisenbedingten Veränderungen betroffen. An dieser Stelle sollen deshalb schwerpunktmäßig die Veränderungen der Endenergieverbrauchssektoren Verkehr und Industrie diskutiert werden.

Verkehr und Industrie

Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor weist in der Sensitivitätsanalyse S1 „Die Krise dauert länger" einen deutlichen Rückgang von 133 PJ (2020) bzw. 166 PJ (2030) gegenüber der Referenzprognose (Ra) auf (Abbildung 11.2). Dabei ist insbesondere der Dieseleinsatz rückläufig (-90 PJ in 2020 bzw. -85 PJ in 2030).

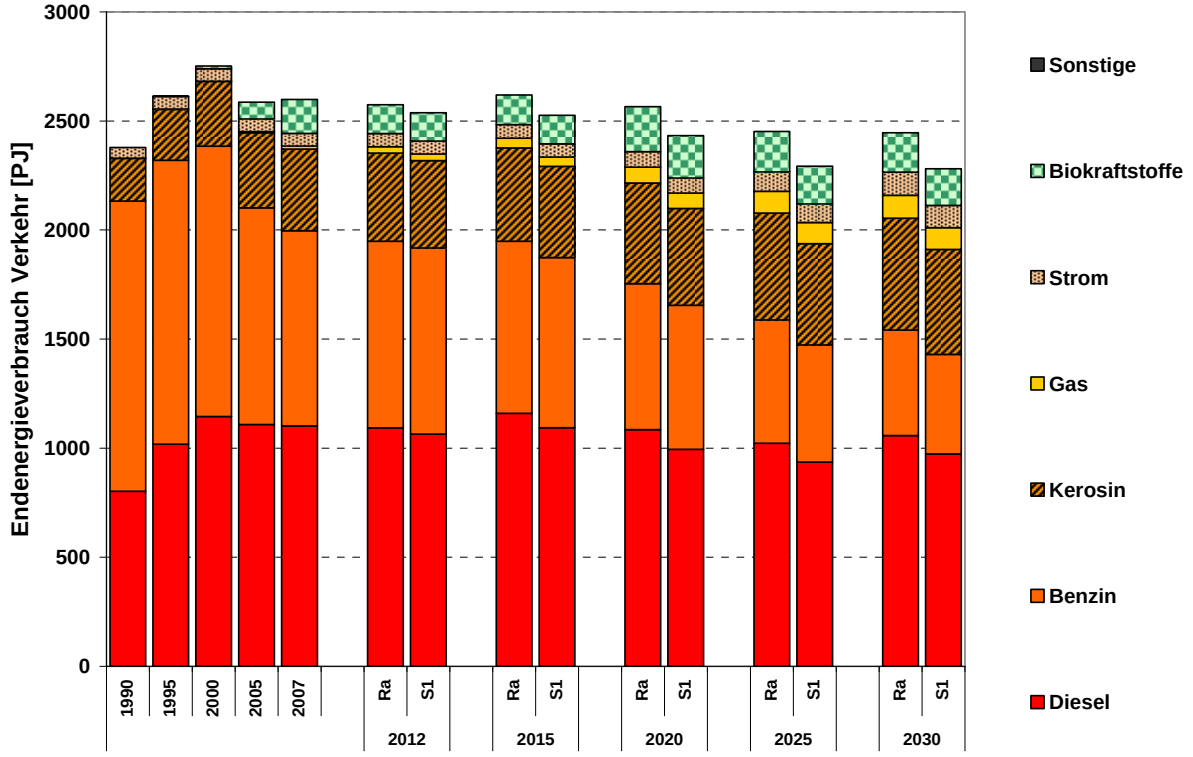


Abbildung 11.2: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor in der Sensitivitätsanalyse „Die Krise dauert länger" (S1) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra)

Haupttreiber dieser Entwicklung ist die gegenüber der Referenzprognose (Ra) reduzierte Straßengüterverkehrsleistung, die analog zu den reduzierten Produktionsmengen in der Industrie deutlich geringer ausfällt. Dementsprechend weisen unter den verschiedenen Verkehrsmitteln die LKWs den deutlichsten Rückgang im Endenergieverbrauch auf (-71 PJ in 2020, -76 PJ in 2030 zum Referenzergebnis). Neben dem Straßengüterverkehr ist eine klare Abnahme des Endenergieverbrauchs auch im Schienengüterverkehr und in der Binnenschifffahrt zu beobachten (-9,4 % 2020, -9,3 % in 2030 jeweils zur Referenzprognose (Ra)). Im Gegensatz dazu bleibt die mittlere Fahrzeugeffizienz in allen Bereichen nahezu unverändert.

In der Industrie verringert sich der Endenergieverbrauch, in Folge eines Rückgangs der Produktionsmengen, gegenüber der Referenzprognose (Ra) um 302 PJ in 2020, bzw. um 242 PJ in 2030 (Abbildung 11.3). Im Vergleich zu den statistischen Werten der Vergangenheit fällt der Rückgang entsprechend noch deutlicher aus (-312 PJ in 2015 bzw. -498 PJ in 2020 bezogen auf den Durchschnitt von 2001-2005).

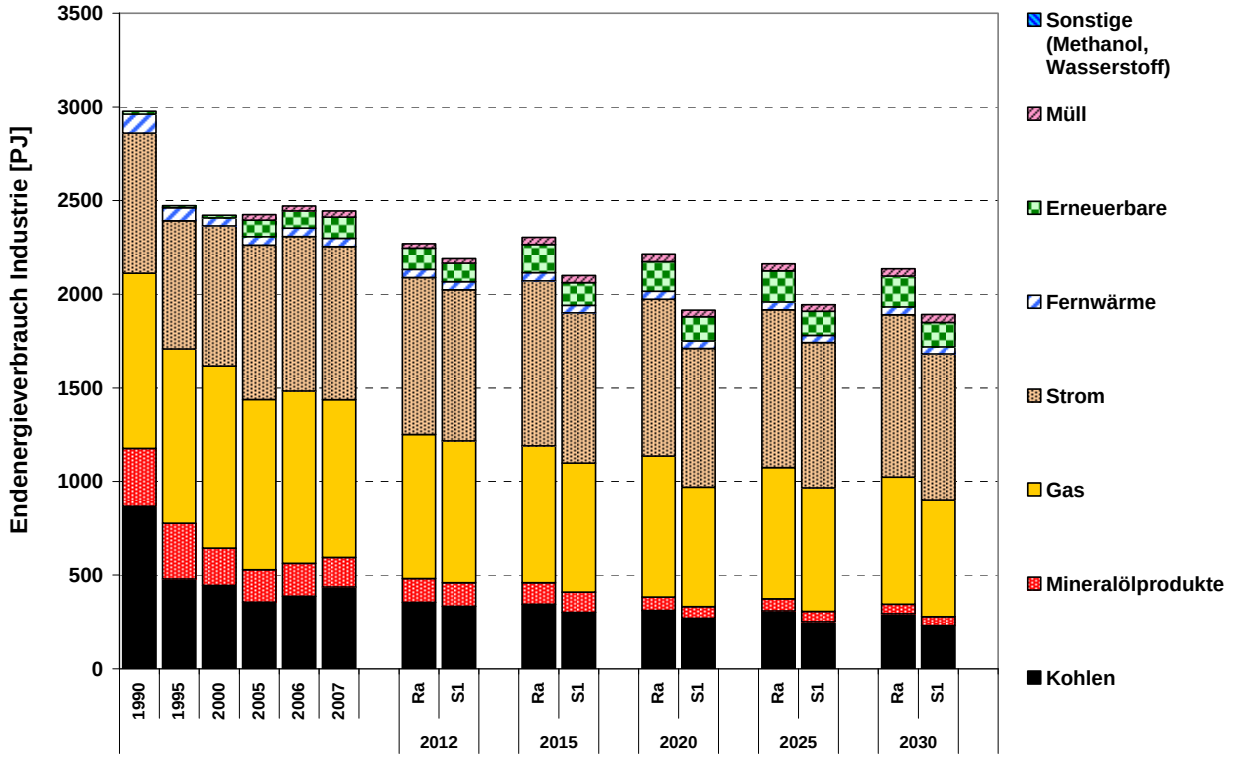


Abbildung 11.3: Endenergieverbrauch im Industriesektor in der Sensitivitätsanalyse „Die Krise dauert länger" (S1) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra)

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse S1 weisen allerdings eine geringere Energieeffizienzsteigerung in der Industrie auf (2007-2030: 1,41 %/a im Gegensatz zu 1,52 %/a in der Referenzprognose (Ra)), was tendenziell verbrauchserhöhend wirkt und damit der verbrauchsreduzierenden Wirkung der verminderten Produktionsmengen entgegenläuft. Ursachen für die geringen Effizienzsteigerungen sind eine geringere Auslastung der Anlagen und ein daraus resultierender, verminderter Wirkungsgrad, die Verschiebung von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen in effizientere Technologien sowie verminderte Anreize zur Reduktion der CO_2-Emissionen.

Aufgrund der verringerten Produktionsmengen und des damit einhergehenden geringeren Energiebedarfs werden die Emissionsreduktionsvorgaben krisenbedingt auch mit deutlich geminderten Anstrengungen zur Steigerung der Effizienz erreicht. Indikator dafür ist der im Vergleich zu den anderen Sensitivitätsanalysen geringe CO_2-Preis im ETS, der vor allem auf die Emissionsreduktionen in der Industrie zurückzuführen ist. Wegen des geringen Anreizes zur Emissionsminderung ist auch der Anteil der Erneuerbaren Energien in der Industrie geringer als in der Referenzprognose (Ra). Er beläuft sich auf 6,9 % in 2030, dem geringsten Anteil am Endenergieverbrauch im Industriesektor im Vergleich aller Sensitivitätsanalysen.

Endenergieverbrauch, Strombereitstellung und Primärenergieverbrauch

Der gesamte Endenergieverbrauch liegt deutlich unter den Werten der Referenzprognose (Ra) (-543 PJ in 2020, -565 PJ in 2030). Haupttreiber dieser Entwicklung sind, wie oben beschrieben, die beiden Sektoren Industrie und Verkehr, die für 80 % des Rückgangs des Endenergieverbrauchs in 2020 verantwortlich sind (72 % in 2030).

Auch im Erzeugungssektor ist ein nachfragebedingter Rückgang der Stromerzeugung zu erkennen (-6,6 % in 2020, -1,2 % in 2030 bei gleichzeitigem Rückgang der Stromimporte). Die Anteile der eingesetzten Energieträger zur Stromerzeugung verschieben sich hin zu mehr Stein- und Braunkohle und weniger Gas, da in der Industrie frei werdende Zertifikate in den öffentlichen Erzeugungssektor verschoben werden. Aufgrund der Verringerung der insgesamt erzeugten Strommenge bei konstanten Stromerzeugungsmengen aus Erneuerbaren Energien erhöht sich in der Sensitivitätsanalyse S1 der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf 27,5 % in 2020 und 38,0 % in 2030.

Insgesamt ist der Primärenergieverbrauch in 2020 4,7 % geringer als in der Referenzprognose (Ra) (5,9 % in 2030). Hinsichtlich der Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch ist vor allem ein durch die Änderungen in der Stromerzeugungsstruktur verursachter Anstieg der Nutzung der Kohlen und eine Verminderung der Gase zu beobachten. Insgesamt verdeutlicht der relativ geringe Rückgang des Primärenergieverbrauchs im Vergleich zum Endenergieverbrauch den Einsatz von weniger effizienten Umwandlungstechnologien.

Emissionen

Deutliche Emissionsminderungen sind in der Industrie zu beobachten. Die stärksten Effekte treten dabei in den mittleren Perioden auf (z.B. eine Reduktion um 17,9 % in 2020 im Vergleich zur Referenzprognose). Durch die Zunahme des Kohlenverbrauchs steigen hingegen die Emissionen im Umwandlungssektor (+5,8 % in 2020 im Vergleich zur Referenzprognose (Ra)). Insgesamt beträgt die $C0_2$-Emissionsminderung im Jahr 2020 bezogen auf 1990 36 %, im Jahr 2030 sind es 47 %.

Politische Zielvorgaben

Wegen des deutlichen Rückgangs der industriellen Produktionsmengen und der Verkehrsleistungen weist die Sensitivitätsanalyse S1 im Vergleich der Referenz- und Sensitivitätsrechnungen bei den absoluten Zielen im Nachfragebereich (Primär- und Endenergieverbrauchsreduktion) jeweils den höchsten Grad bei der Erreichung po-

litischer Ziele (bzw. eine Zielübererfüllung) auf. So kommt es beim Endenergieverbrauch zu einer Reduktion um 14,6 % in 2015 und 25,8 % in 2030 gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2001-2005.

Infolge des niedrigeren Energieverbrauchs wird in dieser Sensitivitätsanalyse zudem eine höhere Emissionsminderung erzielt. Gegenüber 1990 reduziert sich der CO_2-Ausstoß bis 2020 um 36 %, bis 2030 um 47 %. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien kann auf gleiche Weise vorangetrieben werden wie in der Referenzprognose. In Bezug auf die Energieproduktivität zeichnet sich diese Sensitivitätsanalyse aufgrund des niedrigen Investitionsniveaus jedoch in der Gruppe der Sensitivitäten mit Kernenergieausstieg durch die geringste Steigerung im Vergleich zu 1990 aus und verpasst das Ziel einer Verdopplung zwischen 2020 und 1990 deutlich (Verbesserung um 74 %).

Tabelle 11.52: Ergebnistabelle Sensitivitätsanalyse „Die Krise dauert länger" (S1)

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Netto-Stromerzeugung											
Steinkohle	TWh	131	135	134	122	129	125	142	136	84	79
Braunkohle	TWh	152	130	136	143	143	141	135	133	133	127
Mineralöl	TWh	11	7	5	6	5	11	7	7	4	4
Erdgas	TWh	36	39	47	69	73	61	44	56	105	128
Kernenergie	TWh	145	146	161	155	133	126	97	22	0	0
Wasserkraft	TWh	20	24	28	26	25	30	30	31	31	31
Wind	TWh	0	2	8	27	40	55	66	93	128	153
Solar	TWh	0	0	0	1	3	7	10	13	16	19
Biomasse / Müll ern.	TWh	15	14	13	14	23	30	30	36	38	40
Sonstige Erneuerbare	TWh	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh	0	0	9	20	23	8	7	6	5	5
Summe	**TWh**	**508**	**497**	**540**	**581**	**597**	**595**	**569**	**535**	**546**	**589**
Anteil Erneuerbare am Bruttostromverbrauch	%	3,4	4,7	6,3	10,4	14,2	18,4	21,1	27,5	33,6	38,0
Netto-Engpassleistung											
Steinkohle	GW	31	31	30	28	28	29	28	23	19	12
Braunkohle	GW	26	22	20	20	20	21	17	17	17	17
Mineralöl	GW	10	9	7	6	6	4	3	2	1	1
Erdgas	GW	17	20	21	21	22	29	28	28	38	49
Kernenergie	GW	24	23	22	20	20	16	12	3	0	0
Wasserkraft	GW	9	9	9	11	11	11	11	11	11	11
Wind	GW	0	1	6	18	22	30	34	44	53	62
Solar	GW	0	0	0	2	4	8	11	14	18	20
Biomasse / Müll ern.	GW	2	2	2	2	4	5	5	6	6	6
Sonstige Erneuerbare	GW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	GW	0	0	2	6	6	3	3	1	1	1
Summe	**GW**	**119**	**117**	**121**	**134**	**143**	**155**	**152**	**149**	**165**	**179**
Jahresvolllaststunden											
Steinkohle	h	4193	4342	4433	4425	4649	4369	4971	5996	4394	6457
Braunkohle	h	5815	5898	6794	7039	7015	6817	7751	7765	7637	7406
Mineralöl	h	1052	755	691	933	784	2489	2536	3477	3068	4896
Erdgas und sonstige Gase	h	2154	2002	2201	3314	3277	2120	1546	2013	2741	2639
Kernenergie	h	5989	6385	7175	7600	6507	7919	7996	8266	0	0
Wasserkraft	h	2264	2672	2939	2404	2315	2822	2851	2911	2911	2911
Wind	h	714	1645	1243	1475	1781	1852	1946	2106	2405	2466
Solar	h	500	611	577	738	858	929	929	929	929	929
Biomasse / Müll ern.	h	6514	6498	6453	6029	6238	5614	6014	6137	6390	6590
Sonstige Erneuerbare	h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	h			4350	3413	4013	2627	2826	4608	5633	5766
Jahresdurchschnitt	**h**	**4266**	**4240**	**4466**	**4333**	**4164**	**3835**	**3740**	**3594**	**3317**	**3290**
KWK-Strom											
Steinkohle	TWh			28	18	16	19	23	22	17	9
Braunkohle	TWh			6	6	5	5	4	3	3	3
Mineralöl	TWh			1	2	2	3	3	3	0	0
Erdgas	TWh			14	38	43	45	37	45	64	79
Kernenergie	TWh			0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse / Müll ern.	TWh			1	4	7	5	8	13	16	17
sonst. Gase nicht-ern.	TWh			1	1	1	1	1	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh			1	2	2	2	2	2	2	2
Summe	**TWh**			**52**	**71**	**76**	**80**	**78**	**89**	**102**	**111**
Anteil KWK	%			9,6	12,2	12,8	13,7	13,8	16,8	19,0	19,1
Brennstoffeinsatz Stromerzeugung											
Steinkohle	PJ	1270	1332	1268	1161	1345	1099	1195	1125	628	621
Braunkohle	PJ	1795	1455	1420	1462	1480	1357	1285	1211	1132	1063
Mineralöl	PJ	109	82	63	92	79	86	56	50	39	39
Erdgas	PJ	332	341	391	607	694	456	322	315	573	682
Kernenergie	PJ	1663	1681	1851	1779	1533	1449	1111	250	0	0
Wasserkraft	PJ	89	99	115	104	74	83	84	88	88	88
Wind	PJ	0	6	34	98	143	198	239	334	461	550
Solar	PJ	0	0	0	5	11	27	35	48	59	68
Biomasse / Müll ern.	PJ	60	60	56	67	113	242	236	272	281	288
Sonstige Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	11	11	18	28	38
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ	108	92	136	54	18	84	71	73	71	64
Summe	**PJ**	**5426**	**5148**	**5335**	**5429**	**5490**	**5091**	**4645**	**3783**	**3359**	**3500**
Erzeugung Fernwärme											
KWK (öffentlich)	**PJ**						**299**	**301**	**299**	**308**	**310**
Steinkohle	PJ						116	148	138	101	33
Braunkohle	PJ						21	17	11	11	11
Mineralöl	PJ						12	12	11	1	1
Erdgas	PJ						140	114	103	151	222
Biomasse / Müll ern.	PJ						1	2	27	36	37
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						1	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						9	8	9	9	7
Heizwerke (öffentlich)	**PJ**						**52**	**50**	**56**	**54**	**50**
Steinkohle	PJ						2	2	1	0	0
Braunkohle	PJ						0	0	0	0	0
Mineralöl	PJ						0	0	0	0	0
Erdgas	PJ						44	41	41	39	37
Biomasse / Müll ern.	PJ						0	1	8	10	9
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						5	5	5	5	4
Abwärme	**PJ**						**5**	**5**	**5**	**5**	**6**
Summe	**PJ**						**356**	**356**	**360**	**367**	**367**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Primärenergieverbrauch (Wirkungsgrad Methode)											
Steinkohle	PJ	2306	2060	2021	1808	1990	1739	1785	1631	1061	968
Braunkohle	PJ	3201	1734	1550	1596	1612	1425	1365	1272	1186	1105
Mineralöl	PJ	5217	5689	5499	5166	4701	4650	4523	4099	3828	3737
Gase	PJ	2328	2812	2996	3236	3118	2677	2388	2301	2549	2583
Kernenergie	PJ	1668	1682	1851	1779	1533	1449	1111	250	0	0
Wasser, Wind, Solar	PJ	58	83	127	173	228	356	413	530	673	775
Sonst. Erneuerbare	PJ	125	192	346	602	746	842	885	1049	1059	1019
Müll (nicht-ern.)	PJ	0	0	0	136	133	137	137	138	138	139
Stromimport	PJ	3	17	11	-31	-68	-8	54	145	166	43
Summe	**PJ**	**14905**	**14269**	**14401**	**14465**	**13993**	**13267**	**12661**	**11416**	**10659**	**10368**
Endenergieverbrauch											
Kohlen	PJ	1481	629	513	396	484	374	337	288	251	231
Mineralölprodukte	PJ	3980	4305	4064	3730	3242	3266	3154	2740	2456	2379
Gas + LPG	PJ	1871	2260	2410	2266	2169	2066	1920	1826	1798	1628
Strom	PJ	1638	1650	1780	1864	1904	1952	1926	1898	1956	1989
Fernwärme	PJ	383	366	265	264	264	289	293	299	310	318
Erneuerbare	PJ	120	112	202	371	489	562	609	683	655	651
Müll	PJ	0	0	0	30	33	25	38	35	35	42
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**9473**	**9322**	**9234**	**8920**	**8585**	**8533**	**8277**	**7769**	**7461**	**7238**
Anteil Erneuerbarer am Endenergieverbrauch	%						11,1	12,6	16,4	18,8	20,8
Endenergieverbrauch Industrie											
Kohlen	PJ	868	479	445	355	437	334	301	269	250	231
Mineralölprodukte	PJ	308	299	199	174	158	126	108	63	56	47
Gas	PJ	936	929	972	909	842	757	689	637	659	624
Strom	PJ	748	685	748	823	816	806	802	740	776	780
Fernwärme	PJ	101	70	43	45	44	43	41	41	39	37
Erneuerbare	PJ	16	11	14	88	114	99	121	129	130	131
Müll	PJ	0	0	0	30	33	25	38	35	35	42
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2977**	**2473**	**2421**	**2424**	**2444**	**2191**	**2100**	**1914**	**1944**	**1891**
Endenergieverbrauch GHD											
Kohlen	PJ	250	46	19	9	12	11	9	6	1	1
Mineralölprodukte	PJ	603	550	406	364	266	261	233	205	195	179
Gas	PJ	302	406	454	397	433	422	402	347	301	260
Strom	PJ	419	447	504	473	522	555	540	536	540	545
Fernwärme	PJ	122	125	91	88	90	104	111	119	134	145
Erneuerbare	PJ	39	5	4	10	18	58	62	66	70	75
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**1733**	**1579**	**1478**	**1341**	**1340**	**1411**	**1357**	**1278**	**1242**	**1204**
Endenergieverbrauch Haushalte											
Kohlen	PJ	363	104	49	32	35	30	27	13	0	0
Mineralölprodukte	PJ	740	902	779	689	441	560	521	373	268	242
Gas	PJ	633	925	984	1012	887	857	786	772	741	645
Strom	PJ	422	458	470	509	508	531	523	553	553	562
Fernwärme	PJ	160	171	131	131	130	142	141	140	138	136
Erneuerbare	PJ	65	96	171	196	202	275	295	294	283	278
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2383**	**2656**	**2584**	**2569**	**2202**	**2395**	**2294**	**2144**	**1982**	**1863**
Endenergieverbrauch Verkehr											
Diesel	PJ	802	1019	1145	1109	1102	1064	1093	995	935	973
Benzin	PJ	1330	1301	1238	993	894	854	780	660	537	456
Kerosin	PJ	196	233	297	344	374	401	419	444	465	481
Biokraftstoffe	PJ	0	0	12	77	155	130	130	194	173	168
Gas inkl. LPG	PJ	0	1	1	5	14	30	43	70	96	100
Strom	PJ	49	58	57	58	59	59	61	69	86	102
Sonstige	PJ	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2379**	**2614**	**2751**	**2586**	**2598**	**2537**	**2526**	**2432**	**2292**	**2280**
CO2-Emissionen											
Umwandlung/ Erzeugung	Mio. t	419	361	351	369	389	336	323	296	221	214
Industrie	Mio. t	239	193	181	166	173	157	140	126	132	126
Haushalte, GHD, Landwirtschaft	Mio. t	216	194	172	159	129	139	131	112	102	94
Transport	Mio. t	158	172	177	156	148	148	146	131	119	116
Summe (exkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1032**	**920**	**881**	**849**	**839**	**780**	**739**	**666**	**574**	**549**
Internationaler Luftverkehr	Mio. t	11	15	19	23	25	24	25	27	28	30
Summe (inkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1044**	**934**	**901**	**873**	**864**	**803**	**764**	**692**	**603**	**579**
davon Energiebedingt	Mio. t	**960**	**854**	**818**	**795**	**781**	**738**	**706**	**642**	**551**	**530**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Nettoimporte (Wirkungsgradmethode)											
Kohlen	PJ	145	434	925	1062	1321	1441	1605	1631	1061	968
Mineralölprodukte	PJ	4956	5421	5215	5111	4431	4536	4418	4009	3828	3737
Gas	PJ	1761	2220	2368	2571	2592	2238	1988	1941	2549	2583
Kernenergie	PJ	1606	1682	1851	1779	1533	1449	1111	250	0	0
Strom	PJ	3	17	11	-31	-68	-8	54	145	166	43
Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	35	26	83	75	105
Sonstiges	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	PJ	**8471**	**9775**	**10371**	**10492**	**9877**	**9690**	**9202**	**8060**	**7678**	**7436**
Rahmenannahmen											
Bruttoinlandsprodukt	Mrd. € $_{2000}$	1720	1867	2063	2125	2242	2174,9	2197	2288,2	2394,4	2524,5
Bevölkerung	Mio.	79,4	81,7	82,2	82,5	82,3	82,0	81,8	81,4	80,6	79,7
Beschäftigte GHD	Mio.	26,20	27,80	29,81	30,16	31,06	28,11	25,28	25,19	24,70	24,00
Haushalte	Mio.	34,9	36,9	38,1	39,2	39,7	40,6	41,0	41,5	41,8	42,0
Wohnfläche HH	[Mio. m²]	2774	3005	3245	3395	3448	3546	3581	3648	3703	3751
Indikatoren											
Primärenergieverbrauch pro Person	PJ/ Mio. PER	188	175	175	175	170	162	155	140	132	130
Energieproduktivität (BIP/PEV)	Mrd. €$_{2000}$/PJ	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,16	0,17	0,20	0,22	0,24
Energieintensität (PEV/BIP)	PJ/Mrd. €$_{2000}$	8,67	7,64	6,98	6,81	6,24	6,10	5,76	4,99	4,45	4,11
CO_2-Intensität des BIP	kg/€$_{2000}$	0,60	0,49	0,43	0,40	0,37	0,36	0,34	0,29	0,24	0,22
CO_2-Intensität pro Person	t/PER	13,01	11,26	10,72	10,30	10,20	9,51	9,04	8,18	7,12	6,90
CO_2-Intensität des Primärenergieverbrauchs	Mio. t/EJ	69,3	64,5	61,2	58,7	60,0	58,78	58,40	58,30	53,88	52,99
Endenergieintensität Ind. ($EEV_{Industrie}$/BIP)	TJ/Mrd. €$_{2000}$	1731	1325	1174	1141	1090	1007	956	837	812	749
Endenergieintensität GHD (EEV_{GHD}/Beschäftigte)	TJ/Tsd. Erwerbst. GHD	66,76	56,81	49,58	44,45	43,14	50,20	53,70	50,73	50,28	50,17
Endenergieintensität HH ($EEV_{Haushalte}$/Wohnfläche)	MJ/qm Fläche	859,0	883,6	796,3	756,6	638,7	675,3	640,6	587,8	535,3	496,49
Effizienz Verkehr (Kraftstoffverbrauch PKW/100 km)	[$l_{Benzin\ äqu.}$/100 km]	9,5	8,9	8,4	8,0	8,0	6,8	6,6	6,0	5,2	4,8

Tabelle 11.53: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Sensitivitätsanalyse „Die Krise dauert länger" (S1)

	Status Quo (2008)	Ziel 2020	Erläuterung	Sensitivität "Die Krise dauert länger" (S1)	
				2020	2030
CO_2-Emissionen	-19% (1990-2007)	-21% (bis 2012) (-40%) (THG)	-40% nur, wenn EU-weit Reduktion um 30%	-36%	-47%
Energie aus erneuerbaren Quellen	9,3% (2007)	18%	Anteil am Bruttoendenergie-verbrauch	16%	21%
Strom aus Erneuerbaren Energien	14%	Mindestens 30%	Anteil am Bruttostromverbrauch	28%	38%
Wärme aus Erneuerbaren Energien	ca. 6%	14%	Anteil am Endenergie-verbrauch für Wärme	15%	18%
Energieeffizienz	1,84%/a (1990-2008)	Verdopplung (=+100%) der Energieproduktivität (BIP/PEV)	Basisjahr: 1990	+74%	+111%
				(1990-2020)	(1990-2030)
		-20% (EU-Ziel, hier auf Deutschland bezogen)	Δ PEV bezogen auf Trendannahme EU-Kommission	-16%	-23%
			Trendannahme für DE	13592 PJ	13418 PJ
		-9% Endenergie (bis 2016, Einsparrichtwert)	Basis: EEV Durchschnitt 2001-2005	-20,1%	-25,8%
Biokraftstoffanteil	7,3%	7%	Gemessen als Treibhausgasein-sparung (Änderung der Systematik)	10,5%	10,5%
KWK-Strom	ca. 12% (2008)	Verdopplung auf etwa 25 %		17%	19%
Stromerzeugung aus Kernenergie	149 TWh			22 TWh	0 TWh

11.4 Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg"

Veränderungen bei den Rahmenannahmen

Die Entwicklung der Energiemärkte unmittelbar vor Ausbruch der Wirtschaftskrise war geprägt durch ungewöhnlich hohe Energie- und insbesondere Rohölpreise. Um der Unsicherheit bezüglich der Ölpreisentwicklung Rechnung zu tragen, berücksichtigt die Energieprognose 2009 in zwei Sensitivitätsanalysen die Möglichkeit von dauerhaft hohen Energieträgerpreisen. In der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg" (S2a) werden gegenüber der Referenzprognose höhere Energieträgerpreise für Öl, Gas und Steinkohle (Tabelle 3.6) unterstellt. Der Preispfad „Hohe Ölpreise" geht davon aus, dass der Ölpreis bis 2030 die Marke von 100 $\$_{2007}$/bbl erreicht. Nominal entspricht dies bei der unterstellten mittleren Inflationsrate von 2,3 % pro Jahr einem Preis von 169 $/bbl. Dieselben Preisannahmen gelten für die Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung" (S2d) (Abschnitt 11.5).

Bei höheren Energieträgerpreisen, wie in der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg" (S2a) angenommen, verringert sich das auf die Wirtschaftskrise folgende Wachstum. Die Belastung der deutschen Wirtschaft durch die höheren Kosten im Energiesystem führt zu einem BIP, das im Jahr 2020 fast 1,3 % und in 2030 etwa 0,9 % unter dem Niveau der Referenzprognose liegt (Abbildung 11.4). Langfristig kann sich die Gesamtwirtschaft offensichtlich besser auf das höhere Preisniveau einstellen. Sektoral ergeben sich aber mitunter auch dauerhafte und stetige Produktionsrückgänge. Grundsätzlich beschleunigt die Annahme hoher Energieträgerpreise die Verschiebung in der Wertschöpfungsstruktur in Richtung energieextensiver Wirtschaftsbereiche.

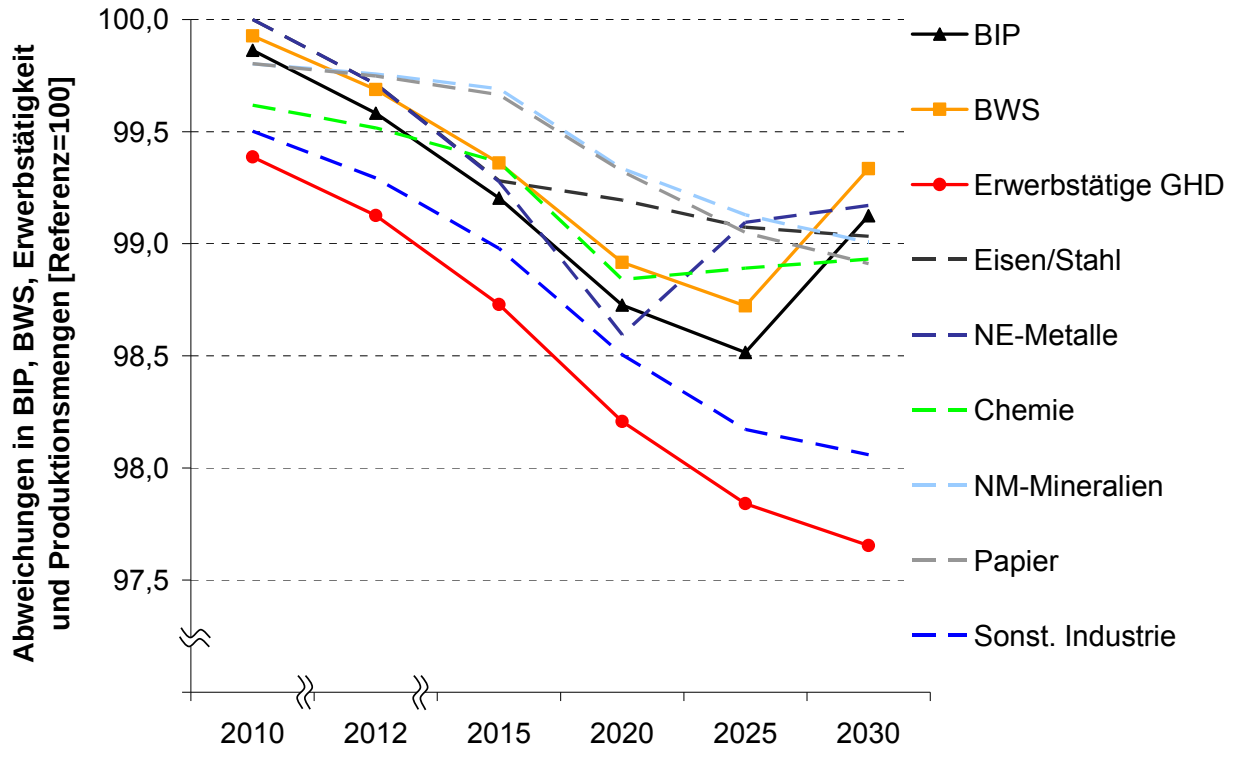


Abbildung 11.4: Veränderungen prognoserelevanter Inputgrößen in der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg" (S2a) gegenüber der Referenzprognose (Ra)

Die Belastung der Haushalte durch hohe Energiepreise führt zu einer nachfrageseitig induzierten stetigen Verringerung der Wertschöpfung im Dienstleistungssektor. Es ist daher, anders als für die gesamtwirtschaftliche Wertschöpfung, auch keine relative Erholung bezüglich der Erwerbstätigkeit im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen auszumachen, sondern ein kontinuierlicher Rückgang um knapp 1,8 % in 2020 und 2,3 % in 2030.

In Folge der Veränderung der Wertschöpfungsstruktur verringert sich die Güterverkehrsleistung in dieser Sensitivitätsanalyse um 1,27 % in 2020 und um 0,88 % in 2030 gegenüber der Referenzprognose. Die Personenverkehrsleistung sinkt gegenüber der Referenzprognose um ca. 0,95 % in 2020 und um ca. 1,27 % in 2030. Die hohen Kraftstoffpreise beeinflussen zudem den modalen Split: Die Nachfrage nach ÖPNV und Schienenverkehr steigt zu Lasten des motorisierten Individualverkehrs an.

Veränderungen bei den Ergebnissen

Endenergieverbrauch

Bedingt durch die höheren Energieträgerpreise in der Sensitivitätsanalyse S2a verringert sich der Endenergieverbrauch gegenüber der Referenzprognose um 89 PJ in 2020 bzw. 181 PJ in 2030, was in relativen Größen einer Reduktion von 1,1 % bzw. 2,3 % entspricht (Abbildung 11.5).

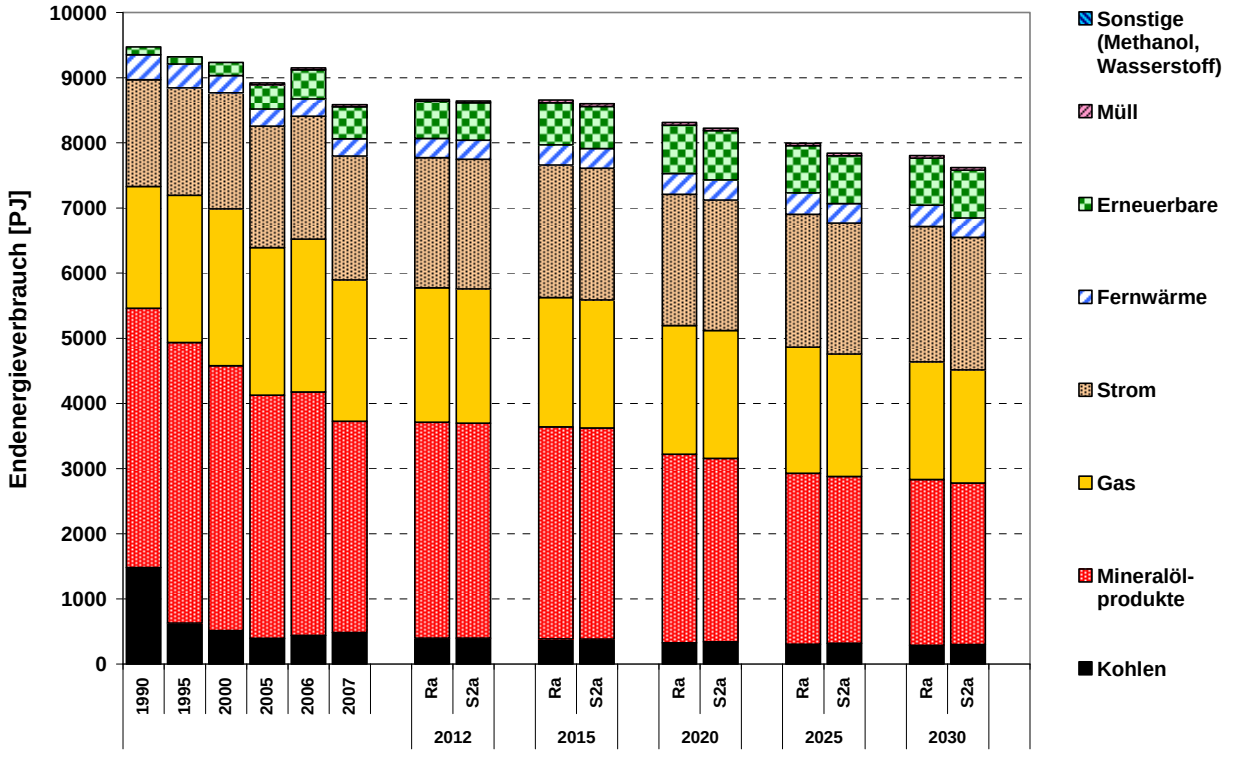


Abbildung 11.5: Endenergieverbrauch in der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg" (S2a) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra)

Der Verbrauchsrückgang wird in erster Linie durch die Industrie (-40 PJ in 2020 bzw. -80 PJ in 2030) sowie den Verkehrssektor (-35 PJ in 2020 bzw. -43 PJ in 2030) hervorgerufen und basiert im Wesentlichen auf den niedrigeren industriellen Produktionsmengen bzw. der verringerten Personen- und Güterverkehrsnach-

frage. Die Reduktion in den Sektoren Haushalte (-8 PJ in 2020 bzw. -38 PJ in 2030) und GHD (-7 PJ in 2020 bzw. -21 PJ in 2030) resultiert aus Energieeinsparmaßnahmen und technologischen Effizienzverbesserungen sowie dem niedrigeren Wirtschaftswachstum.

Auf Energieträgerebene lässt sich ein starker Verbrauchsrückgang bei Erdgas (-10 PJ in 2020 bzw. -68 PJ in 2030) und Mineralölprodukten (-80 PJ in 2020 bzw. -66 PJ in 2030) beobachten, da diese direkt von den höheren Energieträgerpreisen betroffen sind. Auch der Stromverbrauch geht insgesamt um 14 PJ in 2020 bzw. 46 PJ in 2030 zurück. Entgegen dem generellen Trend verzeichnet der Haushaltssektor eine leichte Zunahme des Stromverbrauchs um 3 PJ in 2020 bzw. 8 PJ in 2030. Auch im Verkehrssektor kommt es zu einem geringen Anstieg des Stromverbrauchs (+2 PJ in 2020 bzw. +3 PJ in 2030), da die höheren Mineralölpreise zu einer Verschiebung im Modal Split und somit zu einer erhöhten Personenverkehrsnachfrage im Schienenverkehr führen.

Strombereitstellung

Die Nettostromerzeugung im Inland verringert sich infolge der höheren Energieträgerpreise gegenüber der Referenzprognose um 19 TWh (3,3 %) bis zum Jahr 2020 und 21 TWh (3,6 %) bis 2030 (Abbildung 11.6).

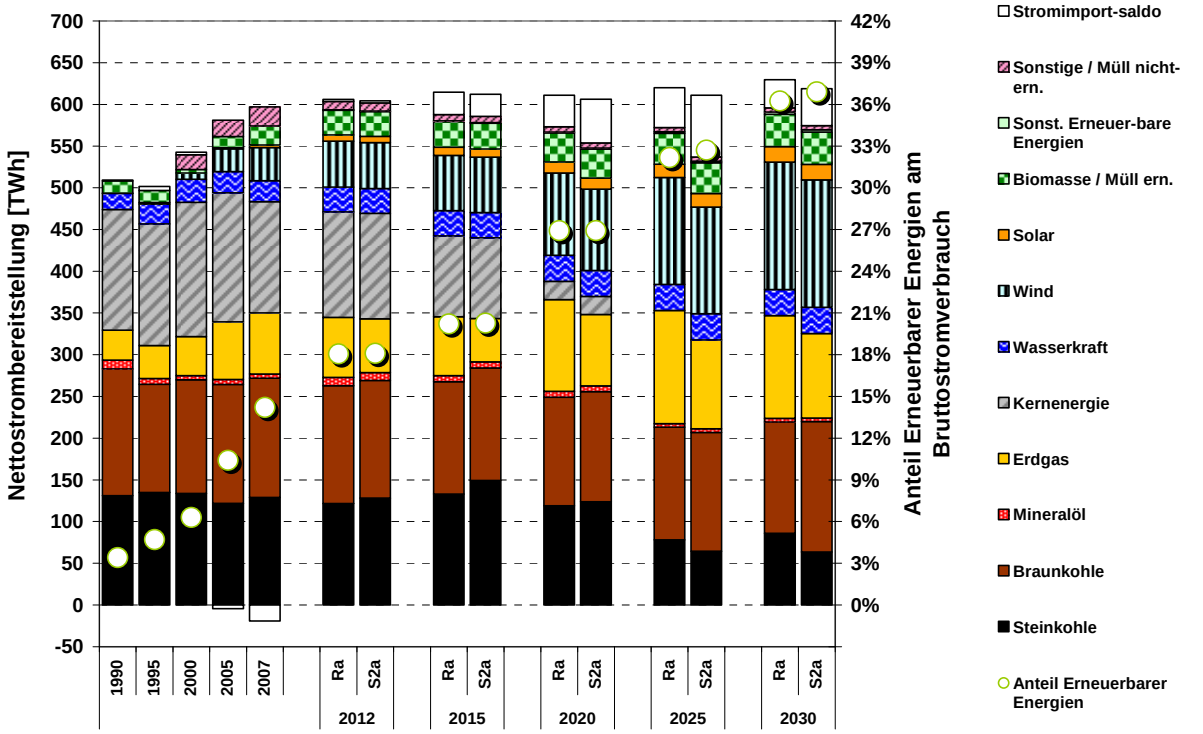


Abbildung 11.6: Nettostrombereitstellung in der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg" (S2a) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra)

Neben der niedrigeren Stromnachfrage tragen dazu auch steigende Nettostromimporte bei (+15 TWh in 2020 bzw. +11 TWh in 2030). Am deutlichsten geht mit 25 TWh in 2020 und 22 TWh in 2030 die Stromerzeugung aus Erdgas zurück. Dies wirkt sich seinerseits auf die KWK-Stromerzeugung aus, die in 2020 um 6 TWh und in 2030 um 7 TWh abnimmt. Zu einem zwischenzeitlichen Anstieg

kommt es hingegen bei der Stromerzeugung aus Kohle (+7 TWh in 2020), insbesondere Steinkohle (+5 TWh), wodurch die rückläufige Erdgasstromerzeugung teilweise kompensiert wird. Ab 2025 sinkt die Stromproduktion aus Kohle aufgrund der sich verschärfenden Klimaschutzziele auf das Niveau der Referenzprognose ab. Dabei kommt es jedoch zu einer Verschiebung der Stromerzeugung aus Steinkohle (-23 TWh in 2030) hin zu Braunkohle (+23 TWh in 2030), die verstärkt in Anlagen mit CO_2-Abscheidung und Speicherung (CCS) stattfindet. Der Anteil erneuerbarer Energieträger an der Stromerzeugung bleibt im Vergleich zur Referenzprognose zunächst unverändert und liegt in 2020 mit 27 % noch leicht unter der Zielvorgabe von 30 %. Bis zum Jahr 2030 erhöht sich der Anteil gegenüber der Referenzprognose jedoch um 0,5 %-Punkte auf dann 36,9 %.

Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch verringert sich gegenüber der Referenzprognose in Folge der erhöhten Energieträgerpreise um 183 PJ (1,5 %) bis 2020 bzw. 302 PJ (2,7 %) bis 2030. Die stärkste Reduktion erfährt mit -200 PJ in 2020 und –193 PJ in 2030 der Erdgasverbrauch sowie in 2030 zusätzlich der Steinkohleverbrauch mit -262 PJ. Die Ursachen liegen vor allem in den oben beschriebenen Effekten auf Seiten der Stromerzeugung. Der ebenfalls abnehmende Mineralölverbrauch (-40 PJ in 2020 bzw. -67 PJ in 2030) basiert auf dem erläuterten Rückgang des Verbrauchs von Mineralölprodukten in den Endenergiesektoren.

Emissionen

Bei den CO_2-Emissionen kommt es gegenüber der Referenzprognose zu einem zusätzlichen Rückgang um 5 Mio. t CO_2 (0,7 %) in 2020 und 30 Mio. t CO_2 (5,2 %) in 2030. Bis 2020 entfällt diese Reduktion größtenteils auf die Endenergiesektoren Industrie (-6 Mio. t CO_2) und Verkehr (-2 Mio. t CO_2), in denen es zu den beschriebenen Verringerungen der industriellen Produktionswerte bzw. der Personen- und Güterverkehrsleistung kommt. Die CO_2-Emissionen im Umwandlungssektor steigen in 2020 aufgrund der Substitution der Stromerzeugung aus Gas durch Kohle leicht um 2 Mio. t CO_2. In den Sektoren Haushalte und GHD nehmen sie ebenfalls um 1 Mio. t CO_2 zu. In 2030 verzeichnet der Umwandlungssektor mit -13 Mio. t CO_2 den mit Abstand stärksten CO_2-Emissionsrückgang. Dieser resultiert aus der Verminderung der Stromproduktion sowie dem erläuterten stärkeren Einsatz von Stromerzeugungstechnologien mit CCS.

Politische Zielvorgaben

Insgesamt erweist sich der Einfluss höherer Energieträgerpreise auf die Erreichbarkeit energiepolitischer Zielvorgaben als eher gering. Die in der Referenzprognose bis 2020 erzielte Minderung der CO_2-Emissionen um 33 % gegenüber 1990 wird mit 34 % leicht übertroffen. Das in der EU-Dienstleistungsrichtlinie bzw. im Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan ausgegebene Ziel, den Endenergieverbrauch bis 2016 um 9 % gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2001 bis 2005 zu verringern, wird bereits in 2012 übererfüllt. Die Reduktion liegt in 2012 unter Berücksichtigung von Early Action Maßnahmen mit 10,7 % leicht über dem Wert der Referenzprognose (10,4 %). Im Jahr 2020 beträgt die Reduktion 15,2 % gegenüber 14,2 % in der Referenzprognose, im Jahr 2030 21,7 % gegenüber 19,7 %.

Tabelle 11.54: Ergebnistabelle Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg" (S2a)

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Netto-Stromerzeugung											
Steinkohle	TWh	131	135	134	122	129	128	149	123	63	62
Braunkohle	TWh	152	130	136	143	143	141	135	132	143	156
Mineralöl	TWh	11	7	5	6	5	9	7	7	4	4
Erdgas	TWh	36	39	47	69	73	64	52	85	107	101
Kernenergie	TWh	145	146	161	155	133	126	97	22	0	0
Wasserkraft	TWh	20	24	28	26	25	30	30	31	31	31
Wind	TWh	0	2	8	27	40	55	66	97	128	153
Solar	TWh	0	0	0	1	3	7	10	13	16	19
Biomasse / Müll ern.	TWh	15	14	13	14	23	30	31	36	38	40
Sonstige Erneuerbare	TWh	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh	0	0	9	20	23	10	7	6	5	5
Summe	**TWh**	**508**	**497**	**540**	**581**	**597**	**602**	**585**	**554**	**537**	**575**
Anteil Erneuerbare am Bruttostromverbrauch	%	3,4	4,7	6,3	10,4	14,2	18,1	20,3	26,9	32,7	36,9
Netto-Engpassleistung											
Steinkohle	GW	31	31	30	28	28	29	29	23	20	13
Braunkohle	GW	26	22	20	20	20	21	17	17	19	21
Mineralöl	GW	10	9	7	6	6	4	3	2	1	1
Erdgas	GW	17	20	21	21	22	30	30	31	38	45
Kernenergie	GW	24	23	22	20	20	16	12	3	0	0
Wasserkraft	GW	9	9	9	11	11	11	11	11	11	11
Wind	GW	0	1	6	18	22	30	34	46	53	62
Solar	GW	0	0	0	2	4	8	11	14	18	20
Biomasse / Müll ern.	GW	2	2	2	2	4	5	5	6	6	6
Sonstige Erneuerbare	GW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	GW	0	0	2	6	6	3	3	1	1	1
Summe	**GW**	**119**	**117**	**121**	**134**	**143**	**156**	**155**	**155**	**166**	**180**
Jahresvolllaststunden											
Steinkohle	h	4193	4342	4433	4425	4649	4417	5137	5253	3159	4835
Braunkohle	h	5815	5898	6794	7039	7015	6815	7758	7767	7627	7610
Mineralöl	h	1052	755	691	933	784	2123	2170	3448	3068	4896
Erdgas und sonstige Gase	h	2154	2002	2201	3314	3277	2184	1748	2713	2840	2233
Kernenergie	h	5989	6385	7175	7600	6507	7919	7996	8266	0	0
Wasserkraft	h	2264	2672	2939	2404	2315	2822	2851	2911	2911	2911
Wind	h	714	1645	1243	1475	1781	1852	1946	2096	2405	2466
Solar	h	500	611	577	738	858	929	929	929	929	929
Biomasse / Müll ern.	h	6514	6498	6453	6029	6238	5632	6063	6193	6222	6373
Sonstige Erneuerbare	h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	h			4350	3413	4013	3173	2826	4334	5590	5757
Jahresdurchschnitt	**h**	**4266**	**4240**	**4466**	**4333**	**4164**	**3850**	**3789**	**3566**	**3228**	**3192**
KWK-Strom											
Steinkohle	TWh			28	18	16	19	23	25	21	12
Braunkohle	TWh			6	6	5	5	4	3	3	3
Mineralöl	TWh			1	2	2	3	3	3	0	0
Erdgas	TWh			14	38	43	47	41	56	61	75
Kernenergie	TWh			0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse / Müll ern.	TWh			1	4	7	6	9	14	17	19
sonst. Gase nicht-ern.	TWh			1	1	1	1	1	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh			1	2	2	2	2	2	2	3
Summe	**TWh**			**52**	**71**	**76**	**84**	**84**	**103**	**104**	**111**
Anteil KWK	%			9,6	12,2	12,8	13,9	14,3	18,6	19,4	19,4
Brennstoffeinsatz Stromerzeugung											
Steinkohle	PJ	1270	1332	1268	1161	1345	1122	1252	974	401	441
Braunkohle	PJ	1795	1455	1420	1462	1480	1356	1286	1215	1224	1316
Mineralöl	PJ	109	82	63	92	79	73	53	50	39	39
Erdgas	PJ	332	341	391	607	694	497	379	469	591	534
Kernenergie	PJ	1663	1681	1851	1779	1533	1449	1111	250	0	0
Wasserkraft	PJ	89	99	115	104	74	83	84	88	88	88
Wind	PJ	0	6	34	98	143	198	239	350	461	550
Solar	PJ	0	0	0	5	11	27	35	48	59	68
Biomasse / Müll ern.	PJ	60	60	56	67	113	242	235	256	263	267
Sonstige Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	11	11	18	28	38
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ	108	92	136	54	18	84	71	72	68	65
Summe	**PJ**	**5426**	**5148**	**5335**	**5429**	**5490**	**5141**	**4756**	**3789**	**3221**	**3406**
Erzeugung Fernwärme											
KWK (öffentlich)	**PJ**						**301**	**307**	**310**	**299**	**293**
Steinkohle	PJ						106	131	137	101	33
Braunkohle	PJ						21	17	11	11	11
Mineralöl	PJ						12	12	11	1	1
Erdgas	PJ						151	134	123	151	212
Biomasse / Müll ern.	PJ						2	5	20	28	30
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						1	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						9	8	9	8	7
Heizwerke (öffentlich)	**PJ**						**51**	**48**	**52**	**51**	**50**
Steinkohle	PJ						2	2	1	0	0
Braunkohle	PJ						0	0	0	0	0
Mineralöl	PJ						0	0	0	0	0
Erdgas	PJ						43	40	40	38	37
Biomasse / Müll ern.	PJ						0	1	6	8	8
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						5	5	5	5	4
Abwärme	**PJ**						**5**	**5**	**5**	**5**	**6**
Summe	**PJ**						**357**	**360**	**367**	**355**	**348**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Primärenergieverbrauch (Wirkungsgrad Methode)											
Steinkohle	PJ	2306	2060	2021	1808	1990	1784	1892	1582	951	901
Braunkohle	PJ	3201	1734	1550	1596	1612	1425	1365	1272	1271	1362
Mineralöl	PJ	5217	5689	5499	5166	4701	4671	4610	4203	3935	3837
Gase	PJ	2328	2812	2996	3236	3118	2695	2479	2546	2612	2496
Kernenergie	PJ	1668	1682	1851	1779	1533	1449	1111	250	0	0
Wasser, Wind, Solar	PJ	58	83	127	173	228	354	410	542	668	773
Sonst. Erneuerbare	PJ	125	192	346	602	746	855	921	1073	1098	1051
Müll (nicht-ern.)	PJ	0	0	0	136	133	137	137	138	138	139
Stromimport	PJ	3	17	11	-31	-68	9	96	189	266	160
Summe	**PJ**	**14905**	**14269**	**14401**	**14465**	**13993**	**13379**	**13022**	**11796**	**10940**	**10719**
Endenergieverbrauch											
Kohlen	PJ	1481	629	513	396	484	397	381	341	318	301
Mineralölprodukte	PJ	3980	4305	4064	3730	3242	3300	3244	2815	2561	2475
Gas + LPG	PJ	1871	2260	2410	2266	2169	2059	1963	1965	1880	1741
Strom	PJ	1638	1650	1780	1864	1904	1993	2024	2002	2009	2033
Fernwärme	PJ	383	366	265	264	264	292	300	309	300	298
Erneuerbare	PJ	120	112	202	371	489	576	648	754	733	733
Müll	PJ	0	0	0	30	33	25	38	38	41	42
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**9473**	**9322**	**9234**	**8920**	**8585**	**8641**	**8599**	**8223**	**7842**	**7622**
Anteil Erneuerbarer am Endenergieverbrauch	%						11,1	12,7	16,4	18,7	20,6
Endenergieverbrauch Industrie											
Kohlen	PJ	868	479	445	355	437	356	345	322	317	300
Mineralölprodukte	PJ	308	299	199	174	158	127	110	63	53	45
Gas	PJ	936	929	972	909	842	759	718	704	660	620
Strom	PJ	748	685	748	823	816	833	872	820	809	810
Fernwärme	PJ	101	70	43	45	44	45	44	43	42	41
Erneuerbare	PJ	16	11	14	88	114	113	153	186	191	194
Müll	PJ	0	0	0	30	33	25	38	38	41	42
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2977**	**2473**	**2421**	**2424**	**2444**	**2257**	**2281**	**2176**	**2113**	**2053**
Endenergieverbrauch GHD											
Kohlen	PJ	250	46	19	9	12	11	9	6	1	1
Mineralölprodukte	PJ	603	550	406	364	266	267	242	214	194	173
Gas	PJ	302	406	454	397	433	416	396	338	327	301
Strom	PJ	419	447	504	473	522	565	562	556	556	554
Fernwärme	PJ	122	125	91	88	90	104	111	122	116	116
Erneuerbare	PJ	39	5	4	10	18	56	60	61	66	73
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**1733**	**1579**	**1478**	**1341**	**1340**	**1419**	**1378**	**1297**	**1260**	**1217**
Endenergieverbrauch Haushalte											
Kohlen	PJ	363	104	49	32	35	30	27	13	0	0
Mineralölprodukte	PJ	740	902	779	689	441	567	539	355	278	244
Gas	PJ	633	925	984	1012	887	854	806	850	795	716
Strom	PJ	422	458	470	509	508	535	526	554	553	560
Fernwärme	PJ	160	171	131	131	130	144	145	144	142	140
Erneuerbare	PJ	65	96	171	196	202	276	301	305	294	288
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2383**	**2656**	**2584**	**2569**	**2202**	**2405**	**2344**	**2220**	**2061**	**1948**
Endenergieverbrauch Verkehr											
Diesel	PJ	802	1019	1145	1109	1102	1076	1125	1073	1007	1046
Benzin	PJ	1330	1301	1238	993	894	862	805	656	550	469
Kerosin	PJ	196	233	297	344	374	401	423	454	478	498
Biokraftstoffe	PJ	0	0	12	77	155	131	134	203	183	178
Gas inkl. LPG	PJ	0	1	1	5	14	30	44	72	99	103
Strom	PJ	49	58	57	58	59	60	64	73	92	109
Sonstige	PJ	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2379**	**2614**	**2751**	**2586**	**2598**	**2560**	**2595**	**2530**	**2408**	**2404**
CO2-Emissionen											
Umwandlung/ Erzeugung	Mio. t	419	361	351	369	389	339	330	282	202	200
Industrie	Mio. t	239	193	181	166	173	162	156	147	140	134
Haushalte, GHD, Landwirtschaft	Mio. t	216	194	172	159	129	141	136	118	107	97
Transport	Mio. t	158	172	177	156	148	149	150	137	126	123
Summe (exkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1032**	**920**	**881**	**849**	**839**	**792**	**771**	**685**	**575**	**554**
Internationaler Luftverkehr	Mio. t	11	15	19	23	25	24	25	27	29	31
Summe (inkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1044**	**934**	**901**	**873**	**864**	**815**	**796**	**712**	**604**	**585**
davon Energiebedingt	Mio. t	**960**	**854**	**818**	**795**	**781**	**746**	**730**	**649**	**541**	**523**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Nettoimporte (Wirkungsgradmethode)											
Kohlen	PJ	145	434	925	1062	1321	1485	1712	1582	951	901
Mineralölprodukte	PJ	4956	5421	5215	5111	4431	4557	4505	4113	3935	3837
Gas	PJ	1761	2220	2368	2571	2592	2255	2079	2186	2612	2496
Kernenergie	PJ	1606	1682	1851	1779	1533	1449	1111	250	0	0
Strom	PJ	3	17	11	-31	-68	9	96	189	266	160
Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	39	37	93	78	104
Sonstiges	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	PJ	**8471**	**9775**	**10371**	**10492**	**9877**	**9794**	**9540**	**8414**	**7844**	**7498**
Rahmenannahmen											
Bruttoinlandsprodukt	Mrd. € $_{2000}$	1720	1867	2063	2125	2242	2244	2375	2494	2613	2760
Bevölkerung	Mio.	79,4	81,7	82,2	82,5	82,3	82,0	81,8	81,4	80,6	79,7
Beschäftigte GHD	Mio.	26,20	27,80	29,81	30,16	31,06	29,59	29,26	29,25	28,94	27,92
Haushalte	Mio.	34,9	36,9	38,1	39,2	39,7	40,6	41,0	41,5	41,8	42,0
Wohnfläche HH	[Mio. m²]	2774	3005	3245	3395	3448	3574	3654	3787	3913	4014
Indikatoren											
Primärenergieverbrauch pro Person	PJ/ Mio. PER	188	175	175	175	170	163	159	145	136	135
Energieproduktivität (BIP/PEV)	Mrd. $€_{2000}$/PJ	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,21	0,24	0,26
Energieintensität (PEV/BIP)	PJ/Mrd. $€_{2000}$	8,67	7,64	6,98	6,81	6,24	5,96	5,48	4,73	4,19	3,88
CO_2-Intensität des BIP	kg/$€_{2000}$	0,60	0,49	0,43	0,40	0,37	0,35	0,32	0,27	0,22	0,20
CO_2-Intensität pro Person	t/PER	13,01	11,26	10,72	10,30	10,20	9,65	9,42	8,41	7,13	6,95
CO_2-Intensität des Primärenergieverbrauchs	Mio. t/EJ	69,26	64,47	61,19	58,73	59,96	59,18	59,21	58,04	52,53	51,68
Endenergieintensität Ind. ($EEV_{Industrie}$/BIP)	TJ/Mrd. $€_{2000}$	1731	1325	1174	1141	1090	1006	960	872	809	744
Endenergieintensität GHD (EEV_{GHD}/Beschäftigte)	TJ/Tsd. Erwerbst. GHD	66,76	56,81	49,58	44,45	43,14	47,95	47,12	44,33	43,53	43,60
Endenergieintensität HH ($EEV_{Haushalte}$/Wohnfläche)	MJ/qm Fläche	859,0	883,6	796,3	756,6	638,7	672,9	641,5	586,2	526,8	485,15
Effizienz Verkehr (Kraftstoffverbrauch PKW/100 km)	[$l_{Benzin\ äqu.}$ /100 km]	9,5	8,9	8,4	8,0	8,0	6,8	6,6	6,0	5,2	4,8

Tabelle 11.55: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg" (S2a)

	Status Quo (2008)	Ziel 2020	Erläuterung	Sensitivität "Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg" (S2a)	
				2020	2030
CO_2-Emissionen	-19% (1990-2007)	-21% (bis 2012) (-40%) (THG)	-40% nur, wenn EU-weit Reduktion um 30%	-34%	-46%
Energie aus erneuerbaren Quellen	9,3% (2007)	18%	Anteil am Bruttoendenergie-verbrauch	16%	21%
Strom aus Erneuerbaren Energien	14%	Mindestens 30%	Anteil am Bruttostromverbrauch	27%	37%
Wärme aus Erneuerbaren Energien	ca. 6%	14%	Anteil am Endenergie-verbrauch für Wärme	15%	17%
Energieeffizienz	1,84%/a (1990-2008)	Verdopplung (=+100%) der Energieproduktivität (BIP/PEV)	Basisjahr: 1990	+83%	+123%
				(1990-2020)	(1990-2030)
		-20% (EU-Ziel, hier auf Deutschland bezogen)	Δ PEV bezogen auf Trendannahme EU-Kommission	-13%	-20%
			Trendannahme für DE	13592 PJ	13418 PJ
		-9% Endenergie (bis 2016, Einsparrichtwert)	Basis: EEV Durchschnitt 2001-2005	-15,2%	-21,7%
Biokraftstoffanteil	7,3%	7%	Gemessen als Treibhausgaseinsparung (Änderung der Systematik)	10,5%	10,5%
KWK-Strom	ca. 12% (2008)	Verdopplung auf etwa 25 %		19%	19%
Stromerzeugung aus Kernenergie	149 TWh			22 TWh	0 TWh

11.5 Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung"

Veränderungen bei den Rahmenannahmen

In der Sensitivitätsanalyse S2d „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung" werden dieselben, hohen Energieträgerpreise für Öl, Gas und Steinkohle unterstellt wie in der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg" (S2d). Die Laufzeitverlängerung der europäischen Kernkraftwerke auf 60 Betriebsjahre kann die in der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg" (Abschnitt 11.4) offen gelegte ökonomische Belastung, die sich aus den Energieträgerpreisanstiegen ergibt, gesamtwirtschaftlich teilweise kompensieren. Für die Sensitivitätsanalyse S2d „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung" resultiert ein Rückgang des BIP in 2020 um ca. 0,6 % gegenüber der Referenzprognose. Dies entspricht ziemlich genau einer Halbierung der makroökonomischen Kosten der Sensitivitätsanalyse S2a „Hohe Ölpreise bei Kernenergieausstieg".

Für die Energiesystemvergleiche relevant ist hier jedoch die Gegenüberstellung von Sensitivitätsanalyse S2d „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung" und der entsprechenden Variante mit Laufzeitverlängerung der europäischen Kernkraftwerke auf 60 Jahre (Rd). In diesem Vergleich führt die Belastung der deutschen Wirtschaft durch die höheren Energiepreise zu einem Rückgang des BIP um fast 1,2 % in 2020 und um 0,9 % in 2030 (Abbildung 11.7).

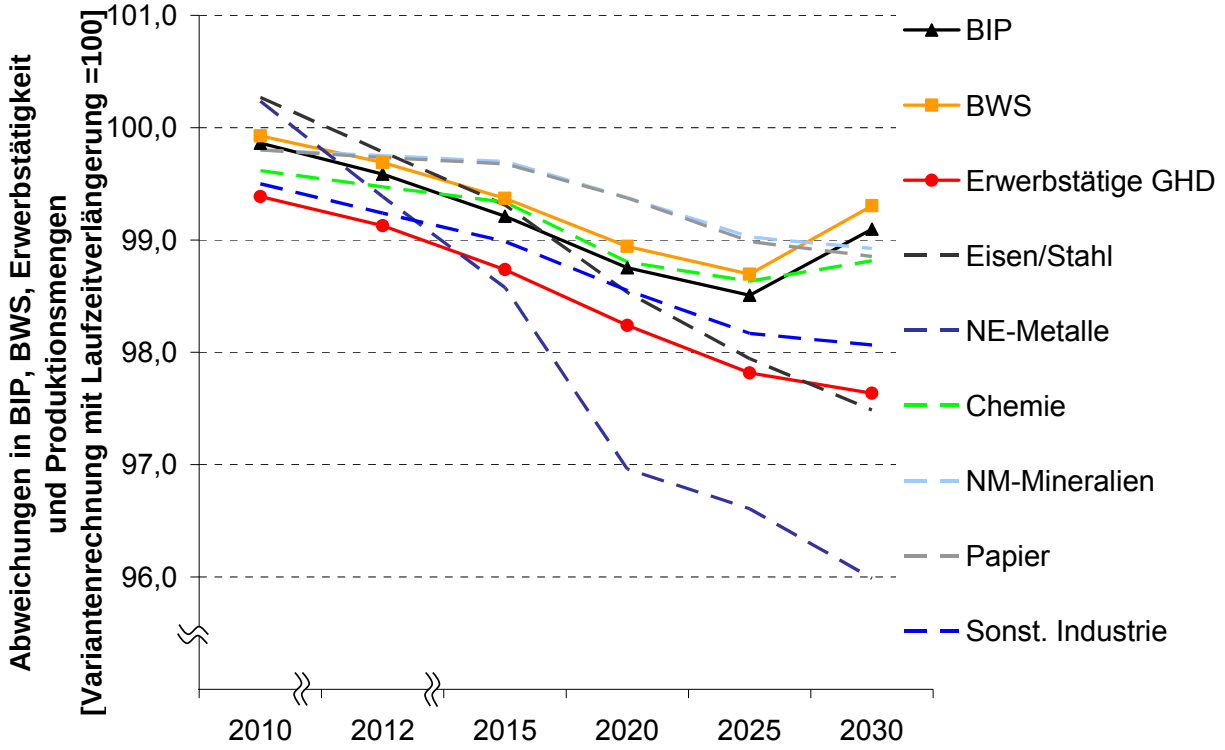


Abbildung 11.7: Veränderungen prognoserelevanter Inputgrößen in der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung" (S2d) gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rd)

Die industriellen Produktionsmengen nehmen je nach Branche zwischen 0,6 % und 3 % in 2020 bzw. 1,1 % und 4 % in 2030 ab. Bedingt durch die Produktionsrückgänge ist die Erwerbslosenquote in der Sensitivitätsanalyse höher als in der korrespondierenden Variante. Auch im GHD-Bereich resultiert eine niedrigere Zahl an Erwerbstätigen. In 2020 sind 1,8 % und in 2030 2,4 % weniger Personen in diesem Wirtschaftszweig erwerbstätig als in der Variante mit Laufzeitverlängerung in Europa auf 60 Jahre.

Im Verkehr wird gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung in Europa ein Rückgang der Personenverkehrsleistung um etwa 1 % in 2020 und um 1,3 % in 2030 berechnet. Es wird erwartet, dass die höheren Kraftstoffpreise eine geringe Verschiebung des modalen Split vom motorisierten Individualverkehr zu ÖPNV und Bahn bewirken. Beim Güterverkehr hat das geringere Wirtschaftswachstum einen Rückgang der Verkehrsleistung um zwischenzeitlich über 1,2 % und langfristig ca. 0,9 % gegenüber der korrespondierenden Variante mit Laufzeitverlängerung zur Folge.

Veränderungen bei den Ergebnissen

Endenergieverbrauch

Die höheren Preise führen zu einem Rückgang des Endenergieverbrauchs um 104 PJ in 2020 bzw. um 149 PJ gegenüber der entsprechenden Variante mit Laufzeitverlängerung, was in relativen Größen einer Abnahme von 1,3 % bzw. 1,9 % entspricht (Abbildung 11.8).

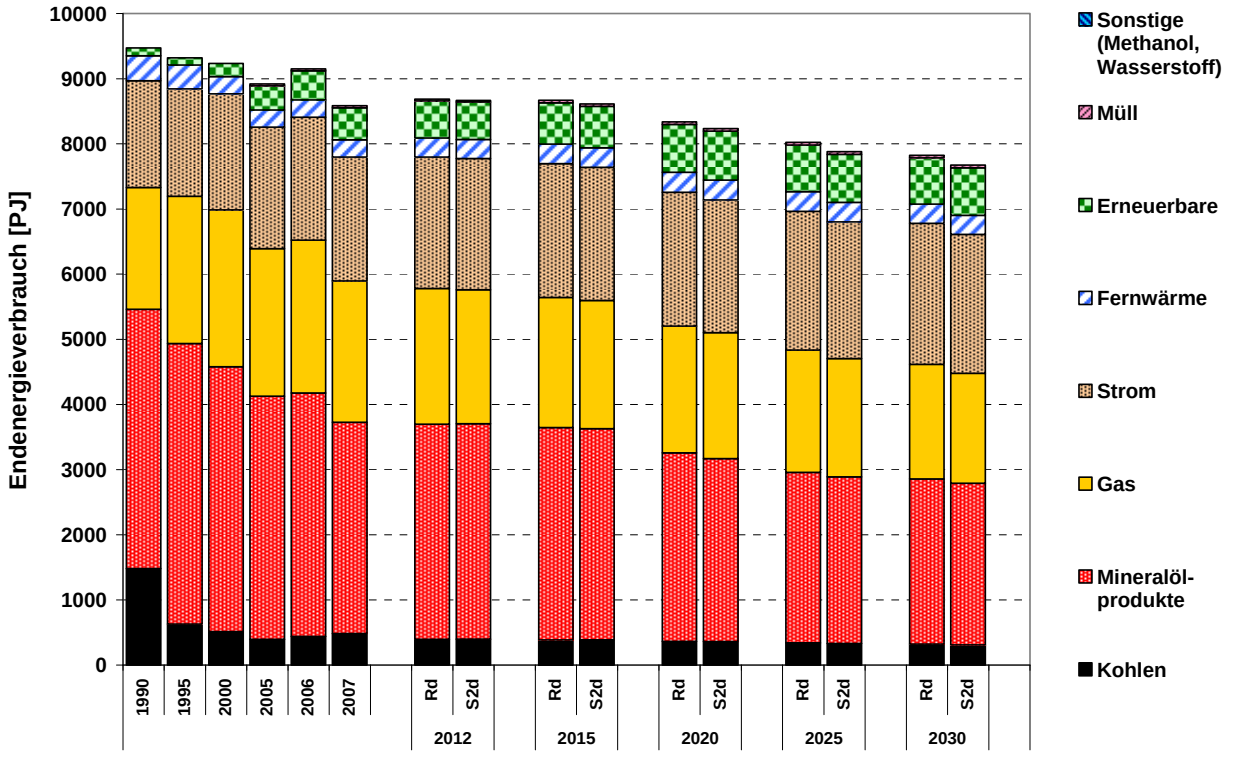


Abbildung 11.8: Endenergieverbrauch in der Sensitivität „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung" (S2d) im Vergleich zur Variante mit Laufzeitverlängerung (Rd)

Diese Verbrauchsrückgänge treten, hervorgerufen durch Einsparmaßnahmen, Effizienzverbesserungen und das geringe Wirtschaftswachstum, vor allem in der Industrie (-54 PJ in 2020) sowie im Verkehrsektor (-35 PJ in 2020) auf und in

geringerem Umfang in den Sektoren Haushalte (-12 PJ in 2020) und GHD (-3 PJ in 2020) (jeweils gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre in Europa). Bis 2030 sind vor allem weitere Einsparungen im Haushaltssektor zu verzeichnen, so dass der Endenergieverbrauch der Haushalte um 49 PJ (-2,5 %) niedriger als in der zugehörigen Variante mit Laufzeitverlängerung ausfällt.

Aufgrund von Energiesteuern und Kosten für Weiterverarbeitung und Transport fällt der Anstieg in den Importpreisen in den Endverbraucherpreisen relativ betrachtet geringer aus. So steigt der Rohölpreis in 2020 in der Hochpreisvariante zwar um knapp 22 % gegenüber der Referenzprognose, der sich hieraus ergebende Anstieg des Benzin- bzw. Dieselpreises beträgt hingegen nur 7,2 % bzw. 8,0 %. Dies erklärt die vergleichsweise geringen Veränderungen der Verbräuche, insbesondere im Mineralölverbrauch des Verkehrssektors (-1,5 % in 2020 gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung).

Die Änderungen im Endenergieverbrauch gegenüber der entsprechenden Variante mit Laufzeitverlängerung betreffen auf der Energieträgerseite in 2020 vor allem den Mineralölverbrauch (mit einer Abnahme um 85 PJ) gefolgt von Strom und Gas, deren Verbrauch um 18 PJ bzw. 12 PJ zurückgeht. Der Rückgang des Mineralölverbrauchs in 2020 ist weitgehend auf den Verkehrssektor (-33 PJ) und den Haushaltssektor (-42 PJ) zurückzuführen, in dem Heizöl durch Erdgas substituiert wird. Die weiteren Veränderungen bis 2030 in der Sensitivitätsanalyse im Vergleich zur Variante mit Laufzeitverlängerung betreffen hauptsächlich den Haushaltssektor. Der Erdgas- und Mineralölverbrauch gehen hier um jeweils gut 3 % gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung zurück.

In der Industrie ist der zu beobachtende Energieverbrauchsrückgang gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung in 2030 mit 53 PJ nahezu identisch wie in 2020 (-54 PJ). Hierbei ist jedoch zu beachten, dass bereits in der Variante mit Laufzeitverlängerung der Endenergieverbrauch der Industrie zwischen 2020 und 2030 um gut 7 % zurückgeht. Zusätzlich zu Einsparungen an Erdgas und Mineralöl in der Industrie sinkt der industrielle Stromverbrauch in 2030 um 20 PJ (-2,2 %) gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung. Neben Energieeinsparungen haben die höheren Preise für fossile Energieträger einen verstärkten Einsatz erneuerbarer Energiequellen in der Industrie (+23 PJ in 2020, +30 PJ in 2030), vor allem in der Wärme- und Dampfbereitstellung, zur Folge.

Die Energieproduktivität erhöht sich in dieser Sensitivitätsanalyse zwischen 2007 und 2020 um durchschnittlich 1,63 % pro Jahr bzw. um 1,72 % pro Jahr im Zeitraum von 2007 bis 2030. Damit wird eine geringfügig höhere Steigerungsrate als in der zugehörigen Variante mit Laufzeitverlängerung erreicht. Für diese Entwicklung sind Erdgas- und Mineralöleinsparungen in der Industrie und bei den Haushalten sowie ein Rückgang des Kraftstoffverbrauchs im Verkehr verantwortlich.

Strombereitstellung

In der Sensitivitätsanalyse geht die Stromerzeugung in 2020 um 14 TWh gegenüber der entsprechenden Variante mit Laufzeitverlängerung zurück, was einer vergleichsweise geringen Abnahme von 2,2 % entspricht. Bis 2030 steigt die Differenz leicht auf 19 TWh (Abbildung 11.9).

Die Veränderungen in der Stromerzeugung betreffen fast ausschließlich Kraftwerke auf Erdgasbasis und hier vor allem KWK-Anlagen. Die wegfallende heimische Stromerzeugung wird zum Teil durch eine Erhöhung der Stromimporte um 8 TWh in 2020 und 9 TWh in 2030 ausgeglichen. Die in der Sensitivitätsanalyse unterstellten Preissteigerungen für fossile Energieträger reichen nicht aus, um die Wettbewerbsfähigkeit der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien maßgeblich zu verbessern, so dass deren Stromerzeugung fast unverändert zur entsprechenden Variante mit Laufzeitverlängerung ist.

Der leichte Rückgang der Stromerzeugung aus Erdgas und Steinkohle führt in der Sensitivitätsanalyse zu einer Emissionsreduktion des Umwandlungssektors in Höhe von 5 Mio. t CO_2 in 2020 und von 3 Mio. t CO_2 in 2030 gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung. Wie in der Variante mit Laufzeitverlängerung werden Kraftwerke mit CO_2-Abtrennung aufgrund der konkurrierenden Minderungsmöglichkeiten in der Stromerzeugung durch Nutzung der Kernenergie nur in geringem Maße eingesetzt.

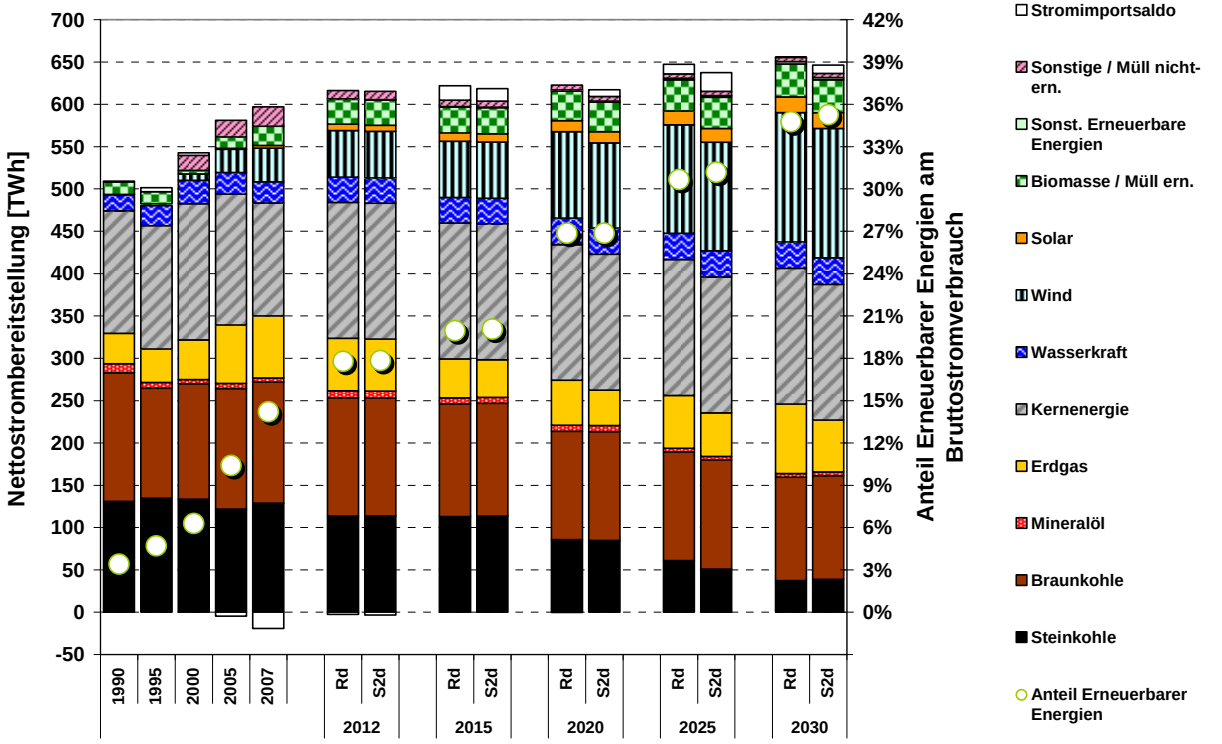


Abbildung 11.9: Nettostrombereitstellung in der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung" (S2d) im Vergleich zur Variante mit Laufzeitverlängerung (Rd)

Primärenergieverbrauch

Die höheren Energiepreise haben einen Rückgang des Primärenergieverbrauchs von 138 PJ (-1,1 %) in 2020 und 170 PJ (-1,4 %) in 2030 gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung in Europa zur Folge. Verantwortlich für diesen Rückgang sind niedrigere Erdgas- und Mineralölverbräuche, die zum Teil durch einen Anstieg in der Nutzung Erneuerbarer Energien und durch Stromimporte ausgeglichen werden. Der Anteil erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch ist mit 13 % in 2020 in der Sensitivitätsanalyse nahezu unverändert gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung, wohingegen in 2030 eine leichte Zunahme

des Anteils von 15 % auf 16 % zu beobachten ist.

Emissionen

Die höheren Energiepreise bewirken auf der Emissionsseite in 2020 einen zusätzlichen Rückgang der CO_2-Emissionen um 13 Mio. t CO_2 (bezogen auf die Werte in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre in Europa), von denen 7 Mio. t CO_2 auf die Industrie und 5 Mio. t CO_2 auf den Umwandlungssektor entfallen. Auch in 2030 liegen die CO_2-Emissionen um 13 Mio. t CO_2 unter denen der Variante mit Laufzeitverlängerung. Gegenüber dem Kyoto-Basisjahr erhöht sich die Minderung in der Sensitivitätsanalyse in den Jahren 2020 und 2030 um jeweils 3 %-Punkte auf 37 % bzw. 49 %.

Politische Zielvorgaben

Der KWK-Stromanteil ist in der Sensitivitätsanalyse mit 14 % in 2020 und 2030 durch den Rückgang der Erzeugung aus Erdgas-KWK-Anlagen um 1 %-Punkt bzw. 2 %-Punkte niedriger als in der zugehörigen Variante mit Laufzeitverlängerung, so dass das Ziel einer Verdopplung des Anteils bis 2020 auf 25 % nicht erreicht wird. Der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bewegt sich in 2020 in der Sensitivitätsanalyse mit 17 % auf einem ähnlichen Niveau wie in der Variante mit Laufzeitverlängerung, ebenso ist der Anteil in 2030 mit 21 % nahezu unverändert zur Variante mit Laufzeitverlängerung. Der Anteil erneuerbarer Quellen an der Stromerzeugung in 2020 ist in der Sensitivitätsanalyse mit 27 % ähnlich wie in der Variante mit Laufzeitverlängerung.

Das Ziel einer Verdopplung der Energieproduktivität bis 2020 wird in der Sensitivitätsanalyse mit einer Zunahme um 71 % gegenüber 1990 nicht verwirklicht. In 2030 sind die durch die Energiepreisanstiege verursachten Veränderungen hinsichtlich der Energieeffizienz etwas ausgeprägter: die Energieproduktivität steigt um 106 % gegenüber 1990 (Variante mit Laufzeitverlängerung in Europa 104 %).

Tabelle 11.56: Ergebnistabelle Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung" (S2d)

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Netto-Stromerzeugung											
Steinkohle	TWh	131	135	134	122	129	114	114	84	50	37
Braunkohle	TWh	152	130	136	143	143	139	133	129	129	123
Mineralöl	TWh	11	7	5	6	5	8	7	7	4	4
Erdgas	TWh	36	39	47	69	73	62	45	42	51	61
Kernenergie	TWh	145	146	161	155	133	160	160	160	160	160
Wasserkraft	TWh	20	24	28	26	25	30	30	31	31	31
Wind	TWh	0	2	8	27	40	55	66	100	128	153
Solar	TWh	0	0	0	1	3	7	10	13	16	19
Biomasse / Müll ern.	TWh	15	14	13	14	23	30	31	36	38	40
Sonstige Erneuerbare	TWh	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh	0	0	9	20	23	10	7	5	5	5
Summe	**TWh**	**508**	**497**	**540**	**581**	**597**	**615**	**604**	**609**	**615**	**637**
Anteil Erneuerbare am Bruttostromverbrauch	%	3,4	4,7	6,3	10,4	14,2	17,8	20,1	26,9	31,2	35,3
Netto-Engpassleistung											
Steinkohle	GW	31	31	30	28	28	28	28	22	19	12
Braunkohle	GW	26	22	20	20	20	21	17	17	17	17
Mineralöl	GW	10	9	7	6	6	4	3	2	1	1
Erdgas	GW	17	20	21	21	22	29	29	26	26	35
Kernenergie	GW	24	23	22	20	20	20	20	20	20	20
Wasserkraft	GW	9	9	9	11	11	11	11	11	11	11
Wind	GW	0	1	6	18	22	30	34	48	53	62
Solar	GW	0	0	0	2	4	8	11	14	18	20
Biomasse / Müll ern.	GW	2	2	2	2	4	5	5	6	6	6
Sonstige Erneuerbare	GW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	GW	0	0	2	6	6	3	3	1	1	1
Summe	**GW**	**119**	**117**	**121**	**134**	**143**	**160**	**161**	**168**	**173**	**185**
Jahresvolllaststunden											
Steinkohle	h	4193	4342	4433	4425	4649	3998	4007	3747	2632	3109
Braunkohle	h	5815	5898	6794	7039	7015	6723	7652	7774	7641	7375
Mineralöl	h	1052	755	691	933	784	1862	2170	3519	3089	4896
Erdgas und sonstige Gase	h	2154	2002	2201	3314	3277	2113	1546	1603	1953	1773
Kernenergie	h	5989	6385	7175	7600	6507	7835	7835	7835	7835	7835
Wasserkraft	h	2264	2672	2939	2404	2315	2822	2851	2911	2911	2911
Wind	h	714	1645	1243	1475	1781	1852	1946	2089	2405	2466
Solar	h	500	611	577	738	858	929	929	929	929	929
Biomasse / Müll ern.	h	6514	6498	6453	6029	6238	5527	5950	6139	6291	6393
Sonstige Erneuerbare	h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	h			4350	3413	4013	3189	2706	3987	5574	5766
Jahresdurchschnitt	**h**	**4266**	**4240**	**4466**	**4333**	**4164**	**3845**	**3740**	**3626**	**3563**	**3442**
KWK-Strom											
Steinkohle	TWh			28	18	16	19	24	26	27	19
Braunkohle	TWh			6	6	5	5	4	3	3	3
Mineralöl	TWh			1	2	2	4	3	3	0	0
Erdgas	TWh			14	38	43	42	37	33	36	44
Kernenergie	TWh			0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse / Müll ern.	TWh			1	4	7	7	10	15	17	18
sonst. Gase nicht-ern.	TWh			1	1	1	1	1	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh			1	2	2	2	2	2	2	2
Summe	**TWh**			**52**	**71**	**76**	**80**	**80**	**82**	**85**	**87**
Anteil KWK	%			9,6	12,2	12,8	13,0	13,3	13,5	13,8	13,6
Brennstoffeinsatz Stromerzeugung											
Steinkohle	PJ	1270	1332	1268	1161	1345	1012	978	679	284	213
Braunkohle	PJ	1795	1455	1420	1462	1480	1337	1267	1188	1113	1041
Mineralöl	PJ	109	82	63	92	79	62	53	50	39	39
Erdgas	PJ	332	341	391	607	694	503	376	252	322	360
Kernenergie	PJ	1663	1681	1851	1779	1533	1839	1839	1839	1839	1839
Wasserkraft	PJ	89	99	115	104	74	83	84	88	88	88
Wind	PJ	0	6	34	98	143	198	239	362	461	550
Solar	PJ	0	0	0	5	11	27	35	48	59	68
Biomasse / Müll ern.	PJ	60	60	56	67	113	233	226	256	275	277
Sonstige Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	6	11	18	28	38
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ	108	92	136	54	18	84	71	71	65	64
Summe	**PJ**	**5426**	**5148**	**5335**	**5429**	**5490**	**5383**	**5180**	**4850**	**4574**	**4576**
Erzeugung Fernwärme											
KWK (öffentlich)	**PJ**						**300**	**306**	**304**	**298**	**287**
Steinkohle	PJ						118	145	160	160	87
Braunkohle	PJ						21	17	11	11	11
Mineralöl	PJ						16	12	11	1	1
Erdgas	PJ						129	113	86	90	145
Biomasse / Müll ern.	PJ						7	10	28	30	36
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						1	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						9	8	8	7	7
Heizwerke (öffentlich)	**PJ**						**54**	**53**	**58**	**56**	**51**
Steinkohle	PJ						2	2	1	0	0
Braunkohle	PJ						0	0	0	0	0
Mineralöl	PJ						0	0	0	0	0
Erdgas	PJ						45	43	43	43	37
Biomasse / Müll ern.	PJ						2	2	8	8	10
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						5	5	5	5	4
Abwärme	**PJ**						**5**	**5**	**5**	**6**	**5**
Summe	**PJ**						**359**	**364**	**368**	**360**	**343**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Primärenergieverbrauch (Wirkungsgrad Methode)											
Steinkohle	PJ	2306	2060	2021	1808	1990	1685	1639	1326	906	740
Braunkohle	PJ	3201	1734	1550	1596	1612	1410	1351	1259	1173	1093
Mineralöl	PJ	5217	5689	5499	5166	4701	4665	4607	4198	3929	3843
Gase	PJ	2328	2812	2996	3236	3118	2669	2444	2252	2209	2186
Kernenergie	PJ	1668	1682	1851	1779	1533	1839	1839	1839	1839	1839
Wasser, Wind, Solar	PJ	58	83	127	173	228	355	410	554	668	773
Sonst. Erneuerbare	PJ	125	192	346	602	746	828	906	1100	1133	1092
Müll (nicht-ern.)	PJ	0	0	0	136	133	137	137	138	138	139
Stromimport	PJ	3	17	11	-31	-68	-12	54	29	81	35
Summe	**PJ**	**14905**	**14269**	**14401**	**14465**	**13993**	**13576**	**13388**	**12695**	**12076**	**11740**
Endenergieverbrauch											
Kohlen	PJ	1481	629	513	396	484	398	387	361	333	309
Mineralölprodukte	PJ	3980	4305	4064	3730	3242	3304	3241	2809	2556	2481
Gas + LPG	PJ	1871	2260	2410	2266	2169	2057	3	1933	1816	1687
Strom	PJ	1638	1650	1780	1864	1904	2016	2043	2035	2099	2133
Fernwärme	PJ	383	366	265	264	264	292	300	305	301	293
Erneuerbare	PJ	120	112	202	371	489	573	635	753	735	729
Müll	PJ	0	0	0	30	33	25	38	37	42	41
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**9473**	**9322**	**9234**	**8920**	**8585**	**8666**	**8612**	**8233**	**7879**	**7674**
Anteil Erneuerbarer am Endenergieverbrauch	%						11,1	12,6	16,6	18,6	20,5
Endenergieverbrauch Industrie											
Kohlen	PJ	868	479	445	355	437	359	351	342	332	309
Mineralölprodukte	PJ	308	299	199	174	158	129	110	62	51	47
Gas	PJ	936	929	972	909	842	757	716	676	620	593
Strom	PJ	748	685	748	823	816	836	877	838	876	885
Fernwärme	PJ	101	70	43	45	44	45	44	43	42	41
Erneuerbare	PJ	16	11	14	88	114	114	155	186	195	193
Müll	PJ	0	0	0	30	33	25	38	37	42	41
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2977**	**2473**	**2421**	**2424**	**2444**	**2263**	**2292**	**2184**	**2158**	**2110**
Endenergieverbrauch GHD											
Kohlen	PJ	250	46	19	9	12	11	9	6	1	1
Mineralölprodukte	PJ	603	550	406	364	266	263	234	206	187	172
Gas	PJ	302	406	454	397	433	420	403	349	332	307
Strom	PJ	419	447	504	473	522	565	562	557	557	555
Fernwärme	PJ	122	125	91	88	90	104	111	118	116	112
Erneuerbare	PJ	39	5	4	10	18	56	59	60	64	72
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**1733**	**1579**	**1478**	**1341**	**1340**	**1418**	**1378**	**1296**	**1258**	**1218**
Endenergieverbrauch Haushalte											
Kohlen	PJ	363	104	49	32	35	28	27	13	0	0
Mineralölprodukte	PJ	740	902	779	689	441	573	541	355	277	242
Gas	PJ	633	925	984	1012	887	850	805	836	765	684
Strom	PJ	422	458	470	509	508	555	540	566	573	583
Fernwärme	PJ	160	171	131	131	130	144	145	144	142	140
Erneuerbare	PJ	65	96	171	196	202	273	286	304	293	287
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2383**	**2656**	**2584**	**2569**	**2202**	**2423**	**2344**	**2218**	**2049**	**1935**
Endenergieverbrauch Verkehr											
Diesel	PJ	802	1019	1145	1109	1102	1078	1127	1077	1012	1053
Benzin	PJ	1330	1301	1238	993	894	860	805	656	550	469
Kerosin	PJ	196	233	297	344	374	401	423	454	478	498
Biokraftstoffe	PJ	0	0	12	77	155	131	134	203	183	178
Gas inkl. LPG	PJ	0	1	1	5	14	30	44	72	99	104
Strom	PJ	49	58	57	58	59	60	64	73	92	109
Sonstige	PJ	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2379**	**2614**	**2751**	**2586**	**2598**	**2561**	**2597**	**2535**	**2414**	**2411**
CO2-Emissionen											
Umwandlung/ Erzeugung	Mio. t	419	361	351	369	389	330	307	256	188	173
Industrie	Mio. t	239	193	181	166	173	160	154	144	136	131
Haushalte, GHD, Landwirtschaft	Mio. t	216	194	172	159	129	140	133	115	102	95
Transport	Mio. t	158	172	177	156	148	150	150	137	126	123
Summe (exkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1032**	**920**	**881**	**849**	**839**	**780**	**745**	**652**	**552**	**522**
Internationaler Luftverkehr	Mio. t	11	15	19	23	25	24	25	27	29	31
Summe (inkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1044**	**934**	**901**	**873**	**864**	**803**	**770**	**679**	**581**	**553**
davon Energiebedingt	Mio. t	**960**	**854**	**818**	**795**	**781**	**734**	**702**	**613**	**516**	**488**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Nettoimporte (Wirkungsgradmethode)											
Kohlen	PJ	145	434	925	1062	1321	1386	1459	1326	906	740
Mineralölprodukte	PJ	4956	5421	5215	5111	4431	4551	4502	4108	3929	3843
Gas	PJ	1761	2220	2368	2571	2592	2229	2044	1892	2209	2186
Kernenergie	PJ	1606	1682	1851	1779	1533	1839	1839	1839	1839	1839
Strom	PJ	3	17	11	-31	-68	-12	54	29	81	35
Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	39	37	99	84	101
Sonstiges	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	PJ	**8471**	**9775**	**10371**	**10492**	**9877**	**10033**	**9935**	**9293**	**9047**	**8744**
Rahmenannahmen											
Bruttoinlandsprodukt	Mrd. € $_{2000}$	1720	1867	2063	2125	2242	2247	2382	2510	2633	2784
Bevölkerung	Mio.	79,4	81,7	82,2	82,5	82,3	82,0	81,8	81,4	80,6	79,7
Beschäftigte GHD	Mio.	26,20	27,80	29,81	30,16	31,06	29,62	29,33	29,40	29,10	28,10
Haushalte	Mio.	34,9	36,9	38,1	39,2	39,7	40,6	41,0	41,5	41,8	42,0
Wohnfläche HH	[Mio. m²]	2774	3005	3245	3395	3448	3574	3654	3787	3913	4014
Indikatoren											
Primärenergieverbrauch pro Person	PJ/ Mio. PER	188	175	175	175	170	166	164	156	150	147
Energieproduktivität (BIP/PEV)	Mrd. $€_{2000}$/PJ	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,20	0,22	0,24
Energieintensität (PEV/BIP)	PJ/Mrd. $€_{2000}$	8,67	7,64	6,98	6,81	6,24	6,04	5,62	5,06	4,59	4,22
CO_2-Intensität des BIP	kg/$€_{2000}$	0,60	0,49	0,43	0,40	0,37	0,35	0,31	0,26	0,21	0,19
CO_2-Intensität pro Person	t/PER	13,01	11,26	10,72	10,30	10,20	9,51	9,10	8,01	6,84	6,55
CO_2-Intensität des Primärenergieverbrauchs	Mio. t/EJ	69,26	64,47	61,19	58,73	59,96	57,42	55,61	51,35	45,69	44,44
Endenergieintensität Ind. ($EEV_{Industrie}$/BIP)	TJ/Mrd. $€_{2000}$	1731	1325	1174	1141	1090	1007	962	870	819	758
Endenergieintensität GHD (EEV_{GHD}/Beschäftigte)	TJ/Tsd. Erwerbst. GHD	66,76	56,81	49,58	44,45	43,14	47,89	47,00	44,08	43,23	43,34
Endenergieintensität HH ($EEV_{Haushalte}$/Wohnfläche)	MJ/qm Fläche	859,0	883,6	796,3	756,6	638,7	678,0	641,5	585,7	523,7	482,03
Effizienz Verkehr (Kraftstoffverbrauch PKW/100 km)	[$l_{Benzin äqu.}$/100 km]	9,5	8,9	8,4	8,0	8,0	6,8	6,6	6,0	5,2	4,8

Tabelle 11.57: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Sensitivitätsanalyse „Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung" (S2d)

	Status Quo (2008)	Ziel 2020	Erläuterung	Sensitivität "Hohe Ölpreise bei Laufzeitverlängerung" (S2d)	
				2020	2030
CO_2-Emissionen	-19% (1990-2007)	-21% (bis 2012) (-40%) (THG)	-40% nur, wenn EU-weit Reduktion um 30%	-37%	-49%
Energie aus erneuerbaren Quellen	9,3% (2007)	18%	Anteil am Bruttoendenergie-verbrauch	17%	21%
Strom aus Erneuerbaren Energien	14%	Mindestens 30%	Anteil am Bruttostromverbrauch	27%	35%
Wärme aus Erneuerbaren Energien	ca. 6%	14%	Anteil am Endenergie-verbrauch für Wärme	15%	18%
Energieeffizienz	1,84%/a (1990-2008)	Verdopplung (=+100%) der Energieproduktivität (BIP/PEV)	Basisjahr: 1990	+71%	+106%
				(1990-2020)	(1990-2030)
		-20% (EU-Ziel, hier auf Deutschland bezogen)	Δ PEV bezogen auf Trendannahme EU-Kommission	-7%	-13%
			Trendannahme für DE	13592 PJ	13418 PJ
		-9% Endenergie (bis 2016, Einsparrichtwert)	Basis: EEV Durchschnitt 2001-2005	-15,1%	-21,1%
Biokraftstoffanteil	7,3%	7%	Gemessen als Treibhausgaseinsparung (Änderung der Systematik)	10,5%	10,5%
KWK-Strom	ca. 12% (2008)	Verdopplung auf etwa 25 %		14%	14%
Stromerzeugung aus Kernenergie	149 TWh			160 TWh	160 TWh

11.6 Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg"

Veränderungen bei den Rahmenannahmen

In den Sensitivitätsanalysen S3a und S3d „Verstärkter Klimaschutz" (siehe auch Abschnitt 11.7) werden veränderte klimaschutzpolitische Rahmenbedingungen unterstellt. Im Gegensatz zur Referenzprognose (Abschnitt 2.1) wird in diesen Sensitivitätsanalysen von einem Durchbruch der internationalen Klimaschutzbemühungen ausgegangen, etwa durch die Verabschiedung eines stringenten globalen Abkommens in naher Zukunft. Der für die Sensitivitätsanalysen S3a und S3d angenommene klimaschutzpolitische Durchbruch umfasst die beiden Aspekte einer verstärkten Vermeidung von Treibhausgasemissionen sowie einer intensivierten internationalen Zusammenarbeit der Staaten, um diese verschärften Ziele zu erreichen. Während der erste Punkt wirtschaftlich größere Aufwendungen impliziert, ermöglicht die internationale Kooperation ein zunehmend kosteneffizientes Erreichen gesetzter Klimaschutzziele. Das Endergebnis ist daher wirtschaftlich vorab nicht eindeutig zu qualifizieren, wenngleich es in der Tendenz mehr Klimaschutz zu relativ günstigeren Konditionen verspricht.

Mehrere Industriestaaten haben zugesagt, ihre eigenen Klimaschutzbemühungen bis 2020 zu verschärfen, sollte es in den kommenden Jahren ein Abkommen geben, welches umfassende Einschränkungen der Treibhausgasemissionen in allen Weltregionen durchsetzt. Ein solches Abkommen könnte eine Entwicklung hin zur Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs auf +2 °C gegenüber vorindustriellem Niveau ermöglichen, wie sie vom IPCC (IPCC 2007) angemahnt wurde. In den folgenden Sensitivitätsanalysen „Verstärkter Klimaschutz" wird daher auf europäischer Ebene eine Reduktion des Treibhausgasausstoßes um 30 % bis 2020 und um 71 % bis 2050 gegenüber dem Ausgangsniveau von 1990 vorgegeben. Dabei wird kurzfristig nur ein Teil der Emissionsminderungen über einen Emissionshandel erreicht. Sektoren, die dem ETS nicht unterliegen, werden durch sektorale Maßnahmen zur Emissionsvermeidung angehalten. Für andere Industrieländer werden Minderungsziele angenommen, die weitgehend an Erklärungen der nationalen Regierungen angelehnt sind: Australien und Neuseeland: -15 % vs. 2000; Kanada: -25 % vs. 2006; USA und Japan: je -5 % vs. 1990.

Für die meisten Entwicklungs- und Schwellenländer wird es vorerst nur darum gehen, das Wachstum ihrer Emissionen einzugrenzen. In den folgenden Sensitivitätsrechnungen wird daher ab dem Jahr 2020 von einer Begrenzung der Emissionen in diesen Ländern auf ein Niveau von 150 % des Ausstoßes von 2005 ausgegangen. Ein globaler und umfassender Emissionshandel wird nach allgemeiner Ansicht frühestens in einem Nachfolgeabkommen für die Zeit nach 2020 entstehen. Für die Sensitivitätsanalysen „Verstärkter Klimaschutz" nimmt die Energieprognose 2009 daher an, dass nach einer Übergangsphase zwischen 2020 und 2025, in welcher sich die regionalen Emissionspreise stückweise annähern, ein weltweit integriertes System ab 2025 effektiv funktioniert. Die gemeinsame Emissionsobergrenze ergibt sich hierbei aus gleichmäßigen relativen Minderungen von Jahr zu Jahr, die mit einer Fortschreibung der jährlichen Minderungen im EU-ETS

zwischen 2012 und 2020 vergleichbar sind.

Wie bei den Sensitivitäten mit höheren Ölpreisen werden in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz" zwei Fälle unterschieden – die Beibehaltung des Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie und die Laufzeitverlängerung europäischer Kernkraftwerke auf 60 Jahre (Abschnitt 11.7).

Die deutlich verstärkten klimaschutzpolitischen Rahmenannahmen dieser Sensitivitätsanalyse haben einen dämpfenden Effekt auf die weltweite wirtschaftliche Entwicklung. Demnach überwiegen unter den hier gewählten Politikkonstellationen die wirtschaftlichen Aufwendungen zum Erreichen des 2 °C-Ziels gegenüber den durch die zunehmend global konzertierte Klimaschutzpolitik realisierten Effizienzgewinnen. In Kombination mit der Umsetzung des Kernenergieausstiegs liegt das deutsche BIP in der Sensitivität „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a) in 2020 1,1 % und in 2030 3,1 % unterhalb des Niveaus der Referenzprognose (Abbildung 11.10).

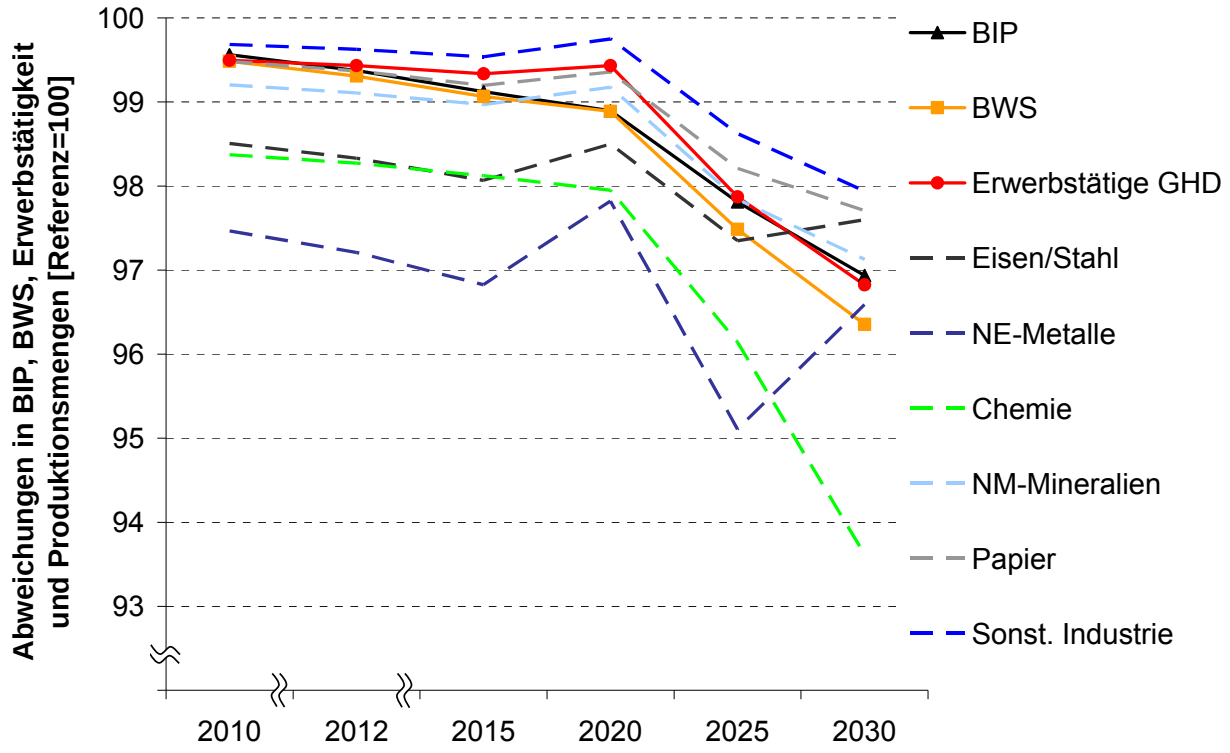


Abbildung 11.10: Veränderungen prognoserelevanter Inputgrößen in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a) gegenüber der Referenzprognose (Ra)

Entsprechend der makroökonomischen Entwicklung ergeben sich auch Einschnitte bei der industriellen Produktion. Wertschöpfungs- und Produktionseinbußen treten insbesondere in den energieintensiven Industrien auf. Da die energieintensiven Industrien bei verschärftem Klimaschutz in zunehmendem Maße von den CO_2-Preisen des globalen Klimaschutzregimes abhängen, ist für viele Branchen zudem eine unstetige Abweichung von der Referenzprognose zu beobachten. Hier zeigt sich die auf dem Weg zu einem globalen, verschärften Klimaschutzregime

zunehmende Abhängigkeit der Produktionsentwicklung am Standort Deutschland von der relativen Wettbewerbssituation gegenüber diesen Sektoren in anderen Ländern. Im Vergleich zur Referenzprognose wirkt in dieser Sensitivitätsanalyse also ein spürbarer Carbon Leakage Effekt[49] mit Tendenzen zu Produktionsverlagerungen.

Die negativen Auswirkungen der unterstellten verschärften Klimaschutzpolitik für die energieintensiven Branchen bleiben aufgrund der volkswirtschaftlichen Verflechtungen und Rückkopplungen, z. B. über ein geringeres verfügbares Volkseinkommen, nicht auf diese beschränkt. Die sektoral differenzierten Wirkungen des verschärften Klimaschutzes zeigen sich z. B. in der für 2020 ermittelten Bruttowertschöpfung. Diese liegt im Maschinenbau 0,6 %, im Bereich Nichteisenmetalle aber 1,8 % unter dem Wert der Referenzprognose mit Auslaufen der Kernenergie.

Im Zuge der wirtschaftlichen Kontraktion liegt ab 2010 auch die Erwerbslosenquote dauerhaft über dem jeweiligen Referenzwert. Die Zahl der Erwerbstätigen speziell im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sinkt gegenüber der Referenzprognose um 0,6 % in 2020 und 3,2 % in 2030.

Eine Verstärkung der Klimaschutzbemühungen wirkt sich zudem negativ auf die Entwicklung der Verkehrsleistung aus: Sowohl die Güterverkehrsleistung als auch die Personenverkehrsleistung liegen in 2030 ca. 3,1 % bzw. 3,4 % niedriger als in der Referenzprognose. Ähnlich wie bei höheren Kraftstoffpreisen wird angenommen, dass sich im Personenverkehr eine geringfügige Verschiebung des modalen Splits vom Motorisierten Individualverkehr zu ÖPNV und Bahn ergibt.

Veränderungen bei den Ergebnissen

Endenergieverbrauch

Angesichts der verstärkten Anstrengungen zum Klimaschutz und der damit verbundenen Effizienzsteigerungen kann der Endenergieverbrauch in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a) gegenüber der Referenzprognose bei Kernenergieausstieg (Ra) bis 2020 um 182 PJ bzw. 2 % sowie bis 2030 um 534 PJ bzw. 7 % gesenkt werden. Der gesamte Endenergieverbrauch beläuft sich 2030 somit auf 7 269 PJ. Absolut gesehen entfällt ein Großteil dieser Einsparungen gegenüber der Referenzprognose auf das Erdgas (-269 PJ bis 2030) und die Mineralölprodukte (-161 PJ bis 2030). Der größte relative Rückgang gegenüber der Referenzprognose ist bis 2030 mit -24 % jedoch beim Einsatz der Kohlen zu beobachten. Im Gegensatz dazu kann der Anteil der direkten Verwendung der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch bis 2020 auf 9,2 %, bis 2030 auf 10,9 % ausgeweitet werden (im Vergleich zu 8,9 bzw. 9,3 % in der Referenzprognose). Die Nachfrage nach Strom und Fernwärme nimmt gegenüber der Referenzprognose nur geringfügig ab.

Bezüglich der sektoralen Aufteilung des Endenergieverbrauchs kann festgestellt werden, dass die größten Energieeinsparungen gegenüber der Referenzprognose bis 2020 mit circa 3,4 % bzw. 75 PJ im

[49] Carbon Leakage meint die partielle Kompensation der in klimaschutzpolitisch regulierten Volkswirtschaften vermiedenen Emissionen durch einen Anstieg der Emissionen in nicht regulierten Volkswirtschaften bedingt durch wettbewerbsinduzierte Produktionsverlagerungen. Zu detaillierten Ergebnissen und weitergehenden Ausführungen siehe Küster (2009).

Industriesektor realisiert werden. 2030 liegt hingegen der Haushaltssektor mit einer Reduktion um 11 % bzw. 209 PJ an erster Stelle, gefolgt vom Industriesektor mit 9 % bzw. 191 PJ. Im Verkehrs- und im GHD-Sektor (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) erfolgt bis 2030 eine Verringerung der Energienachfrage nur um jeweils 4 % bezogen auf die Referenzprognose.

Aufgrund der Bedeutung des Verkehrssektors für die Emissionen innerhalb der Endverbrauchssektoren wird an dieser Stelle noch etwas detaillierter auf die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in diesem Sektor eingegangen (Abbildung 11.11). Durch den Rückgang der Personenverkehrsleistung und die geringfügige Verlagerung vom Motorisierten Individualverkehr auf Bahn und ÖPNV liegt der Benzinverbrauch 2030 in der hier betrachteten Sensitivitätsanalyse um knapp 6 % niedriger als in der Referenzprognose. Ein ähnlicher Rückgang (-4 %) lässt sich für den Dieselverbrauch beobachten, was in erster Linie auf die verminderte Verkehrsleistung im Güterverkehr zurückzuführen ist. Im Gegensatz dazu kann der Einsatz von Biokraftstoffen leicht ausgeweitet werden, so dass sich ihr Anteil am Verbrauch von Otto- und Dieselkraftstoffen 2020 auf 10,6 % und 2030 auf 11,2 % beläuft (ausgehend von 10,5 % in der Referenzprognose für 2020 und 2030).

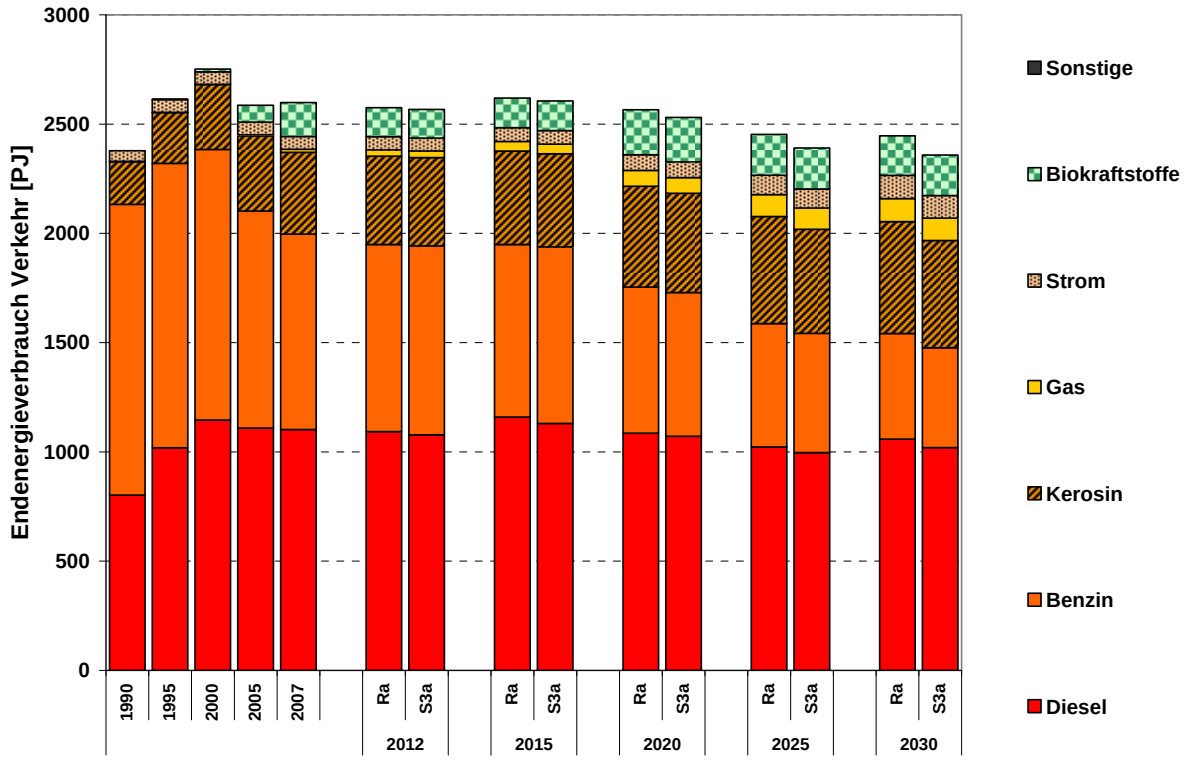


Abbildung 11.11: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra)

Strombereitstellung

Die Verschärfung der Klimaschutzziele bewirkt zudem eine geringfügige Verringerung der Nettostromerzeugung gegenüber der Referenzprognose um jeweils 10 TWh in 2020 und 2030 (Abbildung 11.12). Bezüglich der Entwicklung der Stromimportabhängigkeit bei strikteren Klimaschutzzielen und gleichzeitigem Kernenergieausstieg kann keine klare Tendenz erkannt werden. So liegt der Nettostromimportsaldo in dieser Sensitivitätsanalyse in 2020 unter dem Niveau der Referenzprognose, in 2025 deutlich darüber und 2030 etwa auf dem gleichen Niveau.

In Bezug auf den Brennstoffmix in der Stromerzeugung erfolgt zu Beginn des Betrachtungszeitraums zunächst ein verstärkter Ausbau der Erdgasverstromung (vor allem in GuD-Anlagen) auf Kosten von Steinkohle. Langfristig gesehen werden zur Einhaltung der Klimaschutzvorgaben jedoch vermehrt Braunkohle-CCS-Kraftwerke zugebaut. Insgesamt werden in der Sensitivitätsanalyse S3a „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" in 2020 beinahe 34 Mio. t CO_2 (davon 22 Mio. t CO_2 im Umwandlungssektor) und in 2030 dann 173 Mio. t CO_2 (davon 139 Mio. t CO_2 im Umwandlungssektor) abgeschieden – gegenüber 57 Mio. t CO_2 im Jahr 2030 in der Referenzprognose.

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird gegenüber der Referenzprognose nicht zusätzlich gesteigert. Somit liegt auch der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch mit 27 % in 2020 und etwa 37 % in 2030 etwa auf demselben Niveau wie in der Referenzprognose.

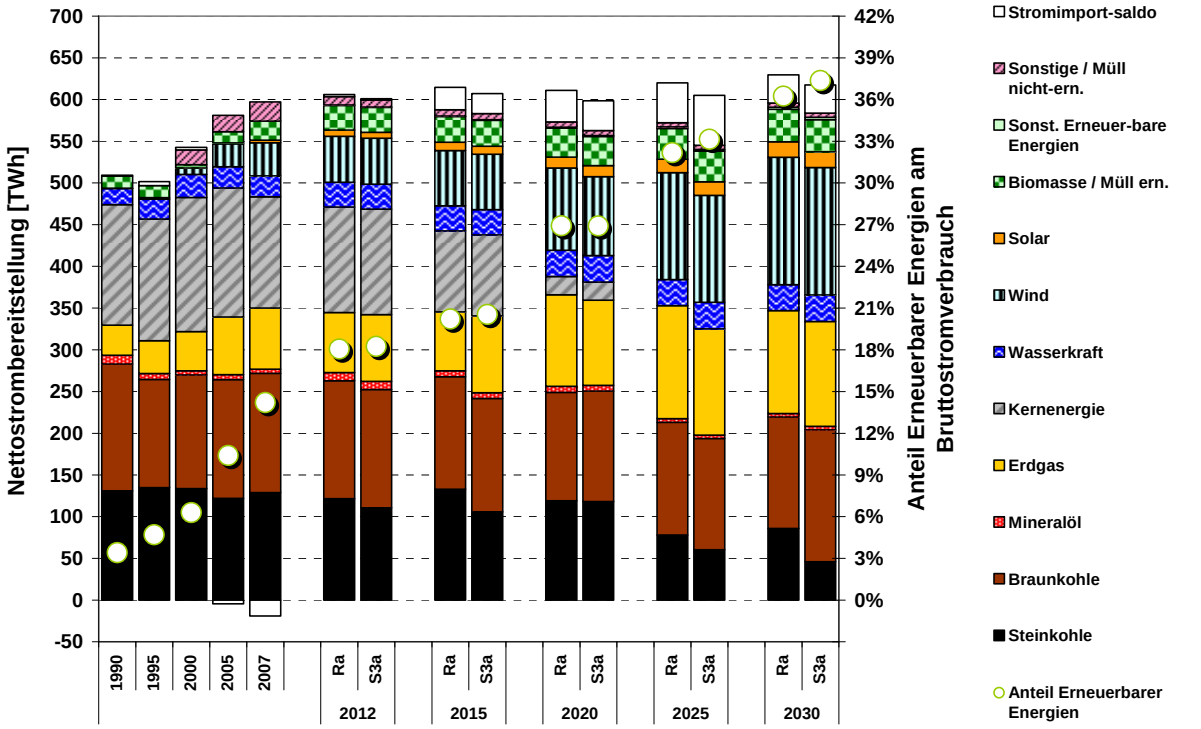


Abbildung 11.12: Nettostrombereitstellung in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra)

Primärenergieverbrauch

Infolge der Einführung eines verschärften Klimaschutzregimes reduziert sich der Primärenergieverbrauch im Vergleich zur Referenzprognose bis 2020 um 215 PJ (2 %) sowie bis 2030 um 627 PJ (6 %). Erhebliche Einsparungen werden, vor allem aufgrund des stark verminderten Einsatzes in der Stromerzeugung, bei der Steinkohle erzielt, deren Verbrauch 2030 um 475 PJ bzw. 41 % niedriger liegt als in der Referenzprognose. Dahingegen ist für Braunkohle, bedingt durch den oben dargestellten zusätzlichen Einsatz in CCS-Kraftwerken, ab 2025 ein erneuter Anstieg im Verbrauch festzustellen. Der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch kann bis 2020 gegenüber der Referenzprognose geringfügig auf 13,8 % im Jahr 2020 und auf 18,4 % im Jahr 2030 gesteigert werden.

Emissionen

Die Entwicklung der CO_2-Emissionen in Deutschland wird in dieser Sensitivitätsanalyse maßgeblich durch das oben beschriebene Klimaschutzregime und speziell durch das verschärfte Emissionshandelssystem bestimmt. Infolgedessen verringern sich die CO_2-Emissionen bis 2020 um 22 % gegenüber 2005 bzw. um 35 % (366 Mio. t CO_2) gegenüber 1990. Bis 2030 liegt die Emissionsminderung bei 51 % in Bezug auf 2005 und bei 60 % (618 Mio. t CO_2) in Bezug auf 1990. Gegenüber der Referenzprognose verringert sich der CO_2-Ausstoß in 2020 um zusätzliche 23 Mio. t CO_2. In 2030 werden insgesamt 170 Mio. t CO_2 eingespart, wovon 91 Mio. t CO_2 auf den Umwandlungssektor entfallen, gefolgt von der Industrie mit 59 Mio. t CO_2. Nach 2020 zeigt sich hier insbesondere die herausragende Rolle von CCS-Technologien zur Einhaltung der Klimaschutzbestimmungen.

Politische Zielvorgaben

An dieser Stelle muss besonders auf die Erfüllung emissionsbezogener Zielvorgaben eingegangen werden. Für den Fall, dass die Europäische Union ihr THG-Minderungsziel für 2020 auf 30 % anhebt, hat sich Deutschland dazu verpflichtet, sein eigenes Reduktionsziel auf 40 % zu erhöhen (jeweils bezogen auf 1990). Es zeigt sich jedoch, dass dieses Ziel unter den hier gewählten Randbedingungen im Inland nicht eingehalten werden kann, obwohl in der EU-27 insgesamt die Zielerfüllung gewährleistet wird[50]. Was die politischen Zielwerte zum Ausbau der Erneuerbaren Energien angeht, ergeben sich in der hier beschriebenen Sensitivitätsanalyse bis 2020 keine wesentlichen Änderungen gegenüber der Referenzprognose. Die jährliche Steigerung der Energieproduktivität liegt anfangs zunächst etwas höher als in der Referenzprognose. Ab 2020 ist jedoch eine geringfügige Verschlechterung gegenüber der Referenzprognose zu beobachten, was auf den verstärkten Einsatz von CCS-Kraftwerken und der damit verbundenen Wirkungsgradreduktion zurückgeführt werden kann.

[50] Das nationale Emissionsreduktionsziel ist jedoch aufgrund des transnationalen Handels mit Zertifikaten ohnehin fragwürdig (Abschnitt 2.2).

Tabelle 11.58: Ergebnistabelle Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a)

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Netto-Stromerzeugung											
Steinkohle	TWh	131	135	134	122	129	111	106	117	59	45
Braunkohle	TWh	152	130	136	143	143	142	136	132	133	158
Mineralöl	TWh	11	7	5	6	5	10	7	7	4	4
Erdgas	TWh	36	39	47	69	73	80	92	102	127	126
Kernenergie	TWh	145	146	161	155	133	126	97	22	0	0
Wasserkraft	TWh	20	24	28	26	25	30	30	32	32	32
Wind	TWh	0	2	8	27	40	55	66	95	128	153
Solar	TWh	0	0	0	1	3	7	10	13	16	19
Biomasse / Müll ern.	TWh	15	14	13	14	23	30	31	36	38	40
Sonstige Erneuerbare	TWh	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh	0	0	9	20	23	8	7	6	5	5
Summe	**TWh**	**508**	**497**	**540**	**581**	**597**	**600**	**583**	**563**	**545**	**584**
Anteil Erneuerbare am Bruttostromverbrauch	%	3,4	4,7	6,3	10,4	14,2	18,2	20,5	26,9	33,1	37,4
Netto-Engpassleistung											
Steinkohle	GW	31	31	30	28	28	28	28	23	19	12
Braunkohle	GW	26	22	20	20	20	21	17	17	18	28
Mineralöl	GW	10	9	7	6	6	4	3	2	1	1
Erdgas	GW	17	20	21	21	22	30	29	31	38	39
Kernenergie	GW	24	23	22	20	20	16	12	3	0	0
Wasserkraft	GW	9	9	9	11	11	11	11	11	11	11
Wind	GW	0	1	6	18	22	30	34	45	53	62
Solar	GW	0	0	0	2	4	8	11	14	18	20
Biomasse / Müll ern.	GW	2	2	2	2	4	5	5	6	6	6
Sonstige Erneuerbare	GW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	GW	0	0	2	6	6	3	3	1	1	1
Summe	**GW**	**119**	**117**	**121**	**134**	**143**	**156**	**154**	**154**	**166**	**181**
Jahresvolllaststunden											
Steinkohle	h	4193	4342	4433	4425	4649	3887	3732	5139	3108	3761
Braunkohle	h	5815	5898	6794	7039	7015	6842	7792	7726	7394	5691
Mineralöl	h	1052	755	691	933	784	2220	2170	3477	3068	4896
Erdgas und sonstige Gase	h	2154	2002	2201	3314	3277	2702	3144	3246	3314	3215
Kernenergie	h	5989	6385	7175	7600	6507	7919	7996	8266	0	0
Wasserkraft	h	2264	2672	2939	2404	2315	2822	2851	2929	2929	2929
Wind	h	714	1645	1243	1475	1781	1852	1946	2102	2405	2466
Solar	h	500	611	577	738	858	929	929	929	929	929
Biomasse / Müll ern.	h	6514	6498	6453	6029	6238	5558	6000	6074	6311	6414
Sonstige Erneuerbare	h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	h			4350	3413	4013	2722	2826	4432	5896	5905
Jahresdurchschnitt	**h**	**4266**	**4240**	**4466**	**4333**	**4164**	**3844**	**3797**	**3666**	**3291**	**3234**
KWK-Strom											
Steinkohle	TWh			28	18	16	16	17	19	17	8
Braunkohle	TWh			6	6	5	5	4	3	3	3
Mineralöl	TWh			1	2	2	3	3	3	0	0
Erdgas	TWh			14	38	43	47	48	60	66	77
Kernenergie	TWh			0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse / Müll ern.	TWh			1	4	7	7	10	15	17	19
sonst. Gase nicht-ern.	TWh			1	1	1	1	1	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh			1	2	2	2	2	2	2	5
Summe	**TWh**			**52**	**71**	**76**	**82**	**85**	**102**	**105**	**113**
Anteil KWK	%			9,6	12,2	12,8	13,6	14,5	18,2	19,3	19,2
Brennstoffeinsatz Stromerzeugung											
Steinkohle	PJ	1270	1332	1268	1161	1345	1000	947	950	383	326
Braunkohle	PJ	1795	1455	1420	1462	1480	1362	1292	1227	1208	1296
Mineralöl	PJ	109	82	63	92	79	76	53	50	39	39
Erdgas	PJ	332	341	391	607	694	569	598	547	689	637
Kernenergie	PJ	1663	1681	1851	1779	1533	1449	1111	250	0	0
Wasserkraft	PJ	89	99	115	104	74	83	84	90	90	90
Wind	PJ	0	6	34	98	143	198	239	341	461	550
Solar	PJ	0	0	0	5	11	27	35	48	59	68
Biomasse / Müll ern.	PJ	60	60	56	67	113	237	230	255	260	254
Sonstige Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	11	11	18	28	38
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ	108	92	136	54	18	84	71	71	72	79
Summe	**PJ**	**5426**	**5148**	**5335**	**5429**	**5490**	**5095**	**4673**	**3845**	**3288**	**3376**
Erzeugung Fernwärme											
KWK (öffentlich)	**PJ**						**301**	**308**	**307**	**307**	**294**
Steinkohle	PJ						101	104	114	101	33
Braunkohle	PJ						21	17	11	11	11
Mineralöl	PJ						12	12	11	1	1
Erdgas	PJ						152	158	135	159	213
Biomasse / Müll ern.	PJ						7	8	27	27	28
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						1	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						9	8	8	9	8
Heizwerke (öffentlich)	**PJ**						**51**	**49**	**52**	**54**	**52**
Steinkohle	PJ						2	2	1	0	0
Braunkohle	PJ						0	0	0	0	0
Mineralöl	PJ						0	0	0	0	0
Erdgas	PJ						42	40	37	41	39
Biomasse / Müll ern.	PJ						2	2	8	8	7
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						5	5	5	5	5
Abwärme	**PJ**						**5**	**5**	**5**	**6**	**6**
Summe	**PJ**						**357**	**362**	**363**	**367**	**351**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Primärenergieverbrauch (Wirkungsgrad Methode)											
Steinkohle	PJ	2306	2060	2021	1808	1990	1667	1563	1511	839	688
Braunkohle	PJ	3201	1734	1550	1596	1612	1417	1357	1265	1226	1314
Mineralöl	PJ	5217	5689	5499	5166	4701	4699	4644	4262	3889	3739
Gase	PJ	2328	2812	2996	3236	3118	2803	2769	2587	2604	2481
Kernenergie	PJ	1668	1682	1851	1779	1533	1449	1111	250	0	0
Wasser, Wind, Solar	PJ	58	83	127	173	228	354	410	535	670	774
Sonst. Erneuerbare	PJ	125	192	346	602	746	853	916	1088	1107	1137
Müll (nicht-ern.)	PJ	0	0	0	136	133	137	137	138	138	139
Stromimport	PJ	3	17	11	-31	-68	5	87	129	215	122
Summe	**PJ**	**14905**	**14269**	**14401**	**14465**	**13993**	**13386**	**12993**	**11764**	**10688**	**10393**
Endenergieverbrauch											
Kohlen	PJ	1481	629	513	396	484	395	373	311	233	220
Mineralölprodukte	PJ	3980	4305	4064	3730	3242	3324	3278	2873	2517	2381
Gas + LPG	PJ	1871	2260	2410	2266	2169	2056	1969	1878	1713	1539
Strom	PJ	1638	1650	1780	1864	1904	1982	2008	1973	1980	2005
Fernwärme	PJ	383	366	265	264	264	292	298	307	307	303
Erneuerbare	PJ	120	112	202	371	489	573	643	749	757	792
Müll	PJ	0	0	0	30	33	25	38	39	26	29
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**9473**	**9322**	**9234**	**8920**	**8585**	**8646**	**8607**	**8131**	**7533**	**7269**
Anteil Erneuerbarer am Endenergieverbrauch	%						11,2	12,7	16,6	19,8	22,3
Endenergieverbrauch Industrie											
Kohlen	PJ	868	479	445	355	437	354	337	292	232	220
Mineralölprodukte	PJ	308	299	199	174	158	127	114	59	49	32
Gas	PJ	936	929	972	909	842	768	742	713	628	561
Strom	PJ	748	685	748	823	816	837	873	808	796	796
Fernwärme	PJ	101	70	43	45	44	45	44	43	42	41
Erneuerbare	PJ	16	11	14	88	114	110	149	185	199	263
Müll	PJ	0	0	0	30	33	25	38	39	26	29
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2977**	**2473**	**2421**	**2424**	**2444**	**2266**	**2297**	**2141**	**1973**	**1943**
Endenergieverbrauch GHD											
Kohlen	PJ	250	46	19	9	12	11	9	6	1	1
Mineralölprodukte	PJ	603	550	406	364	266	274	247	218	190	169
Gas	PJ	302	406	454	397	433	410	391	333	318	287
Strom	PJ	419	447	504	473	522	566	563	557	554	550
Fernwärme	PJ	122	125	91	88	90	104	111	122	113	112
Erneuerbare	PJ	39	5	4	10	18	56	60	62	66	73
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**1733**	**1579**	**1478**	**1341**	**1340**	**1420**	**1381**	**1298**	**1243**	**1192**
Endenergieverbrauch Haushalte											
Kohlen	PJ	363	104	49	32	35	30	27	13	0	0
Mineralölprodukte	PJ	740	902	779	689	441	577	552	412	260	213
Gas	PJ	633	925	984	1012	887	848	792	760	668	588
Strom	PJ	422	458	470	509	508	520	509	536	542	555
Fernwärme	PJ	160	171	131	131	130	143	144	142	151	149
Erneuerbare	PJ	65	96	171	196	202	275	299	297	305	271
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2383**	**2656**	**2584**	**2569**	**2202**	**2393**	**2324**	**2161**	**1927**	**1776**
Endenergieverbrauch Verkehr											
Diesel	PJ	802	1019	1145	1109	1102	1077	1130	1071	997	1020
Benzin	PJ	1330	1301	1238	993	894	865	808	659	546	456
Kerosin	PJ	196	233	297	344	374	404	426	454	475	491
Biokraftstoffe	PJ	0	0	12	77	155	132	135	205	187	185
Gas inkl. LPG	PJ	0	1	1	5	14	30	44	72	98	102
Strom	PJ	49	58	57	58	59	60	63	71	87	104
Sonstige	PJ	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2379**	**2614**	**2751**	**2586**	**2598**	**2567**	**2606**	**2531**	**2390**	**2359**
CO2-Emissionen											
Umwandlung/ Erzeugung	Mio. t	419	361	351	369	389	332	313	277	200	122
Industrie	Mio. t	239	193	181	166	173	164	157	134	108	86
Haushalte, GHD, Landwirtschaft	Mio. t	216	194	172	159	129	142	136	119	96	86
Transport	Mio. t	158	172	177	156	148	150	150	137	125	120
Summe (exkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1032**	**920**	**881**	**849**	**839**	**787**	**756**	**666**	**530**	**414**
Internationaler Luftverkehr	Mio. t	11	15	19	23	25	24	25	27	29	30
Summe (inkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1044**	**934**	**901**	**873**	**864**	**811**	**782**	**694**	**559**	**444**
davon Energiebedingt	Mio. t	**960**	**854**	**818**	**795**	**781**	**742**	**715**	**640**	**516**	**415**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Nettoimporte (Wirkungsgradmethode)											
Kohlen	PJ	145	434	925	1062	1321	1368	1383	1511	839	688
Mineralölprodukte	PJ	4956	5421	5215	5111	4431	4585	4539	4172	3889	3739
Gas	PJ	1761	2220	2368	2571	2592	2365	2453	2227	2604	2481
Kernenergie	PJ	1606	1682	1851	1779	1533	1449	1111	250	0	0
Strom	PJ	3	17	11	-31	-68	5	87	129	215	122
Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	39	35	97	83	57
Sonstiges	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	PJ	**8471**	**9775**	**10371**	**10492**	**9877**	**9811**	**9607**	**8385**	**7629**	**7087**
Rahmenannahmen											
Bruttoinlandsprodukt	Mrd. € $_{2000}$	1720	1867	2063	2125	2242	2240	2373	2498	2594	2699
Bevölkerung	Mio.	79,4	81,7	82,2	82,5	82,3	82,0	81,8	81,4	80,6	79,7
Beschäftigte GHD	Mio.	26,20	27,80	29,81	30,16	31,06	29,68	29,44	29,62	28,95	27,68
Haushalte	Mio.	34,9	36,9	38,1	39,2	39,7	40,6	41,0	41,5	41,8	42,0
Wohnfläche HH	[Mio. m²]	2774	3005	3245	3395	3448	3574	3652	3733	3785	3825
Indikatoren											
Primärenergieverbrauch pro Person	PJ/ Mio. PER	188	175	175	175	170	163	159	145	133	130
Energieproduktivität (BIP/PEV)	Mrd. €$_{2000}$/PJ	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,21	0,24	0,26
Energieintensität (PEV/BIP)	PJ/Mrd. €$_{2000}$	8,67	7,64	6,98	6,81	6,24	5,98	5,48	4,71	4,12	3,85
CO_2-Intensität des BIP	kg/€$_{2000}$	0,60	0,49	0,43	0,40	0,37	0,35	0,32	0,27	0,20	0,15
CO_2-Intensität pro Person	t/PER	13,01	11,26	10,72	10,30	10,20	9,60	9,24	8,19	6,57	5,19
CO_2-Intensität des Primärenergieverbrauchs	Mio. t/EJ	69,26	64,47	61,19	58,73	59,96	58,82	58,21	56,63	49,56	39,81
Endenergieintensität Ind. ($EEV_{Industrie}$/BIP)	TJ/Mrd. €$_{2000}$	1731	1325	1174	1141	1090	1012	968	857	761	720
Endenergieintensität GHD (EEV_{GHD}/Beschäftigte)	TJ/Tsd. Erwerbst. GHD	66,76	56,81	49,58	44,45	43,14	47,84	46,90	43,84	42,93	43,06
Endenergieintensität HH ($EEV_{Haushalte}$/Wohnfläche)	MJ/qm Fläche	859,0	883,6	796,3	756,6	638,7	669,5	636,3	578,9	509,0	464,33
Effizienz Verkehr (Kraftstoffverbrauch PKW/100 km)	[$l_{Benzin\ äqu.}$/100 km]	9,5	8,9	8,4	8,0	8,0	6,8	6,6	6,0	5,2	4,8

Tabelle 11.59: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a)

	Status Quo (2008)	Ziel 2020	Erläuterung	Sensitivität "Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a)	
				2020	2030
CO_2-Emissionen	-19% (1990-2007)	-21% (bis 2012) (-40%) (THG)	-40% nur, wenn EU-weit Reduktion um 30%	-35%	-60%
Energie aus erneuerbaren Quellen	9,3% (2007)	18%	Anteil am Bruttoendenergie-verbrauch	17%	22%
Strom aus Erneuerbaren Energien	14%	Mindestens 30%	Anteil am Bruttostromverbrauch	27%	37%
Wärme aus Erneuerbaren Energien	ca. 6%	14%	Anteil am Endenergie-verbrauch für Wärme	15%	18%
Energieeffizienz	1,84%/a (1990-2008)	Verdopplung (=+100%) der Energieproduktivität (BIP/PEV)	Basisjahr: 1990	+84%	+125%
				(1990-2020)	(1990-2030)
		-20% (EU-Ziel, hier auf Deutschland bezogen)	Δ PEV bezogen auf Trendannahme EU-Kommission	-13%	-23%
			Trendannahme für DE	13592 PJ	13418 PJ
		-9% Endenergie (bis 2016, Einsparrichtwert)	Basis: EEV Durchschnitt 2001-2005	-16,2%	-25,5%
Biokraftstoffanteil	7,3%	7%	Gemessen als Treibhausgasein-sparung (Änderung der Systematik)	10,6%	11,2%
KWK-Strom	ca. 12% (2008)	Verdopplung auf etwa 25 %		18%	19%
Stromerzeugung aus Kernenergie	149 TWh			22 TWh	0 TWh

11.7 Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung"

Veränderungen bei den Rahmenannahmen

Die durch den ambitionierten Klimaschutz in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a) (Abschnitt 11.6) auftretenden negativen volkswirtschaftlichen Effekte können, so zeigt die Sensitivitätsrechnung „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung" (S3d) durch eine Abkehr vom 2002 vereinbarten Kernenergieausstieg spürbar verringert werden. Begünstigt durch die längeren Laufzeiten der Kernkraftwerke in Europa, die eine bestehende und zudem kostengünstige Option zur Treibhausgasvermeidung darstellt, liegt das BIP in 2020 nur 0,4 % und in 2030 weniger als 2,3 % unterhalb des jeweiligen Wertes der Referenzprognose bei Kernenergieausstieg (Ra). Gegenüber der Sensitivität „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a) kann die Laufzeitverlängerung die BIP-Einbußen in 2020 folglich deutlich mehr als halbieren und in 2030 immerhin noch über ein Viertel der gesamtwirtschaftlichen Klimaschutzkosten einsparen.

Für die Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung" (S3d) relevant ist hier jedoch die Gegenüberstellung mit der Variante mit Laufzeitverlängerung der europäischen Kernkraftwerke auf 60 Jahre (Rd). In diesem Vergleich verringert sich das BIP durch den verschärften Klimaschutz um etwa 1 % in 2020 und um über 3,1 % in 2030. Dabei erfahren die energieintensiven Industrien wie die Chemiebranche und die Metallproduktion die stärksten Belastungen (Abbildung 11.13).

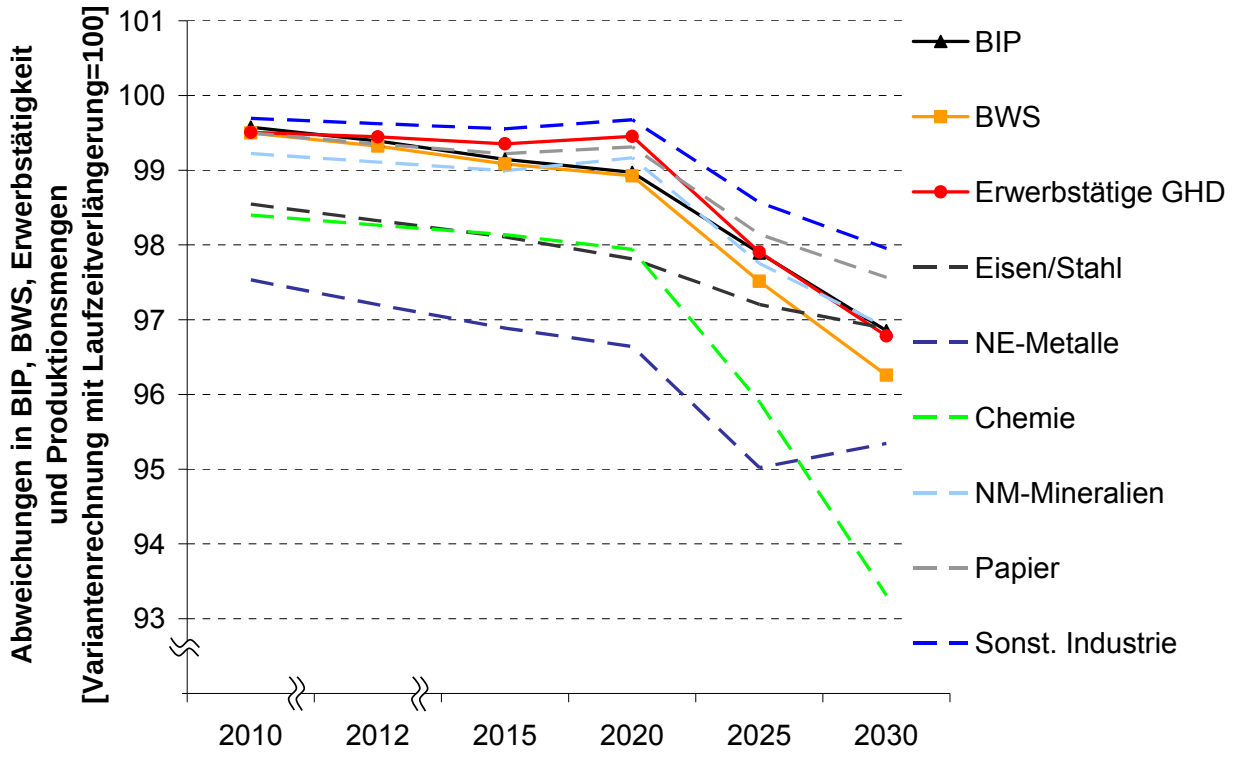


Abbildung 11.13: Veränderungen prognoserelevanter Inputgrößen in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung" (S3d) gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung (Rd)

Die negativen Produktionseffekte wälzen sich auf den Arbeitsmarkt über. In Folge der intensivierten Klimaschutzbemühungen liegt die Erwerbslosenquote nach 2020 deutlich über dem Niveau der zugehörigen Variante mit Laufzeitverlängerung. Die Erwerbstätigkeit im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) liegt bis 2020 nahezu auf dem Niveau der Variante mit Laufzeitverlängerung. Bis 2030 geht sie dann aber um über 3,2 % zurück.

Die Veränderungen der Verkehrsleistung gegenüber der Referenzentwicklung lassen sich, in Anlehnung an diese Makroentwicklungen, wie folgt ableiten: Die Güterverkehrsleistung sinkt im Einklang mit der BIP-Kontraktion in 2020 um ziemlich genau 1 % und in 2030 um etwa 3,1 %. Den durch intensivierten Klimaschutz induzierten Rückgang der Personenverkehrsleistung kann die Laufzeitverlängerung hier nicht kompensieren. Die Personenverkehrsleistung liegt in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung" (S3d) in 2020 ca. 1,4 % und in 2030 knapp 3,4 % unterhalb des Niveaus der Variante mit Laufzeitverlängerung.

Veränderungen bei den Ergebnissen

Endenergieverbrauch

Ebenso wie in der Sensitivitätsanalyse S3a „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (Abschnitt 11.6) zeigt sich in der vorliegenden Sensitivitätsanalyse S3d „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung" der dämpfende Effekt strikterer Klimaschutzvorgaben auf den Endenergieverbrauch. Gegenüber der entsprechenden Variante mit Laufzeitverlängerung, verringert sich der Endenergieverbrauch bis 2020 um 162 PJ bzw. 2 % und bis 2030 um 490 PJ bzw. 6 %. Er liegt damit nur geringfügig über dem Niveau der Sensitivitätsrechnung „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a). Bezüglich der Struktur des Endenergieverbrauchs ergeben sich ebenfalls ähnliche Effekte wie in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a). Bei fossilen Energieträgern ist insgesamt ein deutlicher Rückgang zu beobachten, während der direkte Anteil der erneuerbaren Energieträger am Endenergieverbrauch bis 2020 auf 9,1 %, bis 2030 auf 10,6 % ausgeweitet werden kann. Damit liegt der Beitrag der regenerativen Energien zum Endenergieverbrauch jedoch etwas niedriger als in der Sensitivitätsrechnung „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a). Dahingegen werden bei Laufzeitverlängerung in 2030 in den Endverbrauchssektoren ca. 11 TWh mehr Strom nachgefragt als in der vergleichbaren Sensitivitätsrechnung „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a).

Bei der Entwicklung der sektoralen Anteile am Endenergieverbrauch wird deutlich, dass sowohl relativ als auch absolut die größten Energieeinsparungen auf den Haushaltssektor entfallen. Dieser reduziert seinen Bedarf bis 2020 um 72 PJ (3,2 %) sowie bis 2030 um 208 PJ (10,5 %) gegenüber der zugehörigen Variante mit Laufzeitverlängerung. Darauf folgen der Industriesektor mit einem Rückgang um 8,2 %, der Verkehrssektor mit 3,6 % und der GHD-Sektor mit 1,4 % (jeweils bezogen auf die Werte in 2030).

Anhand dieser Sensitivitätsanalyse soll nun noch etwas genauer erläutert werden, welche Anpassungen im Industriesektor unter einem verschärften Klimaschutzregime zu erwarten sind (Abbildung 11.14). Die Änderungen in den Rahmenannahmen

schlagen sich zum einen in einer leicht verringerten Industrieproduktion nieder. Darüber hinaus vermindert sich der industrielle Endenergieverbrauch gegenüber der zugehörigen Variante mit Laufzeitverlängerung jedoch zusätzlich durch verstärkte Anstrengungen zur Steigerung der Energieeffizienz. So reduziert sich die Energieintensität in der Industrie (gemessen als industrieller Endenergieverbrauch pro Einheit Bruttoinlandsprodukt) in der Sensitivitätsanalyse S3d „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung" zwischen 2007 und 2030 durchschnittlich um 1,65 % pro Jahr – im Vergleich zu 1,50 % pro Jahr in der Variante mit Laufzeitverlängerung. Vor allem nach 2020 ist eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz in der Industrie zur Erfüllung der Klimaschutzziele zu beobachten. Dabei handelt es sich sowohl um Einsparmaßnahmen bei Querschnittstechnologien als auch um Effizienzsteigerungen durch Verfahrenswechsel, wie z.B. durch den vermehrten Einsatz von Recyclingverfahren in der Aluminiumindustrie.

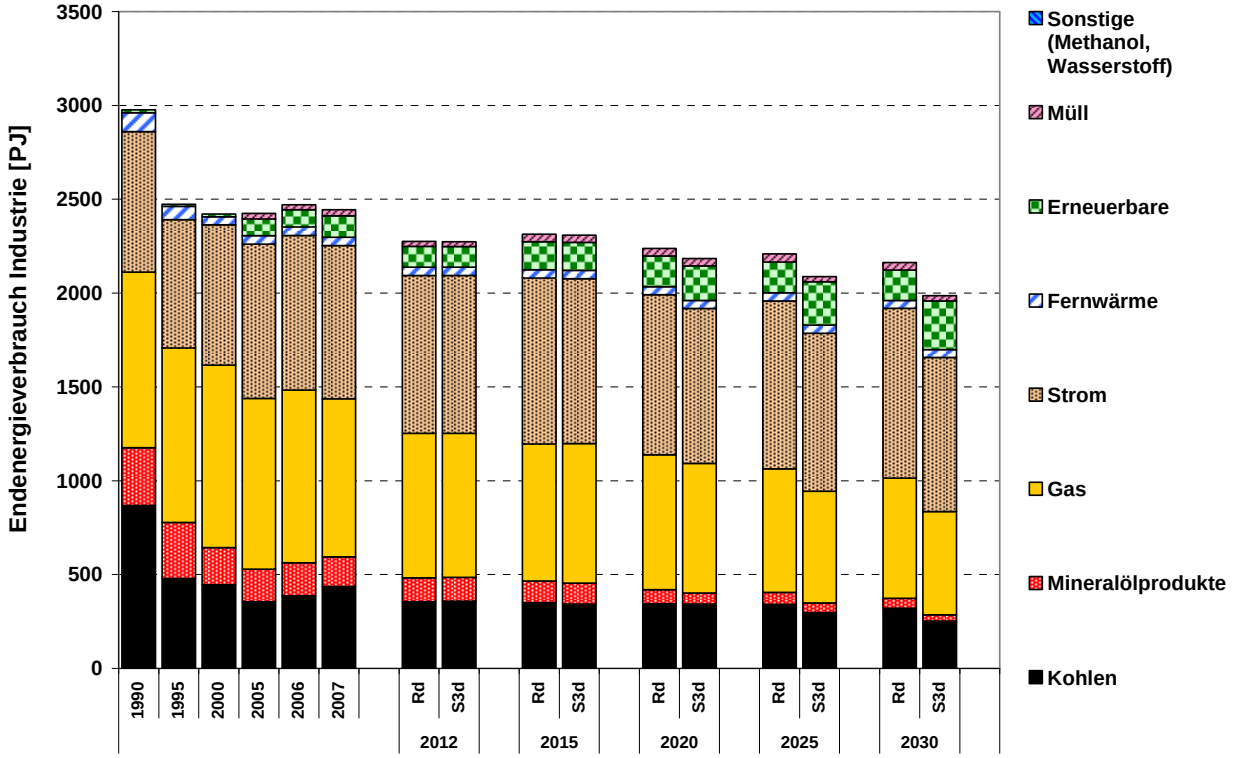


Abbildung 11.14: Endenergieverbrauch der Industrie in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung" (S3d) im Vergleich zur Variante mit Laufzeitverlängerung (Rd)

Bezüglich der Energieträgerstruktur des industriellen Energieverbrauchs ist neben der zu erwartenden Verringerung des Einsatzes an fossilen Energieträgern vor allem ein deutlicher Anstieg des Verbrauchs Erneuerbarer Energien festzustellen – im Vergleich zur entsprechenden Variante mit Laufzeitverlängerung um 98 PJ bzw. beinahe 60 % im Jahr 2030. Dies kann in erster Linie mit einem erhöhten Einsatz von Biomasse zur Bereitstellung von Wärme und Dampf begründet werden. Zur Einhaltung der Klimaschutzvorgaben wird ab 2020 auch verstärkt auf CCS-Technologien zurückgegriffen. 2030 werden in der Industrie fast 35 Mio. t CO_2 abgeschieden, im Vergleich zu 3 Mio. t CO_2 in der Variante mit Laufzeitverlängerung.

Strombereitstellung

Die Nettostromerzeugung beträgt in der Sensitivitätsanalyse S3d „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung" 619 TWh im Jahr 2030 und liegt damit um 36 TWh unter dem Niveau der zugehörigen Variante mit Laufzeitverlängerung, überschreitet jedoch das Niveau der Sensitivitätsrechnung „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" (S3a) um ca. 33 TWh (Abbildung 11.15). Während die Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung im Betrachtungszeitraum rückläufig ist, ist bei Braunkohle in 2030 ein leichter Anstieg zu beobachten, bedingt durch den verstärkten Ausbau an CCS-Kraftwerken. Angesichts der Tatsache, dass mit der Kernkraft eine kostengünstige CO_2-Vermeidungsoption zur Verfügung steht, wird in der Sensitivitätsanalyse S3d die Option zur CO_2-Abscheidung jedoch weniger stark ausgeschöpft als in der Sensitivitätsrechnung S3a „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg". In 2030 werden im Umwandlungssektor in Summe 104 Mio. t CO_2 abgeschieden, gegenüber 139 Mio. t CO_2 in der Sensitivitätsanalyse S3a „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg".

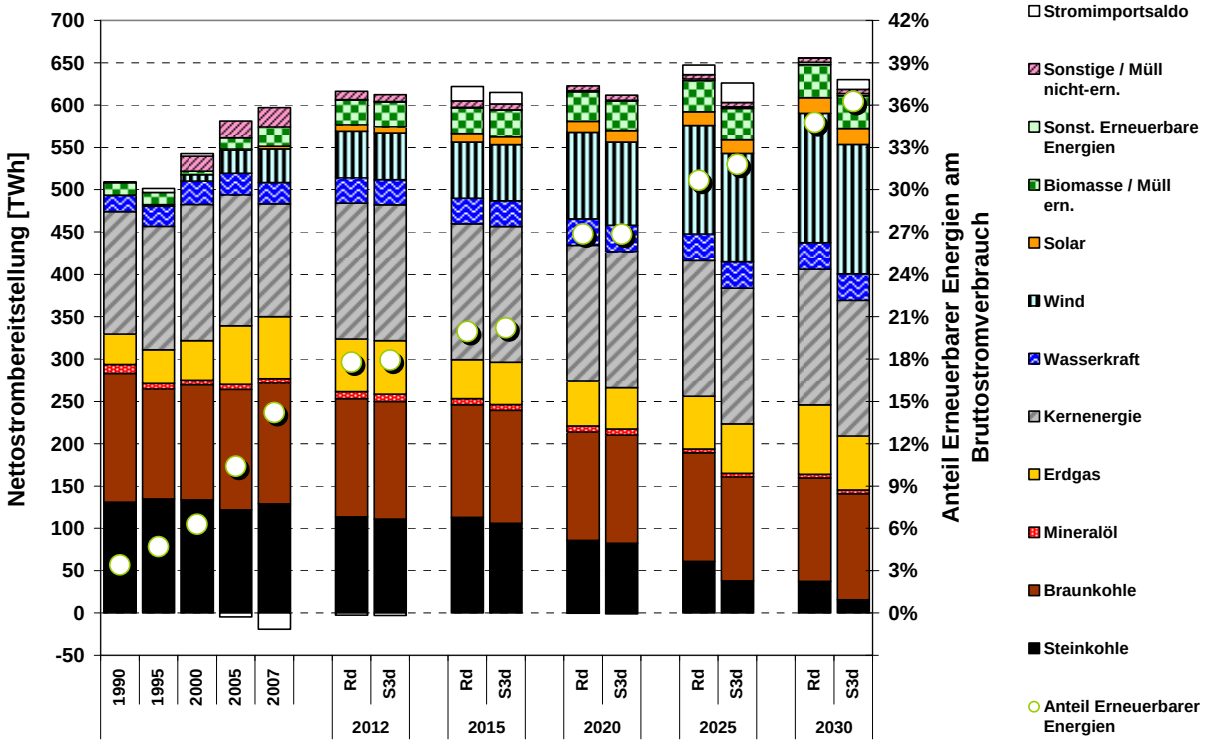


Abbildung 11.15: Nettostrombereitstellung in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung" (S3d) im Vergleich zur Variante mit Laufzeitverlängerung (Rd)

In Bezug auf den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ergeben sich gegenüber der entsprechenden Variante mit Laufzeitverlängerung keine wesentlichen Veränderungen. Der Anteil der regenerativen Energien am Bruttostromverbrauch beläuft sich 2030 auf 36 % im Vergleich zu 37 % in der Sensitivitätsrechnung S3a „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg".

Wie bereits in Abschnitt 5.5 erwähnt, verringert sich infolge der Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken tendenziell die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen gegenüber Szenarien mit Ausstieg aus der

Kernenergie. So beträgt der KWK-Anteil an der Stromerzeugung in der vorliegenden Sensitivitätsanalyse in 2030 14 %, im Vergleich zu 16 % in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre in Europa und 19 % in der Sensitivitätsrechnung S3a „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg".

Primärenergieverbrauch

Aufgrund der notwendigen Anpassungsprozesse an die verstärkten Klimaschutzbestimmungen reduziert sich der Primärenergieverbrauch in der hier vorliegenden Sensitivitätsanalyse in 2020 um 163 PJ (-1 %), in 2030 um 516 PJ (-5 %) gegenüber der entsprechenden Variante mit Laufzeitverlängerung. Der Rückgang fällt jedoch geringer aus als bei der Sensitivitätsrechnung S3a „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg" bezogen auf die Referenzprognose bei Kernenergieausstieg (Ra). Während der Verbrauch an Braunkohle aufgrund der Bedeutung in der Stromerzeugung gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung annähernd konstant bleibt, ergeben sich bei den übrigen fossilen Energieträgern deutliche Einsparungen in 2030: bei Steinkohle um 34 %, bei Erdgas um 10 % sowie bei Mineralöl um 4 %. Der Anteil der fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch beläuft sich in 2030 auf 66 %. Der Beitrag der Erneuerbaren Energien kann 2030 zwar gegenüber der Variante mit Laufzeitverlängerung von 15 % auf 17 % gesteigert werden, liegt damit jedoch unter dem Niveau der vergleichbaren Sensitivitätsrechnung S3a „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg".

Emissionen

Der hier beschriebenen Sensitivitätsanalyse wurde dasselbe Klimaschutzregime hinterlegt wie der Sensitivitätsrechnung S3a „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg". Da die Verlängerung der Laufzeiten bestehender Kernkraftwerke in Europa auf 60 Jahre jedoch eine verhältnismäßig kostengünstige CO_2-Vermeidungsoption darstellt, resultiert für Deutschland im Zeitablauf ein etwas höherer Reduktionspfad innerhalb des jeweiligen Emissionshandelssystems im Vergleich zur Sensitivitätsrechnung S3a „Verstärkter Klimaschutz bei Kernenergieausstieg". Bis 2020 reduziert sich der CO_2-Ausstoß um 25 % (214 Mio. t CO_2) gegenüber 2005 bzw. um 38 % (396 Mio. t CO_2) gegenüber 1990. Bis 2030 beträgt die Emissionsminderung 54 % (461 Mio. t CO_2) bezogen auf 2005 und 62 % (644 Mio. t CO_2) bezogen auf 1990. Von den 147 Mio. t CO_2, die in 2030 gegenüber der zugehörigen Variante mit Laufzeitverlängerung zusätzlich eingespart werden, entfallen 80 Mio. t CO_2 auf den Umwandlungsbereich und weitere 50 Mio. t CO_2 auf die Industrie.

Politische Zielvorgaben

Angesichts eines 38-%igen Rückgangs des CO_2-Ausstoßes bis 2020 gegenüber 1990 wird auch in dieser Sensitivitätsanalyse das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % zu reduzieren, falls auf EU-Ebene das 30-%-Ziel festgesetzt wird, verfehlt. In der Stromerzeugung kann zwar einerseits die Vorgabe, den Beitrag der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis 2020 auf 30 % anzuheben, annähernd erfüllt werden, das Ziel, den KWK-Anteil an der Stromerzeugung bis 2020 auf 25 % zu erhöhen, wird jedoch deutlich unterschritten. Bezüglich der Steigerung der Energieproduktivität resultiert weitgehend dieselbe Entwicklung wie in der entsprechenden Variante mit Laufzeitverlängerung in Europa.

Tabelle 11.60: Ergebnistabelle Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung" (S3d)

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Netto-Stromerzeugung											
Steinkohle	TWh	131	135	134	122	129	111	106	81	37	14
Braunkohle	TWh	152	130	136	143	143	139	133	128	123	126
Mineralöl	TWh	11	7	5	6	5	9	7	7	4	4
Erdgas	TWh	36	39	47	69	73	63	50	49	58	64
Kernenergie	TWh	145	146	161	155	133	160	160	160	160	160
Wasserkraft	TWh	20	24	28	26	25	30	30	31	31	31
Wind	TWh	0	2	8	27	40	55	66	99	128	153
Solar	TWh	0	0	0	1	3	7	10	13	16	19
Biomasse / Müll ern.	TWh	15	14	13	14	23	30	31	36	38	40
Sonstige Erneuerbare	TWh	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh	0	0	9	20	23	8	7	6	5	5
Summe	**TWh**	**508**	**497**	**540**	**581**	**597**	**612**	**601**	**612**	**603**	**619**
Anteil Erneuerbare am Bruttostromverbrauch	%	3,4	4,7	6,3	10,4	14,2	17,9	20,2	26,8	31,8	36,3
Netto-Engpassleistung											
Steinkohle	GW	31	31	30	28	28	28	28	23	19	13
Braunkohle	GW	26	22	20	20	20	21	17	16	17	23
Mineralöl	GW	10	9	7	6	6	4	3	2	1	1
Erdgas	GW	17	20	21	21	22	30	29	27	25	25
Kernenergie	GW	24	23	22	20	20	20	20	20	20	20
Wasserkraft	GW	9	9	9	11	11	11	11	11	11	11
Wind	GW	0	1	6	18	22	30	34	47	53	62
Solar	GW	0	0	0	2	4	8	11	14	18	20
Biomasse / Müll ern.	GW	2	2	2	2	4	6	5	6	6	6
Sonstige Erneuerbare	GW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	GW	0	0	2	6	6	3	3	1	1	1
Summe	**GW**	**119**	**117**	**121**	**134**	**143**	**161**	**162**	**168**	**171**	**183**
Jahresvolllaststunden											
Steinkohle	h	4193	4342	4433	4425	4649	3895	3747	3587	1933	1131
Braunkohle	h	5815	5898	6794	7039	7015	6720	7649	7776	7385	5359
Mineralöl	h	1052	755	691	933	784	1919	2170	3532	3115	4896
Erdgas und sonstige Gase	h	2154	2002	2201	3314	3277	2136	1687	1834	2309	2537
Kernenergie	h	5989	6385	7175	7600	6507	7835	7835	7835	7835	7835
Wasserkraft	h	2264	2672	2939	2404	2315	2822	2851	2911	2911	2911
Wind	h	714	1645	1243	1475	1781	1852	1946	2093	2405	2466
Solar	h	500	611	577	738	858	929	929	929	929	929
Biomasse / Müll ern.	h	6514	6498	6453	6029	6238	5351	5752	6129	6275	6414
Sonstige Erneuerbare	h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	h			4350	3413	4013	2602	2667	4323	5574	5757
Jahresdurchschnitt	**h**	**4266**	**4240**	**4466**	**4333**	**4164**	**3812**	**3707**	**3646**	**3517**	**3385**
KWK-Strom											
Steinkohle	TWh			28	18	16	16	17	21	17	11
Braunkohle	TWh			6	6	5	5	4	3	3	3
Mineralöl	TWh			1	2	2	3	3	3	0	0
Erdgas	TWh			14	38	43	42	42	39	43	48
Kernenergie	TWh			0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse / Müll ern.	TWh			1	4	7	9	12	15	18	20
sonst. Gase nicht-ern.	TWh			1	1	1	1	1	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh			1	2	2	2	2	2	2	2
Summe	**TWh**			**52**	**71**	**76**	**79**	**81**	**84**	**84**	**84**
Anteil KWK	%			9,6	12,2	12,8	12,9	13,5	13,7	13,9	13,6
Brennstoffeinsatz Stromerzeugung											
Steinkohle	PJ	1270	1332	1268	1161	1345	1000	948	688	224	82
Braunkohle	PJ	1795	1455	1420	1462	1480	1336	1267	1188	1119	1028
Mineralöl	PJ	109	82	63	92	79	65	53	51	39	39
Erdgas	PJ	332	341	391	607	694	485	380	268	329	331
Kernenergie	PJ	1663	1681	1851	1779	1533	1839	1839	1839	1839	1839
Wasserkraft	PJ	89	99	115	104	74	83	84	88	88	88
Wind	PJ	0	6	34	98	143	198	239	355	461	550
Solar	PJ	0	0	0	5	11	27	35	48	59	68
Biomasse / Müll ern.	PJ	60	60	56	67	113	219	212	254	255	254
Sonstige Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	6	11	18	28	38
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ	108	92	136	54	18	84	71	71	69	69
Summe	**PJ**	**5426**	**5148**	**5335**	**5429**	**5490**	**5342**	**5140**	**4867**	**4510**	**4385**
Erzeugung Fernwärme											
KWK (öffentlich)	**PJ**						**296**	**302**	**307**	**295**	**281**
Steinkohle	PJ						102	107	129	103	53
Braunkohle	PJ						21	17	11	11	11
Mineralöl	PJ						11	12	11	1	1
Erdgas	PJ						135	137	119	140	179
Biomasse / Müll ern.	PJ						18	20	28	32	29
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						1	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						9	8	8	8	8
Heizwerke (öffentlich)	**PJ**						**54**	**51**	**55**	**54**	**53**
Steinkohle	PJ						2	2	1	0	0
Braunkohle	PJ						0	0	0	0	0
Mineralöl	PJ						0	0	0	0	0
Erdgas	PJ						42	40	40	40	40
Biomasse / Müll ern.	PJ						5	5	8	9	7
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						5	5	5	5	5
Abwärme	**PJ**						**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
Summe	**PJ**						**356**	**359**	**367**	**354**	**339**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Primärenergieverbrauch (Wirkungsgrad Methode)											
Steinkohle	PJ	2306	2060	2021	1808	1990	1659	1558	1297	736	487
Braunkohle	PJ	3201	1734	1550	1596	1612	1410	1351	1259	1173	1093
Mineralöl	PJ	5217	5689	5499	5166	4701	4684	4648	4260	3902	3747
Gase	PJ	2328	2812	2996	3236	3118	2671	2487	2247	2177	2140
Kernenergie	PJ	1668	1682	1851	1779	1533	1839	1839	1839	1839	1839
Wasser, Wind, Solar	PJ	58	83	127	173	228	354	410	547	668	774
Sonst. Erneuerbare	PJ	125	192	346	602	746	833	908	1087	1151	1135
Müll (nicht-ern.)	PJ	0	0	0	136	133	137	137	138	138	139
Stromimport	PJ	3	17	11	-31	-68	-10	49	-3	82	41
Summe	**PJ**	**14905**	**14269**	**14401**	**14465**	**13993**	**13577**	**13387**	**12670**	**11866**	**11394**
Endenergieverbrauch											
Kohlen	PJ	1481	629	513	396	484	399	378	361	299	253
Mineralölprodukte	PJ	3980	4305	4064	3730	3242	3323	3282	2872	2528	2388
Gas + LPG	PJ	1871	2260	2410	2266	2169	2039	1953	1843	1686	1555
Strom	PJ	1638	1650	1780	1864	1904	2010	2033	2010	2049	2045
Fernwärme	PJ	383	366	265	264	264	292	299	307	297	284
Erneuerbare	PJ	120	112	202	371	489	564	635	744	782	780
Müll	PJ	0	0	0	30	33	25	39	39	27	27
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**9473**	**9322**	**9234**	**8920**	**8585**	**8652**	**8618**	**8175**	**7667**	**7333**
Anteil Erneuerbarer am Endenergieverbrauch	%						11,2	12,7	16,5	19,7	21,9
Endenergieverbrauch Industrie											
Kohlen	PJ	868	479	445	355	437	358	342	342	298	253
Mineralölprodukte	PJ	308	299	199	174	158	127	112	60	51	33
Gas	PJ	936	929	972	909	842	768	744	692	595	550
Strom	PJ	748	685	748	823	816	841	879	824	843	821
Fernwärme	PJ	101	70	43	45	44	45	44	43	42	41
Erneuerbare	PJ	16	11	14	88	114	110	149	184	232	261
Müll	PJ	0	0	0	30	33	25	39	39	27	27
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2977**	**2473**	**2421**	**2424**	**2444**	**2273**	**2309**	**2184**	**2088**	**1986**
Endenergieverbrauch GHD											
Kohlen	PJ	250	46	19	9	12	11	9	6	1	1
Mineralölprodukte	PJ	603	550	406	364	266	270	242	213	190	165
Gas	PJ	302	406	454	397	433	413	395	338	332	314
Strom	PJ	419	447	504	473	522	566	564	558	556	551
Fernwärme	PJ	122	125	91	88	90	104	111	122	114	104
Erneuerbare	PJ	39	5	4	10	18	55	58	60	64	71
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**1733**	**1579**	**1478**	**1341**	**1340**	**1419**	**1379**	**1296**	**1256**	**1205**
Endenergieverbrauch Haushalte											
Kohlen	PJ	363	104	49	32	35	30	27	13	0	0
Mineralölprodukte	PJ	740	902	779	689	441	579	561	409	260	213
Gas	PJ	633	925	984	1012	887	829	769	741	660	588
Strom	PJ	422	458	470	509	508	543	527	557	563	570
Fernwärme	PJ	160	171	131	131	130	143	144	142	141	139
Erneuerbare	PJ	65	96	171	196	202	268	293	296	302	267
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2383**	**2656**	**2584**	**2569**	**2202**	**2392**	**2323**	**2159**	**1926**	**1776**
Endenergieverbrauch Verkehr											
Diesel	PJ	802	1019	1145	1109	1102	1077	1128	1077	1004	1028
Benzin	PJ	1330	1301	1238	993	894	866	812	659	548	460
Kerosin	PJ	196	233	297	344	374	404	426	454	475	491
Biokraftstoffe	PJ	0	0	12	77	155	132	135	204	185	182
Gas inkl. LPG	PJ	0	1	1	5	14	30	44	72	98	102
Strom	PJ	49	58	57	58	59	60	63	71	87	104
Sonstige	PJ	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2379**	**2614**	**2751**	**2586**	**2598**	**2568**	**2608**	**2536**	**2397**	**2366**
CO2-Emissionen											
Umwandlung/ Erzeugung	Mio. t	419	361	351	369	389	326	301	247	171	96
Industrie	Mio. t	239	193	181	166	173	162	156	136	113	87
Haushalte, GHD, Landwirtschaft	Mio. t	216	194	172	159	129	141	135	116	96	84
Transport	Mio. t	158	172	177	156	148	150	151	137	125	121
Summe (exkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1032**	**920**	**881**	**849**	**839**	**780**	**743**	**636**	**505**	**388**
Internationaler Luftverkehr	Mio. t	11	15	19	23	25	24	25	27	29	30
Summe (inkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1044**	**934**	**901**	**873**	**864**	**803**	**768**	**663**	**534**	**419**
davon Energiebedingt	Mio. t	**960**	**854**	**818**	**795**	**781**	**733**	**700**	**605**	**486**	**387**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Nettoimporte (Wirkungsgradmethode)											
Kohlen	PJ	145	434	925	1062	1321	1360	1378	1297	736	487
Mineralölprodukte	PJ	4956	5421	5215	5111	4431	4570	4543	4170	3902	3747
Gas	PJ	1761	2220	2368	2571	2592	2232	2088	1887	2177	2140
Kernenergie	PJ	1606	1682	1851	1779	1533	1839	1839	1839	1839	1839
Strom	PJ	3	17	11	-31	-68	-10	49	-3	82	41
Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	39	35	97	77	55
Sonstiges	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	PJ	**8471**	**9775**	**10371**	**10492**	**9877**	**10030**	**9932**	**9287**	**8813**	**8309**
Rahmenannahmen											
Bruttoinlandsprodukt	Mrd. € $_{2000}$	1720	1867	2063	2125	2242	2243	2380	2516	2617	2721
Bevölkerung	Mio.	79,4	81,7	82,2	82,5	82,3	82,0	81,8	81,4	80,6	79,7
Beschäftigte GHD	Mio.	26,20	27,80	29,81	30,16	31,06	29,72	29,51	29,77	29,13	27,85
Haushalte	Mio.	34,9	36,9	38,1	39,2	39,7	40,6	41,0	41,5	41,8	42,0
Wohnfläche HH	[Mio. m²]	2774	3005	3245	3395	3448	3574	3652	3733	3785	3825
Indikatoren											
Primärenergieverbrauch pro Person	PJ/ Mio. PER	188	175	175	175	170	166	164	156	147	143
Energieproduktivität (BIP/PEV)	Mrd. €$_{2000}$/PJ	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,20	0,22	0,24
Energieintensität (PEV/BIP)	PJ/Mrd. €$_{2000}$	8,67	7,64	6,98	6,81	6,24	6,05	5,62	5,04	4,53	4,19
CO_2-Intensität des BIP	kg/€$_{2000}$	0,60	0,49	0,43	0,40	0,37	0,35	0,31	0,25	0,19	0,14
CO_2-Intensität pro Person	t/PER	13,01	11,26	10,72	10,30	10,20	9,51	9,08	7,82	6,26	4,87
CO_2-Intensität des Primärenergieverbrauchs	Mio. t/EJ	69,26	64,47	61,19	58,73	59,96	57,43	55,47	50,19	42,55	34,07
Endenergieintensität Ind. ($EEV_{Industrie}$/BIP)	TJ/Mrd. €$_{2000}$	1731	1325	1174	1141	1090	1014	970	868	798	730
Endenergieintensität GHD (EEV_{GHD}/Beschäftigte)	TJ/Tsd. Erwerbst. GHD	66,76	56,81	49,58	44,45	43,14	47,74	46,74	43,54	43,11	43,28
Endenergieintensität HH ($EEV_{Haushalte}$/Wohnfläche)	MJ/qm Fläche	859,0	883,6	796,3	756,6	638,7	669,2	636,0	578,3	508,7	464,37
Effizienz Verkehr (Kraftstoffverbrauch PKW/100 km)	[$l_{Benzin\ äqu.}$ /100 km]	9,5	8,9	8,4	8,0	8,0	6,8	6,6	6,0	5,2	4,8

Tabelle 11.61: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Sensitivitätsanalyse „Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung" (S3d)

	Status Quo (2008)	Ziel 2020	Erläuterung	Sensitivität "Verstärkter Klimaschutz bei Laufzeitverlängerung" (S3d)	
				2020	2030
CO_2-Emissionen	-19% (1990-2007)	-21% (bis 2012) (-40%) (THG)	-40% nur, wenn EU-weit Reduktion um 30%	-38%	-62%
Energie aus erneuerbaren Quellen	9,3% (2007)	18%	Anteil am Bruttoendenergie-verbrauch	17%	22%
Strom aus Erneuerbaren Energien	14%	Mindestens 30%	Anteil am Bruttostromverbrauch	27%	36%
Wärme aus Erneuerbaren Energien	ca. 6%	14%	Anteil am Endenergie-verbrauch für Wärme	15%	18%
Energieeffizienz	1,84%/a (1990-2008)	Verdopplung (=+100%) der Energieproduktivität (BIP/PEV)	Basisjahr: 1990	+72%	+107%
				(1990-2020)	(1990-2030)
		-20% (EU-Ziel, hier auf Deutschland bezogen)	Δ PEV bezogen auf Trendannahme EU-Kommission	-7%	-15%
			Trendannahme für DE	13592 PJ	13418 PJ
		-9% Endenergie (bis 2016, Einsparrichtwert)	Basis: EEV Durchschnitt 2001-2005	-15,7%	-24,8%
Biokraftstoffanteil	7,3%	7%	Gemessen als Treibhausgasein-sparung (Änderung der Systematik)	10,5%	10,9%
KWK-Strom	ca. 12% (2008)	Verdopplung auf etwa 25 %		14%	14%
Stromerzeugung aus Kernenergie	149 TWh			160 TWh	160 TWh

11.8 Sensitivitätsanalyse „Niedrigere Bevölkerungsentwicklung"

Veränderungen bei den Rahmenannahmen

In den bisherigen Ausführungen wurde deutlich, dass die Bevölkerungsentwicklung zu den wichtigsten Determinanten des Energiesystems gehört. Vor allem ist das mit der Bevölkerungsentwicklung verbundene Erwerbspersonenpotenzial ein entscheidender Treiber des Wachstumspotenzials und der volkswirtschaftlichen Entwicklung (Abbildung 3.1). Weitere Verknüpfungen zur Energienachfrage bestehen z. B. direkt durch die aus der Bevölkerungsentwicklung resultierende Zahl an Haushalten.

Zur Überprüfung der Sensitivität des Energieverbrauchs in Bezug auf die deutsche Bevölkerungsentwicklung betrachtet die Energieprognose 2009 daher alternative Bevölkerungsszenarien. Als Alternative zu den Referenzannahmen geeignet erscheint in erster Linie das Szenario V1W1 der 11. Koordinierten Bevölkerungsprognose des Statistischen Bundesamtes (Abschnitt 3.1), bei dem v. a. aufgrund des relativ niedrigen jährlichen Zuwanderungssaldos von 100 000 ein deutlicher Rückgang der Bevölkerung bis 2030 um rund 5,1 Mio. Personen erfolgt. Mit 77,2 Mio. markiert dies die Untergrenze der betrachteten Bevölkerungsszenarien. Gegenüber der für die Referenzprognose (Ra) ermittelten Bevölkerungszahl wird in der V1W1-Variante damit von einer Verringerung um 1,6 Mio. in 2020 und um 3,1 Mio. in 2030 ausgegangen. Die Sensitivitätsanalyse S4 „Niedrigere Bevölkerungsentwicklung" beschreibt somit eine Situation mit deutlich geringeren Bevölkerungszahlen, die im Analysezeitraum mittel- und langfristig wirksam werden.

Unter dieser Konstellation resultiert ein in 2020 gegenüber der Referenz um 0,98 % niedrigeres BIP (Abbildung 11.16). Für 2030 vergrößert sich der Abstand zur Referenz auf ca. 1,23 %. Wertschöpfung und mengenmäßige Produktion gehen in allen Wirtschaftsbereichen zurück, wobei die energieintensiven Industrien nicht überdurchschnittlich belastet werden. Die stärksten Einbußen hat hier der aggregierte Bereich sonstige Industrie zu verzeichnen.

Die Zahl der im Inland Erwerbstätigen verändert sich gegenüber der Referenzprognose Ra aufgrund eines angebotsseitig induzierten Rückgangs der Erwerbslosenzahlen anfangs kaum. Als wichtige Inputgröße für die sektorale Energiebedarfsquantifizierung verringert sich die Zahl der Erwerbstätigen im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) somit auch nur langfristig signifikant. Sie liegt in 2030 ca. 1,3 % unterhalb der Zahl der Referenzprognose (Ra). Aus der insgesamt niedrigeren Bruttowertschöpfung lässt sich eine Güterverkehrsleistung ableiten, die in 2020 1,0 % und in 2030 1,2 % unter dem Referenzniveau liegt. Mit der niedrigeren Bevölkerungszahl geht unmittelbar ebenso wie als Konsequenz des flacheren Wachstumspfades die Personenverkehrsleistung um 1,4 % in 2020 und um 2,9 % in 2030 gegenüber der Referenzprognose (Ra) zurück. Für die Wohnfläche liegt die Abweichung bei 0,7 % in 2020 und 1,8 % in 2030.

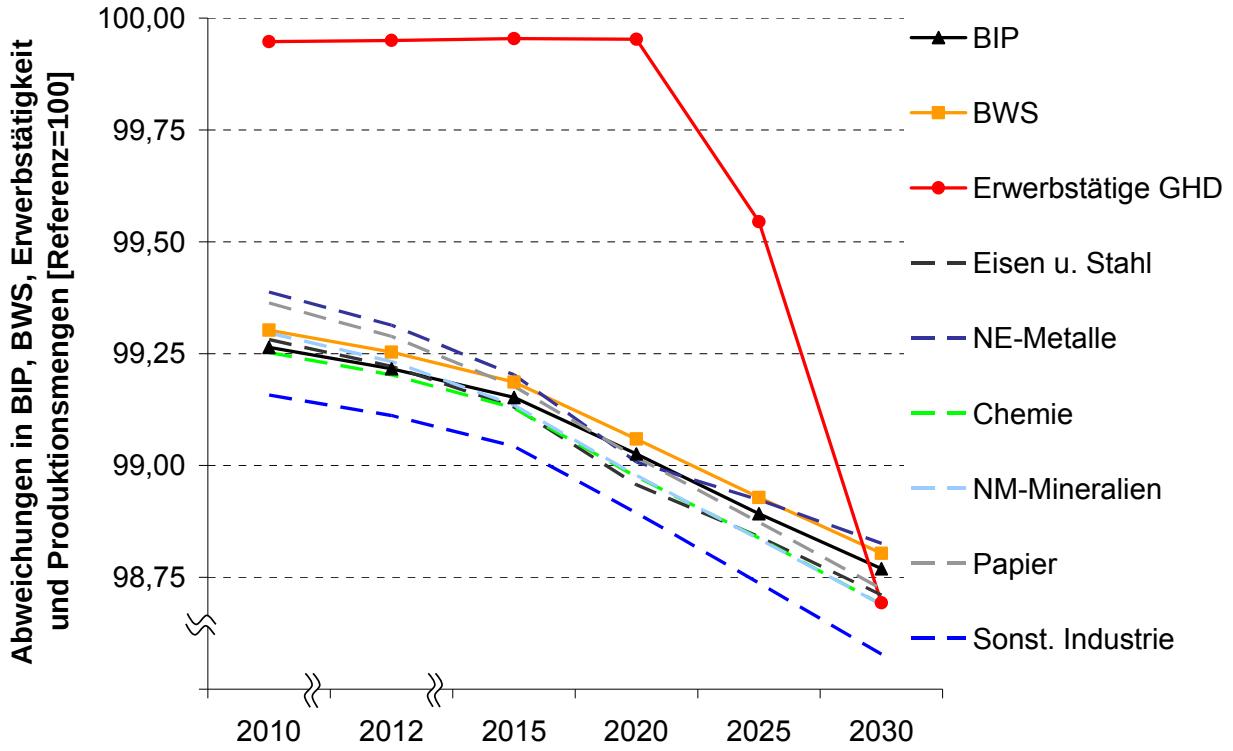


Abbildung 11.16: Veränderungen prognoserelevanter Inputgrößen in der Sensitivitätsanalyse S4 „Niedrigere Bevölkerungsentwicklung" (S4) gegenüber der Referenzprognose (Ra)

Veränderungen bei den Ergebnissen

Endenergieverbrauch

Aufgrund der veränderten Bevölkerungsentwicklung stellt sich in der Sensitivitätsanalyse S4 „Niedrigere Bevölkerungsentwicklung" ein gegenüber der Referenzprognose (Ra) reduzierter Endenergieverbrauch ein. Dieser beträgt im Jahr 2030 etwa 7 640 PJ im Vergleich zu 7 803 PJ in der Referenzprognose (Abbildung 11.17). Die Hauptauswirkungen eines stärkeren Bevölkerungsrückgangs im Vergleich zu den Annahmen der Referenzprognose schlagen sich vor allem in den Nachfragesektoren Haushalte und GHD nieder.

Im Haushaltssektor ist ein Rückgang des Endenergieverbrauchs von 23 PJ in 2020 (1,0 %) bzw. von 43 PJ in 2030 (2,2 %) zu konstatieren. Hinsichtlich des Anteils der einzelnen Energieträger am Endenergieverbrauch des Haushaltssektors lässt sich ein Rückgang von Strom und ein Anstieg der Mineralölprodukte, insbesondere in den mittleren Zeitpunkten, feststellen. Der Stromverbrauch sinkt um 32 PJ in 2020 (23 PJ in 2030), wohingegen der Ölverbrauch um 38 PJ in 2020 (21 PJ in 2030) ansteigt. Infolge der niedrigeren Bevölkerungszahl werden weniger neue Gebäude zugebaut und Bestandsgebäude werden teilweise früher abgerissen. Bei solchen Gebäuden verlagert sich die Investitionsentscheidung: anstelle einer Umrüstung auf ein komplett neues Heizungssystem, das mit hohen Kosten verbunden ist, werden weniger kapitalintensive Investitionen getätigt, so dass der bereits im Gebäude vorhandene Energieträger begünstigt wird (z.B. Austausch eines alten Heizöl-Standardkessel durch einen Heizöl-Brennwertkessel). Der im Vergleich zur Referenzprognose festzustel-

lende Anstieg der ölbetriebenen Heizungssysteme, die über relativ geringe Investitionskosten bei höheren Verbrauchskosten verfügen, geht zu Lasten der kapitalintensiven Wärmepumpen. Die spezifischen Erzeugungskosten der Wärmepumpen liegen im Fall des stärkeren Nachfragerückgangs über denjenigen der Ölheizungen. Als Folge dieser Verschiebung reduziert sich nicht nur die Stromnachfrage, sondern es sinkt auch der Verbrauch von Umgebungswärme (-54 PJ in 2020; -20 PJ in 2030).

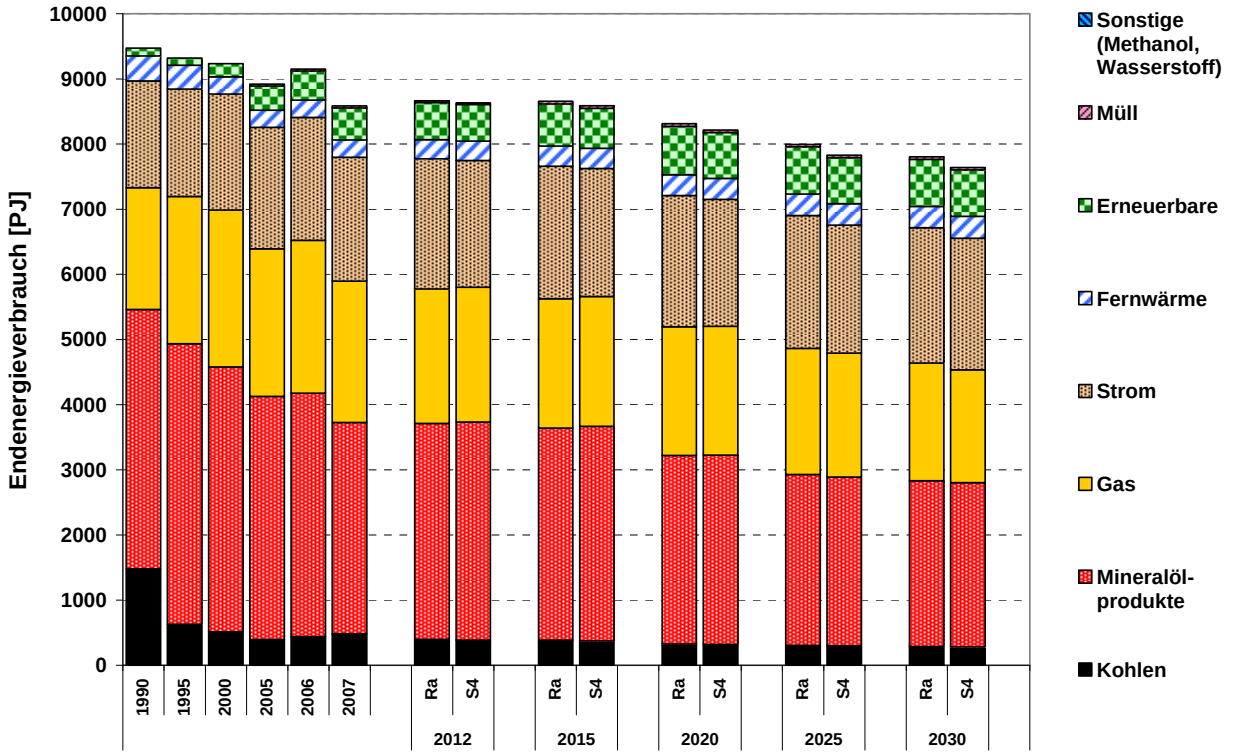


Abbildung 11.17: Endenergieverbrauch in der Sensitivitätsanalyse „Niedrigere Bevölkerungsentwicklung" (S4) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra)

Im GHD-Sektor ist eine ähnliche Tendenz zu beobachten: im Vergleich zur Referenzprognose sinkt der Endenergieverbrauch in 2020 um 15 PJ und in 2030 um 34 PJ. Auch hier kommt es zu einem Technologiewechsel, was sich im Jahr 2030 in einem vermehrten Einsatz von Mineralölen (+9 PJ) und Fernwärme (+11 PJ) zu Lasten der Technologien, die mit Strom (-27 PJ) und Erdgas (-26 PJ) gespeist werden, widerspiegelt.

Strombereitstellung

Aufgrund der geringeren Stromnachfrage, resultierend aus dem Verbrauchsrückgang in den Sektoren Haushalte und GHD, reduziert sich die Stromerzeugung um 20 TWh in 2020 und um 14 TWh in 2030 (Abbildung 11.18). Aufgrund der rückläufigen Gesamtstromerzeugung bei relativ konstanter Stromgewinnung aus Erneuerbaren Energien erhöht sich der Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch auf 37 % in 2030 im Vergleich zu 36 % in der Referenzprognose (Ra). Demzufolge geht der Rückgang vor allem zu Lasten der fossilen Energieträger. Die Strombereitstellung aus Kohlen reduziert sich in 2020 um 2 TWh und in 2030 um 11 TWh. Strom aus Gas nimmt um 13 TWh in 2020 und um 3 TWh in 2030 ab.

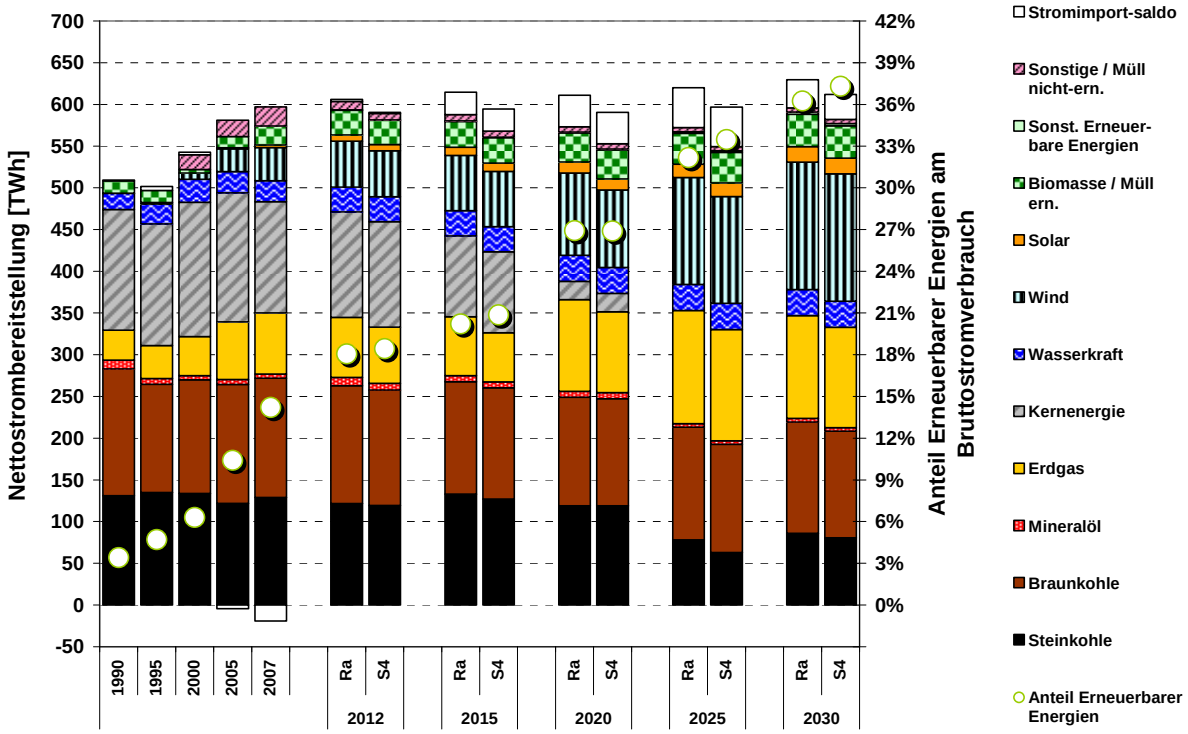


Abbildung 11.18: Nettostrombereitstellung in der Sensitivitätsanalyse „Niedrigere Bevölkerungsentwicklung" (S4) im Vergleich zur Referenzprognose (Ra)

Primärenergieverbrauch

Die verminderte Bevölkerungsentwicklung der vorliegenden Sensitivitätsbetrachtung hat eine leichte Senkung des Primärenergieverbrauchs um 2 % (212 PJ) in 2030 gegenüber der Referenzprognose (Ra) zur Folge. Hinsichtlich des Primärenergieverbrauchs von Mineralöl finden absolut betrachtet keine Veränderungen statt. Die eigentlichen Unterschiede treten vor allem im Primärenergieverbrauch von Stein- (-75 PJ), Braunkohle (-41 PJ) und von Erdgas (-75 PJ), jeweils in 2030, auf.

Emissionen

Wie auch in der Referenzprognose findet der größte Rückgang an Emissionen vor allem im Bereich des Umwandlungssektors statt. Das Gesamtemissionsniveau dieses Sektors liegt mit 204 Mio. t CO_2 in 2030 um 9 Mio. t CO_2 unter dem der Referenzprognose (Ra). Durch den Technologie- und Energieträgerwechsel in den Haushalts- und GHD-Sektoren nehmen die CO_2-Emissionen in diesen beiden Sektoren im Vergleich zur Referenzprognose in 2030 um 2 Mio. t CO_2 zu.

Politische Zielvorgaben

In der Stromerzeugung wird die Vorgabe, den Beitrag der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis 2020 auf 30 % anzuheben mit 27 % ebenso verfehlt wie das Ziel, den KWK-Anteil an der Stromerzeugung bis 2020 auf 25 % zu erhöhen. Bei letzterem beträgt der Anteil gerade 20 %. Bezüglich der Energieproduktivität kommt es wie in der Referenzprognose zwischen 1990 und 2020 zu einer Steigerung von beinahe 83 %.

Tabelle 11.62: Ergebnistabelle Sensitivitätsanalyse „Niedrigere Bevölkerungsentwicklung" (S4)

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Netto-Stromerzeugung											
Steinkohle	TWh	131	135	134	122	129	119	127	118	62	79
Braunkohle	TWh	152	130	136	143	143	138	133	128	130	128
Mineralöl	TWh	11	7	5	6	5	8	7	7	4	4
Erdgas	TWh	36	39	47	69	73	67	59	97	133	120
Kernenergie	TWh	145	146	161	155	133	126	97	22	0	0
Wasserkraft	TWh	20	24	28	26	25	30	30	31	31	31
Wind	TWh	0	2	8	27	40	55	66	93	128	153
Solar	TWh	0	0	0	1	3	7	10	13	16	19
Biomasse / Müll ern.	TWh	15	14	13	14	23	29	31	36	38	40
Sonstige Erneuerbare	TWh	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh	0	0	9	20	23	8	7	6	5	5
Summe	**TWh**	**508**	**497**	**540**	**581**	**597**	**589**	**568**	**553**	**549**	**582**
Anteil Erneuerbare am Bruttostromverbrauch	%	3,4	4,7	6,3	10,4	14,2	18,4	20,9	26,9	33,5	37,3
Netto-Engpassleistung											
Steinkohle	GW	31	31	30	28	28	30	28	23	20	13
Braunkohle	GW	26	22	20	20	20	21	17	17	17	17
Mineralöl	GW	10	9	7	6	6	4	3	2	1	1
Erdgas	GW	17	20	21	21	22	29	29	32	36	48
Kernenergie	GW	24	23	22	20	20	16	12	3	0	0
Wasserkraft	GW	9	9	9	11	11	11	11	11	11	11
Wind	GW	0	1	6	18	22	30	34	44	53	62
Solar	GW	0	0	0	2	4	8	11	14	18	20
Biomasse / Müll ern.	GW	2	2	2	2	4	5	5	5	6	6
Sonstige Erneuerbare	GW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	GW	0	0	2	6	6	3	3	1	1	1
Summe	**GW**	**119**	**117**	**121**	**134**	**143**	**157**	**152**	**153**	**163**	**179**
Jahresvolllaststunden											
Steinkohle	h	4193	4342	4433	4425	4649	4014	4567	5035	3048	6050
Braunkohle	h	5815	5898	6794	7039	7015	6563	7656	7775	7640	7635
Mineralöl	h	1052	755	691	933	784	1913	2536	3489	3068	4896
Erdgas und sonstige Gase	h	2154	2002	2201	3314	3277	2307	2026	3025	3727	2519
Kernenergie	h	5989	6385	7175	7600	6507	7919	7996	8266	0	0
Wasserkraft	h	2264	2672	2939	2404	2315	2822	2851	2911	2911	2911
Wind	h	714	1645	1243	1475	1781	1852	1946	2106	2405	2466
Solar	h	500	611	577	738	858	929	929	929	929	929
Biomasse / Müll ern.	h	6514	6498	6453	6029	6238	5591	6076	6570	6434	6528
Sonstige Erneuerbare	h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	h			4350	3413	4013	2554	2826	4395	5714	5767
Jahresdurchschnitt	**h**	**4266**	**4240**	**4466**	**4333**	**4164**	**3757**	**3734**	**3618**	**3372**	**3258**
KWK-Strom											
Steinkohle	TWh			28	18	16	19	24	26	25	16
Braunkohle	TWh			6	6	5	5	4	3	3	3
Mineralöl	TWh			1	2	2	4	3	3	0	0
Erdgas	TWh			14	38	43	48	47	65	64	81
Kernenergie	TWh			0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse / Müll ern.	TWh			1	4	7	5	8	10	16	17
sonst. Gase nicht-ern.	TWh			1	1	1	1	1	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	TWh			1	2	2	2	2	2	2	2
Summe	**TWh**			**52**	**71**	**76**	**85**	**88**	**109**	**110**	**119**
Anteil KWK	%			9,6	12,2	12,8	14,5	15,6	19,6	20,0	20,5
Brennstoffeinsatz Stromerzeugung											
Steinkohle	PJ	1270	1332	1268	1161	1345	1071	1125	951	553	674
Braunkohle	PJ	1795	1455	1420	1462	1480	1354	1285	1205	1197	1166
Mineralöl	PJ	109	82	63	92	79	63	56	50	39	39
Erdgas	PJ	332	341	391	607	694	525	455	552	737	650
Kernenergie	PJ	1663	1681	1851	1779	1533	1449	1111	250	0	0
Wasserkraft	PJ	89	99	115	104	74	83	84	88	88	88
Wind	PJ	0	6	34	98	143	198	239	344	461	550
Solar	PJ	0	0	0	5	11	27	35	48	59	68
Biomasse / Müll ern.	PJ	60	60	56	67	113	241	238	289	272	278
Sonstige Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	6	11	18	28	38
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ	108	92	136	54	18	82	71	71	66	64
Summe	**PJ**	**5426**	**5148**	**5335**	**5429**	**5490**	**5097**	**4710**	**3866**	**3499**	**3616**
Erzeugung Fernwärme											
KWK (öffentlich)	**PJ**						**306**	**320**	**327**	**330**	**333**
Steinkohle	PJ						116	140	157	135	66
Braunkohle	PJ						21	17	11	11	11
Mineralöl	PJ						16	12	11	1	1
Erdgas	PJ						145	143	137	148	217
Biomasse / Müll ern.	PJ						0	0	2	27	31
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						1	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						9	8	9	8	7
Heizwerke (öffentlich)	**PJ**						**52**	**50**	**50**	**54**	**52**
Steinkohle	PJ						2	2	1	0	0
Braunkohle	PJ						0	0	0	0	0
Mineralöl	PJ						0	0	0	0	0
Erdgas	PJ						44	43	42	41	39
Biomasse / Müll ern.	PJ						0	0	1	7	9
sonst. Gase nicht-ern.	PJ						0	0	0	0	0
Sonstige / Müll nicht-ern.	PJ						5	5	5	5	5
Abwärme	**PJ**						**5**	**5**	**5**	**5**	**6**
Summe	**PJ**						**363**	**375**	**382**	**388**	**391**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Primärenergieverbrauch (Wirkungsgrad Methode)											
Steinkohle	PJ	2306	2060	2021	1808	1990	1695	1718	1548	957	1088
Braunkohle	PJ	3201	1734	1550	1596	1612	1410	1351	1259	1173	1143
Mineralöl	PJ	5217	5689	5499	5166	4701	4739	4684	4294	3972	3903
Gase	PJ	2328	2812	2996	3236	3118	2717	2569	2651	2829	2615
Kernenergie	PJ	1668	1682	1851	1779	1533	1449	1111	250	0	0
Wasser, Wind, Solar	PJ	58	83	127	173	228	362	415	525	671	773
Sonst. Erneuerbare	PJ	125	192	346	602	746	756	834	1028	1078	1043
Müll (nicht-ern.)	PJ	0	0	0	136	133	137	137	138	138	139
Stromimport	PJ	3	17	11	-31	-68	4	95	136	170	107
Summe	**PJ**	**14905**	**14269**	**14401**	**14465**	**13993**	**13269**	**12913**	**11828**	**10989**	**10809**
Endenergieverbrauch											
Kohlen	PJ	1481	629	513	396	484	385	372	319	299	280
Mineralölprodukte	PJ	3980	4305	4064	3730	3242	3348	3295	2906	2589	2522
Gas + LPG	PJ	1871	2260	2410	2266	2169	2067	1990	1980	1902	1733
Strom	PJ	1638	1650	1780	1864	1904	1946	1965	1946	1964	2019
Fernwärme	PJ	383	366	265	264	264	297	312	321	330	339
Erneuerbare	PJ	120	112	202	371	489	563	616	706	709	710
Müll	PJ	0	0	0	30	33	25	39	38	37	39
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**9473**	**9323**	**9234**	**8920**	**8585**	**8632**	**8589**	**8215**	**7831**	**7640**
Anteil Erneuerbarer am Endenergieverbrauch	%						10,9	12,2	15,4	18,4	20,3
Endenergieverbrauch Industrie											
Kohlen	PJ	868	479	445	355	437	348	338	301	298	279
Mineralölprodukte	PJ	308	299	199	174	158	128	115	71	64	53
Gas	PJ	936	929	972	909	842	767	729	745	694	666
Strom	PJ	748	685	748	823	816	832	872	827	831	857
Fernwärme	PJ	101	70	43	45	44	45	44	43	42	41
Erneuerbare	PJ	16	11	14	88	114	112	149	164	170	170
Müll	PJ	0	0	0	30	33	25	39	38	37	39
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2977**	**2474**	**2421**	**2424**	**2444**	**2256**	**2286**	**2189**	**2136**	**2105**
Endenergieverbrauch GHD											
Kohlen	PJ	250	46	19	9	12	11	9	6	1	1
Mineralölprodukte	PJ	603	550	406	364	266	281	252	213	198	187
Gas	PJ	302	406	454	397	433	427	414	360	319	269
Strom	PJ	419	447	504	473	522	547	535	530	532	529
Fernwärme	PJ	122	125	91	88	90	104	111	122	134	145
Erneuerbare	PJ	39	5	4	10	18	49	53	57	63	73
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**1733**	**1579**	**1478**	**1341**	**1340**	**1419**	**1373**	**1288**	**1246**	**1204**
Endenergieverbrauch Haushalte											
Kohlen	PJ	363	104	49	32	35	26	26	13	0	0
Mineralölprodukte	PJ	740	902	779	689	441	599	569	434	288	277
Gas	PJ	633	925	984	1012	887	843	804	803	791	694
Strom	PJ	422	458	470	509	508	508	496	518	514	529
Fernwärme	PJ	160	171	131	131	130	149	157	156	154	152
Erneuerbare	PJ	65	96	171	196	202	270	279	281	294	290
Müll	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2383**	**2656**	**2584**	**2569**	**2202**	**2395**	**2331**	**2205**	**2040**	**1942**
Endenergieverbrauch Verkehr											
Diesel	PJ	802	1019	1145	1109	1102	1082	1146	1073	1008	1039
Benzin	PJ	1330	1301	1238	993	894	856	787	659	552	468
Kerosin	PJ	196	233	297	344	374	403	425	455	480	497
Biokraftstoffe	PJ	0	0	12	77	155	132	135	204	183	177
Gas inkl. LPG	PJ	0	1	1	5	14	30	43	72	98	103
Strom	PJ	49	58	57	58	59	60	62	70	87	104
Sonstige	PJ	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	**PJ**	**2379**	**2614**	**2751**	**2586**	**2598**	**2562**	**2599**	**2533**	**2408**	**2389**
CO2-Emissionen											
Umwandlung/ Erzeugung	Mio. t	419	361	351	369	389	329	316	273	198	204
Industrie	Mio. t	239	193	181	166	173	162	156	147	140	136
Haushalte, GHD, Landwirtschaft	Mio. t	216	194	172	159	129	146	140	123	111	102
Transport	Mio. t	158	172	177	156	148	149	150	137	126	122
Summe (exkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1032**	**920**	**881**	**849**	**839**	**786**	**763**	**680**	**574**	**564**
Internationaler Luftverkehr	Mio. t	11	15	19	23	25	24	25	27	29	31
Summe (inkl. internat. Luftverkehr)	**Mio. t**	**1044**	**934**	**901**	**873**	**864**	**810**	**788**	**708**	**604**	**595**
davon Energiebedingt	Mio. t	**960**	**854**	**818**	**795**	**781**	**742**	**722**	**648**	**545**	**537**

	Unit	1990	1995	2000	2005	2007	2012	2015	2020	2025	2030
Nettoimporte (Wirkungsgradmethode)											
Kohlen	PJ	145	434	925	1062	1321	1396	1538	1548	957	1088
Mineralölprodukte	PJ	4956	5421	5215	5111	4431	4625	4579	4204	3972	3903
Gas	PJ	1761	2220	2368	2571	2592	2277	2169	2291	2829	2615
Kernenergie	PJ	1606	1682	1851	1779	1533	1449	1111	250	0	0
Strom	PJ	3	17	11	-31	-68	4	95	136	170	107
Erneuerbare	PJ	0	0	0	0	0	38	34	95	85	108
Sonstiges	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	PJ	**8471**	**9775**	**10371**	**10492**	**9877**	**9789**	**9525**	**8524**	**8013**	**7820**
Rahmenannahmen											
Bruttoinlandsprodukt	Mrd. € $_{2000}$	1720	1867	2063	2125	2242	2236	2374	2502	2623	2750
Bevölkerung	Mio.	79,4	81,7	82,2	82,5	82,3	81,6	81,1	80,1	78,8	77,2
Beschäftigte GHD	Mio.	26,20	27,80	29,81	30,16	31,06	29,85	29,63	29,79	29,44	28,22
Haushalte	Mio.	34,9	36,9	38,1	39,2	39,7	40,6	41,0	41,5	41,8	42,0
Wohnfläche HH	[Mio. m²]	2774	3005	3245	3395	3448	3570	3644	3760	3866	3944
Indikatoren											
Primärenergieverbrauch pro Person	PJ/ Mio. PER	188	175	175	175	170	163	159	148	139	140
Energieproduktivität (BIP/PEV)	Mrd. $€_{2000}$/PJ	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,21	0,24	0,25
Energieintensität (PEV/BIP)	PJ/Mrd. $€_{2000}$	8,67	7,64	6,98	6,81	6,24	5,93	5,44	4,73	4,19	3,93
CO_2-Intensität des BIP	kg/$€_{2000}$	0,60	0,49	0,43	0,40	0,37	0,35	0,32	0,27	0,22	0,21
CO_2-Intensität pro Person	t/PER	13,01	11,26	10,72	10,30	10,20	9,64	9,40	8,50	7,29	7,31
CO_2-Intensität des Primärenergieverbrauchs	Mio. t/EJ	69,26	64,47	61,19	58,73	59,96	59,27	59,07	57,52	52,28	52,18
Endenergieintensität Ind. ($EEV_{Industrie}$/BIP)	TJ/Mrd. $€_{2000}$	1731	1325	1174	1141	1090	1009	963	875	815	766
Endenergieintensität GHD (EEV_{GHD}/Beschäftigte)	TJ/Tsd. Erwerbst. GHD	66,76	56,81	49,58	44,45	43,14	47,54	46,34	43,24	42,33	42,66
Endenergieintensität HH ($EEV_{Haushalte}$/Wohnfläche)	MJ/qm Fläche	859,0	883,6	796,3	756,6	638,7	670,8	639,6	586,5	527,8	492,41
Effizienz Verkehr (Kraftstoffverbrauch PKW/100 km)	[$l_{Benzin\ äqu.}$ /100 km]	9,5	8,9	8,4	8,0	8,0	6,9	6,6	6,0	5,3	4,9

Tabelle 11.63: Energie- und klimapolitische Zielerreichung in der Sensitivitätsanalyse „Niedrigere Bevölkerungsentwicklung" (S4)

	Status Quo (2008)	Ziel 2020	Erläuterung	Sensitivität "Niedrigere Bevölkerungsentwicklung" (S4)	
				2020	2030
CO_2-Emissionen	-19% (1990-2007)	-21% (bis 2012) (-40%) (THG)	-40% nur, wenn EU-weit Reduktion um 30%	-34%	-45%
Energie aus erneuerbaren Quellen	9,3% (2007)	18%	Anteil am Bruttoendenergie-verbrauch	15%	20%
Strom aus Erneuerbaren Energien	14%	Mindestens 30%	Anteil am Bruttostromverbrauch	27%	37%
Wärme aus Erneuerbaren Energien	ca. 6%	14%	Anteil am Endenergie-verbrauch für Wärme	12%	16%
Energieeffizienz	1,84%/a (1990-2008)	Verdopplung (=+100%) der Energieproduktivität (BIP/PEV)	Basisjahr: 1990	+83%	+121%
				(1990-2020)	(1990-2030)
		-20% (EU-Ziel, hier auf Deutschland bezogen)	Δ PEV bezogen auf Trendannahme EU-Kommission	-13%	-19%
			Trendannahme für DE	13592 PJ	13418 PJ
		-9% Endenergie (bis 2016, Einsparrichtwert)	Basis: EEV Durchschnitt 2001-2005	-15,6%	-21,5%
Biokraftstoffanteil	7,3%	7%	Gemessen als Treibhausgaseinsparung (Änderung der Systematik)	10,5%	10,5%
KWK-Strom	ca. 12% (2008)	Verdopplung auf etwa 25 %		20%	20%
Stromerzeugung aus Kernenergie	149 TWh			22 TWh	0 TWh

12 Anhang C: Bericht des wissenschaftlichen Beirats

Bei den nachfolgenden Ausführungen handelt es sich um den Endbericht des wissenschaftlichen Begleitkreises. Er dokumentiert und kommentiert das Vorgehen, die Erkenntnisse und Schlussfolgerungen der Begleitforschung.

12.1 Zusammensetzung, Ziel und Arbeitsweise des wissenschaftlichen Beirats

Der Beirat setzte sich zusammen aus den unabhängigen Wissenschaftlern Prof. Dr. Georg Erdmann, Dipl.-Math. Jürgen-Friedrich Hake, Prof. Dr. Bernd Meyer und Prof. Dr. Wolfgang Pfaffenberger, die über Erfahrungen mit eigenen Modell- und Szenariostudien verfügen. Es wurde bewusst darauf verzichtet, Fachleute aus Energiewirtschaft und Verbänden einzubinden, denn bei den Diskussionen zwischen dem Beirat und den Projektbearbeitern sollte es nicht um die inhaltliche Auseinandersetzung mit den Prognoseaussagen gehen, sondern ausschließlich um deren Plausibilität und Widerspruchsfreiheit.

Unter Anwesenheit des Auftraggebers hatte sich der Beirat insgesamt viermal mit den Bearbeitern der Energieprognose und dem Bundeswirtschaftsministerium getroffen. Als Ergebnis dieser Treffen entstand ein Katalog von Kommentaren, Anregungen und Fragen an das Projektteam, der auch dem Auftraggeber zur Verfügung gestellt wurde.

- Beim ersten Treffen am 31. Oktober 2008 ging es um das methodische Vorgehen. In einer fachlich hochkarätigen Debatte ging es um das Prognosekonzept, die zur Prognose zu verwendenden und im Abschlussbericht genannten Modellbausteine mit ihrer jeweiligen wirtschaftstheoretischen Basis, sowie um die Verknüpfung dieser Modelle für die Energieprognose.

- Bei zweiten Treffen am 28. Januar 2009 lag der erste Zwischenbericht vor. Neben dessen Kommentierung drehten sich die Diskussionen um die Plausibilität und Widerspruchsfreiheit der exogenen Annahmen (Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung, Wechselkursentwicklung, energiepolitische Rahmenbedingungen in Deutschland und Europa).

- Auf der Basis des zweiten Zwischenberichts behandelte das dritte Treffen am 2. April 2009 die ersten Prognoseergebnisse aus einer ganzheitlichen Perspektive und diskutierte die Rahmendaten für die Referenzprognose sowie Vorschläge für Sensitivitätsanalysen. Ein Thema waren erneut die energiewirtschaftlichen Auswirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise.

- Am 4. Mai 2009 beteiligte sich der Beirat an einer Präsentation der Energieprognose beim Bundeswirtschaftsministerium und stand für Rückfragen und Interpretationshilfen zur Verfügung.

12.2 Beitrag des Beirats zum Gesamtprojekt

In durchaus kontrovers, aber immer konstruktiv und fair geführten Diskussionen formulierten die Beiratsmitglieder zahlreiche Anregungen und Vorschläge, die durch das Projektteam aktiv aufgegrif-

fen wurden und Eingang in die Energieprognose 2009 gefunden haben.

Neben einer Reihe methodisch-technischer Aspekte der Energieprognose (Kointegrationsanalysen, Substitutionselastizitäten, Modellkopplungen uvm.) sind hier insbesondere folgende Punkte zu nennen: Entwicklung der Rohölpreise auf den internationalen Märkten, Zusammenhang zwischen Ölpreis und Dollar-Wechselkurs, Dauer und den Folgen der Weltwirtschaftskrise, Wirkungsweise und Wechselwirkungen verschiedener energie- und umweltpolitischer Instrumente, Rolle und Gewicht einzelner Technologien, Auswahl der Sensitivitätsanalysen.

Den Mitgliedern des Beirats ist bewusst, dass die Umsetzung seiner Vorschläge einen zusätzlichen Arbeitsaufwand bedeutete. Wir möchten den Mitgliedern des Projektteams unsere große Anerkennung dafür aussprechen, dass sie diesen Mehraufwand trotz des engen Zeitplans auf sich genommen haben. Aus Sicht des Beirats hat die Energieprognose 2009 einen Grad an Konsistenz und Widerspruchsfreiheit erreicht, wie das bei vergleichbaren Studien bislang nicht zu beobachten war.

Die Idee, den Projektbearbeitern eine wissenschaftlich ausgewiesene, fachlich kompetente und unabhängige Expertengruppe zur Seite zu stellen, hat sich eindeutig bewährt. Die offenen Diskussionen unter Anwesenheit von BMWi-Mitarbeitern, sowie die allen zugänglich gemachten schriftlichen Anregungen haben nicht nur zur Qualität der Energieprognose beigetragen, sondern auch dem BMWi tiefe Einblicke in die Projektarbeit gegeben. Der Auftraggeber hatte dadurch die Möglichkeit, die wissenschaftlich-methodischen Grundlagen, die Herausforderungen in den einzelnen Arbeitspaketen, sowie die Komplexität des Zusammenführens der verschiedenen Studienteile zu einer widerspruchsfreien Gesamtprognose eingehend kennen zu lernen, was zweifellos einen Beitrag zur besseren Interpretation der Prognoseergebnisse leistet.

12.3 Bewertung der Energieprognose 2009 aus Sicht des Beirats

Anders als viele andere in den letzten Jahren publizierten Szenariostudien präsentiert die Energieprognose 2009 keine politisch gewollte oder vorgegebene energiewirtschaftliche Entwicklung, sondern liefert Hinweise auf die aus heutiger Sicht wahrscheinlichste Entwicklung in Deutschland bis zum Jahr 2030. Die Ziele des Integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung bis zum Jahr 2020 waren in den Prognoserechnungen nicht vorgegeben, die Rechenergebnisse konnten also von diesen Zielen differieren. Exogen vorgegeben waren nur die politisch beschlossenen bzw. konkret geplanten energie- und umweltpolitischen Instrumente der Europäischen Union sowie der Bundesregierung.

Vor diesem Hintergrund ist bemerkenswert, dass die politischen Ziele in der Referenzprognose 2009 weitgehend erreicht werden, und zwar bei einer insgesamt wenig dramatischen Veränderung der globalen Energiepreisentwicklung und einer raschen Rückkehr zu einem moderaten Wirtschaftswachstum. Die politischen Maßnahmen und Anreize scheinen also auszureichen, um in Deutschland einen allmählichen Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem zu erreichen. Wie bei anderen Untersuchungen aus jüngerer

Zeit werden in der Referenzprognose nur die Ziele „Energieeffizienz" und „KWK-Stromanteil" nicht zeitgerecht erreicht.

Die Referenzprognose 2009 fußt auf einer Reihe exogener Annahmen, die auch deshalb als in sich konsistent angesehen werden dürfen, weil es sich um eine Konstellation handelt, die in den letzten beiden Jahren weitgehend bereits beobachtet werden konnte. Dies gilt beispielsweise für das Bevölkerungswachstum, die Entwicklung der internationalen Wirtschaftskraft sowie die Höhe der Rohölpreise und der daraus abgeleiteten Energieimportpreise. Die Referenzprognose 2009 beruht also auf schlüssigen und stabilen Rahmenbedingungen. Den Prognoseergebnissen zufolge sollte aus heutiger Sicht eine weitgehende Zielerreichung auch dann möglich sein, wenn es im Prognosezeitraum nicht zu dramatischen Energiepreissteigerungen oder zu einer lang anhaltenden Stagnation der deutschen Wirtschaft kommt. Die vorhandenen und durch die Politik der letzten Jahre stimulierten Effizienz-, Substitutions- und Innovationspotentiale sind ausreichend dafür. Die vom Projektteam eingesetzten Modelle und ihre Verknüpfung sind nach Einschätzung des Begleitkreises gut dafür geeignet, um diese starke Prognoseaussage belastbar zu treffen.

Mit einer Variantenrechnung (Verlängerung der Kernenergielaufzeit) und mehreren Sensitivitätsrechnungen werden die Auswirkungen alternativer Entwicklungen der exogenen Variablen auf die modellbasierte Prognose der energiewirtschaftlichen Entwicklung bis 2030 untersucht. Die entsprechenden Prognoserechnungen liefern eine Reihe wichtiger, bei näherem Licht nicht überraschender Aussagen: Das Wirtschaftswachstum in Deutschland wird steigen, wenn auf das vorzeitige Abschalten von Kernkraftwerken verzichtet wird. Höhere Energieimportpreise verringern den Energiekonsum und die Preise der CO_2-Emissionsrechte. Ähnliches gilt für eine länger anhaltende wirtschaftliche Stagnation. Diese und ähnliche Modellergebnisse sind methodisch gut fundiert und insgesamt plausibel. Sie dokumentieren noch einmal den grundlegenden Ansatz der Energieprognose 2009, keine Wunschvorstellungen zu präsentieren, sondern die realistische Entwicklung zu quantifizieren, wobei diese von den jeweils unterstellten Rahmenbedingungen, Szenarioannahmen abhängt und durch ein wissenschaftlich anerkanntes Modellkonzept berechnet wird.

12.4 Kritikpunkte zum Hauptbericht

Den Hauptbericht zur Energieprognose vom 14. September 2009 hatte der Beirat erst im Nachhinein zur Kenntnis nehmen können. Einige Beiratsmitglieder werden nicht allen Aussagen des Hauptberichts zustimmen. Dies kann aber auch nicht Ziel und Aufgabe eines Beirats sein. Wichtig ist nur, dass der Hauptbericht die Prognoseergebnisse und die ihnen zugrunde liegenden Annahmen und Prämissen in sich nachvollziehbar darstellt.

Diesbezüglich kann aus Sicht des Beirats die eine oder andere missverständliche oder schwierig nachvollziehbare Formulierung im Hauptbericht bereinigt werden. Der Bericht gibt an verschiedenen Stellen energiepolitische Empfehlungen ab, die im Kontext der Energieprognose nichts zu suchen haben. Demgegenüber kommen Themen wie der Ausbau des Elektrizitätsnetzes oder die Entwicklung der CCS-Technologien mit ihren CO_2-Vermeidungskosten zu kurz. Im Kapitel 3

„Prognoserelevante Annahmen" werden teilweise auch endogene Zwischenergebnisse von Modellrechnungen behandelt. Dies ist für das Verständnis der Prognosemethodik verwirrend. Bei den etwas unglücklichen Ausführungen zum Thema „Peak-Oil" hätte man sich die Schlussfolgerungen für die Ölpreisprognose gewünscht. In Kapitel 3 des Hauptberichts bleiben die Annahmen zum Ausbau der regenerativen Energien unklar – oder sind es wieder Zwischenergebnisse von Modellrechnungen? Gerne hätte man auch etwas über die Begründung der hierbei unterstellten Lernraten erfahren.

Bei den insgesamt einleuchtenden Prognoseergebnissen erscheint das Verhältnis zwischen den CCS-Vermeidungskosten und den Preisen der CO_2-Emissionsrechte unklar. Hier würde man erwarten, dass die CCS-Vermeidungskosten bei zunehmend geringerer Emissionsrechte-Verfügbarkeit den CO_2-Preis bestimmen, jedenfalls so lange wie die geologischen CO_2-Senken noch nicht erschöpft sind. Vielleicht könnte ein überarbeiteter Hauptbericht den Ergebnisteil auch noch etwas kompakter formulieren. Das täte seiner Lesbarkeit sicher keinen Abbruch.

Bei aller Detailkritik möchte der Beirat abschließend noch einmal wiederholen, dass die Energieprognose 2009 methodisch und auch von der Konsistenz der Prognoseaussagen her einen neuen Qualitätsmaßstab für gesamtwirtschaftliche Langfristprognosen setzt. Auch möchten wir uns bei allen Projektmitarbeitern für die sehr intensive und kollegiale Zusammenarbeit herzlich bedanken.

Berlin, den 29 Oktober 2009

Prof. Dr. Georg Erdmann
Dipl.-Math. Jürgen-Friedrich Hake
Prof. Dr. Bernd Meyer
Prof. Dr. Wolfgang Pfaffenberger

13 Glossar

Allgemeines Gleichgewichtsmodell	Allgemeine Gleichgewichtsmodelle gehören zur Gruppe der Top-down Modelle, welche die Volkswirtschaft als Ganzes abbilden. Dadurch können in diesen Modellen wechselseitige Abhängigkeiten und Rückkopplungseffekte zwischen den verschiedenen Teilsektoren einer Volkswirtschaft berücksichtigt werden. In der energiewirtschaftlichen Systemanalyse können Allgemeine Gleichgewichtsmodelle also zur Quantifizierung der Effekte von Entwicklungen innerhalb des Energiesektors auf die Gesamtwirtschaft eingesetzt werden. Dabei erreichen diese Modelle jedoch in der Regel nicht den gleichen technologischen Detaillierungsgrad wie die Gruppe der Energiesystemmodelle.
Aquifergas	Im Poren- und Kluftraum des Untergrunds vorkommendes, nicht gasförmiges, sondern im Grundwasser gelöstes Erdgas.
Autoklavierungsanlagen	Autoklavierungsanlagen sind Anlagen zur Keimfreimachung v. a. medizinischer Geräte mit Hilfe von Dampf bei Überdruck. Weitere Anwendungsfelder von Autoklaven sind das Aushärten von Baustoffen sowie die Verarbeitung von Gummi-, Kunststoff- und Faserverbundwerkstoffen.
Basisinnovation(en)	Motor des technologischen Fortschritts sind Innovationen, wobei unter Basisinnovationen solche technologischen Neuerungen verstanden werden, die als wesentliche Ursache persistenten Wachstums angesehen werden. Basisinnovationen erschließen umfassend technisches Neuland und lösen einen breiten Strom von Nachfolgeinvestitionen mit weitreichenden wirtschaftlichen Konsequenzen aus.
Beladungsgrad	Durchschnittliche Masse der transportierten Güter je Fahrzeug.

Besetzungsgrad	Durchschnittliche Anzahl der transportierten Personen je Fahrzeug.
Biokraftstoffquotengesetz	Gesetz, in dem die Mineralölwirtschaft verpflichtet wird, einen festgelegten jährlichen Mindestanteil von Biokraftstoffen in den Verkehr zu bringen. Die derzeit gültigen, auf den Energieinhalt bezogenen Biokraftstoffquoten betragen 4,4 % für Dieselkraftstoff und 2,8 % für Ottokraftstoff. Zusätzlich gilt für 2009 eine Gesamtquote von 5,25 % und für die Jahre 2010 bis 2014 von 6,25 %.
Biomass-to-Liquids-Kraftstoffe (BtL)	Biokraftstoff, der durch einen Biomassevergasungsprozess mit anschließender Fischer-Tropsch-Synthese hergestellt wird. Vorteile dieses sogenannten Biokraftstoffs der zweiten Generation gegenüber Biokraftstoffen der ersten Generation sind die Herstellbarkeit aus jeglicher Art von fester Biomasse sowie die uneingeschränkte Beimischungskompatibilität zu konventionellen Mineralölkraftstoffen.
Biotechnologie	Biotechnologie ist die Anwendung von Wissenschaft und Technik auf lebende Organismen, Teile von ihnen, ihre Produkte oder Modelle von ihnen zwecks Veränderung von lebender oder nichtlebender Materie zur Erweiterung des Wissensstandes, zur Herstellung von Gütern und zur Bereitstellung von Dienstleistungen.
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	Das Bruttoinlandsprodukt ist der Wert aller innerhalb eines Zeitraums (z. B. Kalenderjahr) im Inland produzierten Güter und Dienstleistungen, unter Abzug der für die Produktion verwendeten Vorleistungen. Mit Hilfe des BIP wird die wirtschaftliche Leistung einer Volkswirtschaft gemessen. Das ➔wirtschaftliche Wachstum einer Volkswirtschaft wird über die Veränderungen des BIP berechnet.

Brutto-/ Nettostromerzeugung	Die Bruttostromerzeugung einer Erzeugungseinheit ist die gesamte erzeugte elektrische Arbeit, gemessen an den Ausgangsklemmen der Hauptgeneratoren. Die Nettostromerzeugung ergibt sich aus der Bruttostromerzeugung abzüglich des Eigenverbrauchs der Kraftwerke.
Brutto-/ Nettostromverbrauch	Der Bruttostromverbrauch ergibt sich aus der Bruttostromerzeugung zuzüglich des Stromimportsaldos. Unter dem Nettostromverbrauch versteht man den Bruttostromverbrauch nach Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke.
Carbon Leakage	Carbon Leakage beschreibt das Phänomen, dass das Emissionsniveau außerhalb einer bestimmten Region ansteigt infolge einer Emissionsbeschränkung innerhalb dieser Region. Durch strikte Klimaschutzvorgaben verteuert sich die Produktion innerhalb der Region. Dadurch kann es zu wettbewerbsinduzierten Produktionsverlagerungen in andere Regionen kommen und damit auch zu einer Verlagerung des Emissionsausstoßes.
Clean Development Mechanismus (CDM)	Der Clean Development Mechanismus (oder Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung) ermöglicht es Industrieländern, zusätzliche Zertifikate für Emissionsreduktionen (➔Europäisches Emissionshandelssystem) durch Projekte und Investitionen in Entwicklungsländern zu erwerben. Dabei werden in den Entwicklungsländern Treibhausgasemissionen verringert, wo dies oft mit geringeren Kosten möglich ist als im Investorland. Der Clean Development Mechanismus ist ein wichtiges Instrument des europäischen Emissionshandelssystems für den Technologietransfer in die Entwicklungsländer und leistet einen Beitrag zum Klimaschutz und zur nachhaltiger Entwicklung.

Destillationskapazität	Kapazität der ersten Verarbeitungsstufe einer Raffinerie (Rohöldestillation). Sie wird üblicherweise angegeben als die Rohölmenge in Mio. t, die innerhalb eines Jahres in der Destillationsanlage der jeweiligen Raffinerie durchgesetzt werden kann.
Discrete-Choice-Modelle	➔Ökonometrische Modelle zur Modellierung diskreter Wahlentscheidungen wie etwa der individuellen Wahl des Verkehrsmittels. Mit Hilfe von Discrete-Choice-Modellen wird die Wahrscheinlichkeit geschätzt, mit der einzelne Beobachtungseinheiten wie beispielsweise Personen oder Haushalte eine bestimmte Alternative auswählen.
Eigenverbrauch	Der Eigenverbrauch eines Kraftwerks ist die elektrische Arbeit, die in den Neben- und Hilfsanlagen einer Erzeugungseinheit zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung sowie Rauchgasreinigung verbraucht wird. Er enthält nicht den Betriebsverbrauch. Die Verluste der Aufspanntransformatoren (Maschinentransformatoren) in Kraftwerken zählen ebenso zum Eigenverbrauch.
Elektrische Nettoleistung	Die elektrische Nettoleistung ist die von einem Kraftwerksblock oder einer Erzeugungseinheit an das Versorgungssystem abgegebene Leistung. Sie berechnet sich als Differenz aus Bruttoleistung (Leistung an Generatorklemmen) und elektrischer Eigenbedarfsleistung. Unter der Eigenbedarfsleistung ist diejenige elektrische Leistung zu verstehen, die für den Betrieb erforderlicher Neben- und Hilfsanlagen (z. B. Speisewasserpumpen, Kühlwasserpumpen, Ventilatoren, Fremderregungsanlagen etc.) benötigt wird.
Elektrofahrzeug	Fahrzeug mit einem oder mehreren Elektromotoren als Antriebsmaschine und einer Batterie als Energiespeicher.

Elektrolichtbogenverfahren	Rohstahl wird aus Stahlschrott erschmolzen, wobei elektrische Prozessenergie die Wärme liefert, die über Graphitelektroden in einen Lichtbogen umgewandelt wird.
Elektromobilität	Überbegriff für alle elektrischen und teilelektrischen Fahrzeugantriebe wie z. B. Batterie betriebene Elektrofahrzeuge, Brennstoffzellen-Elektrofahrzeuge und Hybridfahrzeuge.
Endenergieverbrauch	Als Endenergieverbrauch gilt die Verwendung von Primär- und Sekundärenergieträgern in den einzelnen Verbrauchergruppen, soweit sie unmittelbar der Erzeugung von Nutzenergie für den jeweiligen Verbraucher dienen.
Energiebilanz	Eine Energiebilanz bietet ein in sich geschlossenes Bild über die energiewirtschaftlichen Verflechtungen einer Volkswirtschaft. In der Energiebilanz werden in Form einer Matrix das Aufkommen, die Umwandlung und die Verwendung von Energieträgern in einem energiewirtschaftlichen System dargestellt.
Energieausweis	Seit dem 1. Januar 2009 sind alle Hausbesitzer bei Verkauf oder Neuvermietung dazu verpflichtet, einen Energieausweis für ihr Gebäude vorzulegen. Ziel des Energieausweises ist, die Energieeffizienz von Gebäuden transparent darzustellen und diese untereinander vergleichbar zu machen.
Energieeffizienz	Unter Energieeffizienz wird allgemein das Verhältnis von erzieltem Nutzen zu eingesetzter Energie verstanden. Dieser Nutzen besteht aus wirtschaftlicher Aktivität, etwa der Bereitstellung von Dienstleistungen oder der Produktion von Waren (z. B. Mio. t. Aluminium oder Stahl) oder aus der Bereitstellung von Energie/Energiedienstleistungen, wie etwa Wärme. Zur Messung der Energieeffizienz bzw. deren

	Steigerung wird die Veränderung der Energieintensität als spezifischer Verbrauch herangezogen. Neben dieser Verwendung auf mikroökonomischer bzw. Prozessebene, wird der Begriff vereinzelnd auch auf makroökonomischer Ebene eingesetzt, welcher dann gleichzusetzen ist mit der gesamtwirtschaftlichen Energieintensität (BIP/Primärenergieverbrauch). Siehe auch ➔ Energieproduktivität/-intensität.
Energieeinsparverordnung (EnEV)	Die *Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden* (Energieeinsparverordnung (EnEV) legt wärmetechnische Mindestanforderungen an die Gebäudehülle und die Heizungsanlagen von Neubauten sowie bei Sanierungsmaßnahmen an Bestandsgebäuden fest. Sie löste die Wärmeschutzverordnung (WSchV) und die Heizungsanlagenverordnung (HeizAnlV) ab und trat in ihrer ersten Fassung am 1. Februar 2002 in Kraft. Im Rahmen der Novellierung der EnEV von 2007 wurde der ➔ Energieausweis für Gebäude eingeführt. Zum 1. Oktober 2009 tritt eine weitere Neufassung der EneV in Kraft, die unter anderem eine Verschärfung der primärenergetischen Anforderungen bei Neubau und Sanierung und die stufenweise Außerbetriebnahme von elektrischen Nachtspeicherheizungen in Mehrfamilienhäusern ab 2020 vorschreibt.
Energieproduktivität/ -intensität	Die Energieintensität wird als Indikator für die Energieeffizienz einer Volkswirtschaft herangezogen. Sie misst den Primärenergieverbrauch pro Einheit Bruttoinlandsprodukt und stellt damit Energieaufwand und –nutzen gegenüber. Alternativ wird auch der Kehrwert der Energieintensität verwendet, der als Energieproduktivität bezeichnet wird.

Energiesystemmodell	Energiesystemmodelle gehören zur Gruppe der partiellen Gleichgewichtsmodelle. Sie betrachten damit nur einen Teilmarkt der Volkswirtschaft und können die Auswirkungen von Veränderungen innerhalb des Energiesystems auf die Gesamtwirtschaft nicht berücksichtigen. Als typische Vertreter der bottom-up Modelle bilden sie den Energiesektor prozessorientiert mit hohem technologischen Detaillierungsgrad von der Primärenergie bis zur Ebene der Nutzenergie oder der Energiedienstleistungen ab. Dadurch lässt sich die langfristige Entwicklung des Energiesystems bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen detailliert untersuchen.
Engpassleistung	Als Engpassleistung wird die maximal ausfahrbare Dauerleistung eines Kraftwerks unter Normalbedingungen bezeichnet. Dabei ist die Brutto-Engpassleistung die insgesamt erbrachte Leistung, aus der sich nach Abzug des für den Kraftwerksbetrieb nötigen Eigenbedarfs die Netto-Engpassleistung ergibt.
Erneuerbare Energien	Erneuerbare Energie wird aus nachhaltigen Quellen wie Wasserkraft, Windenergie, Sonnenenergie und Biomasse gewonnen. Im Gegensatz zu den fossilen Energieträgern Erdöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle sowie dem Kernbrennstoff Uran verbrauchen sich diese Energiequellen nicht (d. h. sind erneuerbar) und bleiben somit kontinuierlich verfügbar.
Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)	Das *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien* (Erneuerbare Energien Gesetz, EEG) trat am 1. April 2000 in Kraft und verfolgt das Ziel, den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien voranzutreiben. Es verpflichtet die Netzbetreiber zum einen zur vorrangigen Abnahme und Übertragung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Zudem erhalten die Anlagenbetreiber von den Netzbetrei-

	bern eine gestaffelte Mindestvergütung mit garantierter Laufzeit von 20 Jahren. Die Höhe der Vergütung richtet sich nach der Erzeugungstechnologie sowie der Anlagengröße und sinkt in der Regel jährlich degressiv. Mit der Novelle des EEG von 2009 wurden insbesondere die Vergütungssätze für Windkraft angehoben.
Erneuerbare Energien Wärmegesetz (EEWärmeG)	Das *Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich* (EEWärmeG) trat mit Wirkung zum 1. Januar 2009 in Kraft. Es verpflichtet Eigentümer von neu errichteten Gebäuden, den Wärmeenergiebedarf durch die anteilige Nutzung von Erneuerbaren Energien zu decken. Alternativ können auch Ersatzmaßnahmen ergriffen werden. Dazu zählen die Deckung der Wärmeenergie durch Abwärmenutzung oder durch KWK-Anlagen zu mindestens 50 %, die zusätzliche Senkung des Jahres-Energiebedarfs um 15 % unter die Anforderungen der jeweils gültigen EnEV sowie der Anschluss an ein Netz der Nah- oder Fernwärmeversorgung, das anteilig aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Abwärme gespeist wird. Eine Nutzungspflicht für Bestandsbauten besteht derzeit nicht. Ziel ist es, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme bis 2020 auf 14 % zu erhöhen.
Erwerbspersonen/Erwerbstätige	Erwerbspersonen sind alle Personen, die dem Arbeitsmarkt zur Verfügung stehen. Sie teilen sich auf in die Gruppe der am Arbeitsmarkt tätigen Personen (Erwerbstätige), einschließlich der Selbstständigen, und die Gruppe der Erwerbs-/Arbeitslosen. Als Nicht-Erwerbspersonen gelten demnach die Personen, die dem Arbeitsmarkt nicht zur Verfügung stehen, sei es aus Alters-, Gesundheits- oder persönlichen Gründen. Als Erwerbspersonenpotenzial wird das Reservoir an möglichen Erwerbspersonen zu einem bestimmten

	Zeitpunkt verstanden. Das Erwerbspersonenpotenzial unterliegt einer politischen Einflussnahme, beispielsweise durch Verlängerung der Lebensarbeitszeit oder durch Ausdehnung der dem Arbeitsmarkt zur Verfügung stehenden Bevölkerungsgruppen (Beispiel: Ausweitung der Frauenerwerbstätigkeit).
Europäisches Emissionshandelssystem (Emission Trading System ETS)	Das Europäische Emissionshandelssystem wurde 2005 von der EU eingeführt, um die im Kyoto-Protokoll festgelegten Senkungen der Treibhausgasemissionen zu erreichen. Es gilt für den Umwandlungssektor und eine Reihe energieintensiver Industriezweige. Dabei wird eine festgelegte Menge an Emissionszertifikaten an die entsprechenden Unternehmen entweder kostenlos verteilt oder versteigert. Jedes Unternehmen darf nur Emissionen verursachen, die durch Zertifikate gedeckt sind. Zertifikate können unter den Unternehmen gehandelt werden. So wird ein effizienter Anreiz für die Unternehmen geschaffen, Emissionen zu vermeiden und energieeffizientere Produktionsverfahren anzuwenden.
Fertilitätsrate	Maß für die durchschnittliche Anzahl an Kindern die eine Frau in ihrem Leben gebärt. In Deutschland ist eine recht stabile Fertilitätsrate von durchschnittlich 1,4 Kindern pro Frau zu beobachten.
Flözgas	Flözgas ist aus Kohleflözen, beispielsweise durch eine Bohrung, freigesetztes Erdgas. Im Englischen coalbed methane (CBM) genannt.
Frischdampf	Meist hochgespannter, überhitzter Dampf, der vom Dampferzeuger kommend die Leit- und Laufräder der Dampfturbine anströmt und die Laufräder mit ihren Umlenkschaufeln in Drehung versetzt.
Future-Märkte	Siehe ➔Spot- und Future-Märkte.

Gasfahrzeug	Im Rahmen dieser Studie werden unter diesem Begriff alle Fahrzeuge zusammengefasst, die Erdgas oder Flüssiggas als Kraftstoff nutzen.
Gashydrate	Mischung aus Gas (vorwiegend Methan) und Wasser im eisähnlichen Zustand, die bei hohem Druck und niedrigeren Temperaturen in Sedimenten vorkommt.
Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativofen	Ofen zum Brennen von Kalk mit geringem spezifischem thermischen Energieverbrauch. Das Brennen erfolgt dabei im Gleichstrom, d. h. Gleichstrom von Verbrennungsluft, Heizgas und Kalkstein in der Vorwärm- und Brennzone des beheizten Schachtes bei regenerativer Vorwärmung der Verbrennungsluft im Prozess.
Gradtagszahl	Die Gradtagszahl gibt Aufschluss über den Raumwärmebedarf in der Heizperiode. Sie wird als Differenz zwischen der mittleren Außentemperatur an den Heiztagen und einer festgelegten Rauminnentemperatur (z. B. 19 °C), multipliziert mit der Anzahl der Heiztage, ermittelt.
Grenzübergangspreis	Preis für Energierohstoffe frei Staatsgrenze. Dieser Preis beinhaltet neben dem Produzentenpreis die Umschlagskosten im Produzenten- und Verladeland und die jeweiligen Transportkosten per Pipeline, Schiff oder Bahn in das Verbraucherland.
Grundlast	Die Grundlast entspricht dem Bedarf an elektrischer Leistung, der während eines Zeitraums unabhängig von Lastschwankungen kontinuierlich besteht.
Güterstruktureffekt	Dieser Effekt beschreibt den Strukturwandel im relativen Aufkommen der zu transportierenden Güter. Das Vordringen von hochwertigen (Stück-)Gütern begünstigt den Straßengüterverkehr, der Transport von Massengütern durch z. B. die Binnenschifffahrt nimmt dadurch in seiner re-

	lativen Bedeutung ab.
Güterverkehrsleistung	Produkt aus der zurückgelegten Transportentfernung und dem mittleren Beladungsgrad. Die resultierende Einheit lautet Tonnenkilometer (tkm).
Haushalt	Als (Privat)Haushalt zählt jede zusammen wohnende und eine wirtschaftliche Einheit bildende Personengemeinschaft (Mehrpersonenhaushalte) sowie Personen, die allein wohnen und wirtschaften (Einpersonenhaushalte). Ein Haushalt ist damit nicht auf eine Familie beschränkt, auch unverheiratete Lebensgemeinschaften oder eine alleinerziehende Mutter mit Kindern bilden einen Haushalt.
Heizwert	Der Heizwert bezeichnet die bei einer Verbrennung maximal nutzbare Wärmemenge, bezogen auf die Menge des eingesetzten Brennstoffs, bei der es nicht zur Kondensation des im Abgas enthaltenen Wasserdampfs kommt.
Hochofen-Oxystahl-Route	Verhüttung von Eisenerz in Hochöfen zu Roheisen (Reduktion von oxydischem Erz im Hochofen mit Kohlenstoffträgern) und anschließender Frischung in Stahlkonvertern zu Rohstahl.
Höchst- und Hochspannungsebene	Höchst- und Hochspannungsebene sind Teile des elektrischen Netzes zur Übertragung elektrischer Energie über große Distanz. Elektrizität wird auf der Höchstspannungsebene mit einer Nennspannung höher als 150 kV und auf der Hochspannungsebene mit einer Nennspannung höher als 60 kV bis einschließlich 150 kV übertragen.
Hybridfahrzeug	Laut UN Definition aus dem Jahre 2003 allgemein definiert als Antriebe, bei denen mindestens zwei verschiedene Energiewandler (z. B. Verbrennungsmotor und Elektromotor) und zwei verschiedene Energiespeicher (z. B. Kraftstofftank und

	Batterie) vorhanden sind und zum Antrieb des Fahrzeugs beitragen.
Industriesektoren	Die in dieser Studie betrachten Sub-Sektoren der Industrie unterteilen sich in die energieintensiven und nicht energieintensiven Sektoren. Zu den energieintensiven Branchen zählen hier die Herstellung von Eisen u. Stahl, Aluminium, Kupfer, Ammoniak, Chlor, Zement, Kalk, Flachglas, Behälterglas sowie Papier. Die nicht energieintensiven Branchen bilden die Herstellung der sonst. NE-Metalle, sonst. Chemie, sonst. NM-Mineralien sowie die übrigen Industrien.
Interkonnektor	Siehe ➔ *Kuppelleitungskapazität.*
Intergovernmental Panel on Climate Change	Das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC; Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen), wurde im November 1988 von der WMO (World Meteorological Organization) und der UNEP (United Nation Environment Programme) gegründet. Es berichtet über den internationalen Stand der Klimaforschung, ermittelt Risiken der globalen Erwärmung und gibt Empfehlungen zur Anpassung und Vermeidung.
Kompressionswärmepumpe	Darunter sind Wärmepumpensysteme zu verstehen, deren Verdichtungsstufen von elektrischen Kompressoren betrieben werden.
Konversionskapazität	Kapazität der zweiten Verarbeitungsstufe einer Raffinerie. Sie repräsentiert die Menge der bei der Rohöldestillation entstandenen Produkte, die anschließend durch Konversionsprozesse in höherwertige Produkte umgewandelt werden kann.
Korrelationskoeffizient	Statistische Maßzahl für den linearen Zusammenhang zweier Größen. Der dimensions- und einheitenlose Korrelationskoeffizient ist normiert, das heißt seine Werte sind auf das Intervall [-1, 1] be-

schränkt; ein Wert von 1 beschreibt einen perfekten positiven linearen Zusammenhang zwischen zwei Größen. Eine Korrelation von 0 bedeutet, dass zwei Größen unkorreliert sind.

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bezeichnet eine Form der Energieerzeugung in Heizkraftwerken, bei der gleichzeitig elektrische Energie und Wärme in einem gemeinsamen Prozess erzeugt werden. Dadurch wird ein deutlich höherer Nutzungsgrad als in herkömmlichen Kondensationskraftwerken erzielt.

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)

Das *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG)* ist das wesentliche Förderinstrument zur Erfüllung des Ziels der Bundesregierung, den KWK-Anteil an der Stromerzeugung bis 2020 auf etwa 25 % anzuheben. Das KWKG, das seit 2002 in Kraft ist, regelt die vorrangige Abnahme und Vergütung von Strom aus KWK-Anlagen durch die Netzbetreiber. Grundlage der Förderung für neue und modernisierte KWK-Anlagen ist ein Zuschlag, den der Netzbetreiber auf die Endkunden umlegen kann. Die Novelle des KWKG, die zum 1. Januar 2009 in Kraft getreten ist, sieht u. a. eine verstärkte Förderung von größeren KWK-Anlagen, die erstmalige Förderung auch von selbst genutztem KWK-Strom sowie die Erstreckung auf den Aus- und Neubau von Wärmenetzen vor.

Kraftwerkssterbelinie

Die Kraftwerkssterbelinie gibt die zeitliche Entwicklung der verbleibenden Kapazitäten der Kraftwerke und Erzeugungssysteme an, die zu dem Bezugszeitpunkt bereits installiert sind und beim Erreichen ihrer technischen Lebensdauer stillgelegt werden müssen.

Kuppelleitungskapazität

Die Kuppelleitungskapazität ist die maximale Kapazität der elektrischen Leitungen, die zwei Übertragungsnetze zum

	Austausch elektrischer Energie zusammen verbinden.
KWK-Stromerzeugung	Die KWK-(Netto)stromerzeugung ist die Nettostromerzeugung, die in einer KWK-Anlage unmittelbar im Zusammenhang mit der KWK-Nettowärmeerzeugung steht.
Last	Die Last bezeichnet den momentanen Wert der z. B. in einem Übertragungsnetz insgesamt in Anspruch genommenen elektrischen Leistung.
Lastgang/Lastprofil	Gesamtheit der Energiemengen bzw. Leistungsmittelwerte, die über eine ganzzahlige Anzahl von Messperioden ermittelt wurden. Es ist zu unterscheiden zwischen dem gemessenen Lastgang und dem repräsentativen Lastprofil. Der Lastgang wird vom Netzbetreiber für den Entnahmepunkt bzw. für den Einspeisepunkt zur Verfügung gestellt. Das repräsentative Lastprofil wird als Ersatz für den Lastgang bei Kleinkunden im Niederspannungsnetz verwendet. Für den Datenaustausch werden nur Viertelstunden-Energiemengenwerte verwendet.
Lastmanagement	Das Lastmanagement dient der Kontrolle der elektrischen Spitzenleistung. Es beinhaltet Maßnahmen, die Energiemengen oder Kosten einsparen sollen. Hierzu gehören bspw. das Auffüllen von Lasttälern oder die Verlagerung von Spitzenlast in Schwachlastperioden.
Lebenszyklusanalyse	Die Lebenszyklusanalyse ist die systematische Bewertung der möglichen Auswirkungen eines Untersuchungsobjektes auf die Umwelt im Verlauf seiner gesamten Lebenszeit. Neben dem Umweltaspekt können auch wirtschaftliche, technische und soziale Aspekte in einer Lebenszyklusanalyse miteinbezogen werden.

Mechanische Arbeit	Damit werden alle Anwendungen zusammengefasst, bei denen durch Maschineneinsatz mechanische Bearbeitungsschritte (bspw. Bohren, Drehen oder Fräsen) oder Transportvorgänge (bspw. durch Förderbänder oder Rolltreppen) ausgeführt werden.
Mitteldestillate	Mineralölprodukte, die bei der Rohöldestillation im mittleren Siedebereich (180 °C – 360 °C) anfallen. Dazu zählen in erster Linie leichtes Heizöl, Dieselkraftstoff, Kerosin und Petroleum.
Mittellast	Die Mittellast bezeichnet den Lastbereich, der zwischen Grundlast- und Spitzenlastbereich liegt.
Modaler Split	Verteilung der ➔Verkehrsleistung auf die unterschiedlichen ➔Verkehrsträger (Modi), wie beispielsweise Pkw, Bus, Bahn.
Motorisierter Individualverkehr (MIV)	Verkehr aller Kraftfahrzeuge zur individuellen Nutzung wie Pkw und Motorräder.
Nanotechnologie	Nanotechnologie beschreibt die Herstellung, Untersuchung und Anwendung von Strukturen, molekularen Materialien, inneren Grenz- und Oberflächen mit mindestens einer kritischen Dimension oder mit Fertigungstoleranzen (typischerweise) unterhalb 100 Nanometer. Entscheidend ist dabei, dass allein aus der Nanoskaligkeit der Systemkomponenten neue Funktionalitäten und Eigenschaften zur Verbesserung bestehender oder Entwicklung neuer Produkte und Anwendungsoptionen resultieren. Diese neuen Effekte und Möglichkeiten sind überwiegend im Verhältnis von Oberflächen- zu Volumenatomen und im quantenmechanischen Verhalten der Materiebausteine begründet.
Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität	Fahrplan der Bundesregierung für zukünftige Technologieentwicklungen im Bereich der Elektromobilität und eine anzustrebende Markteinführung von Plug-In-Hyb-

	ridfahrzeugen und Elektrofahrzeugen. Als Ziel werden 1 Mio. Plug-In-Hybrid- und Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2020 angestrebt.
Natürliches Monopol	Ein natürliches Monopol liegt vor, wenn ein Angebot durch mehrere konkurrierende Produzenten ökonomisch nicht sinnvoll ist. Ein Grund hierfür sind sehr hohe Fixkosten und zu vernachlässigende variable Kosten. Somit ist es möglich, dass eine einzelne Firma zum kleinstmöglichen Preis anbietet. Ein typisches Beispiel sind Netzwirtschaften, z. B. Eisenbahnnetze oder Gasnetze.
NE-Metalle	NE-Metalle (Nicht-Eisen-Metalle) ist der zusammenfassende Begriff für alle metallischen Elemente außer Eisen bzw. für alle Legierungen, deren größter Anteil nicht Eisen ist. In dem hier zur Anwendung kommenden Energiesystemmodell Times PanEU untergliedern sich die NE-Metalle in Aluminium, Kupfer und sonstige Nichteisenmetalle.
Nettostrombedarf	Der Nettostrombedarf ist die an Endverbraucher abgegebene Strommenge zuzüglich des Betriebseigenverbrauchs des Umwandlungssektors, der Übertragungs- und Netzverluste sowie der Pumparbeit, jedoch ohne den Eigenverbrauch der Kraftwerke. Er entspricht damit der Nettostrombereitstellung.
Nettostrombereitstellung	Die Nettostrombereitstellung ist die gesamte erzeugte elektrische Arbeit, gemessen an den Ausgangsklemmen der Hauptgeneratoren abzüglich des Eigenverbrauchs der Kraftwerke und zuzüglich des Stromimportsaldos.
Neuer europäischer Fahrzyklus (NEFZ)	Fahrzyklus zur Ermittlung von CO_2-Emissionen und Energieverbrauch eines Fahrzeugs unter festgelegten Bedingungen wie Geschwindigkeitsverlauf, Starttemperatur,

	Schaltzeitpunkte und Zuladung.
NM-Mineralien	Zu den nichtmetallischen mineralischen Stoffen (NM-Mineralien) zählen im Energiesystemmodell Times PanEU Zement, Kalk, Flachglas, Behälterglas sowie sonstige NM-Mineralien.
Normaljahr	Langjähriger Durchschnittswert der ➔Gradtagszahl. Dient der Temperaturbereinigung der Energienachfrage, vorwiegend bei der Raumwärmeerzeugung. Durch die in der Praxis vorkommenden Abweichungen von Real- und Normalwerten der Temperatur können sich in der langjährigen Betrachtung Schwankungen im Raumwärmebedarf ergeben. Eine auf das Normaljahr bezogene Energienachfrage ist von Temperatureinflüssen bereinigt und erlaubt beispielsweise eine intertemporale Analyse von Energieeffizienzsteigerungen.
Nutzenergie	Die Nutzenergie ist die technische Form derjenigen Energie, die nach der letzten Umwandlung aus Endenergie dem Verbraucher für den jeweiligen Verwendungszweck zur Verfügung steht. Mögliche Formen von Nutzenergie sind z. B. Wärme, mechanische Arbeit, Licht.
Ökonometrische Modelle	Ökonometrische Modelle werden in der empirischen Wirtschaftsforschung verwendet und bilden Zusammenhänge zwischen einer Vielzahl an Größen quantitativ ab. Dabei werden statistische Verfahren wie etwa Regressionsanalysen oder ➔Discrete-Choice-Modelle genutzt.
Onshore/Offshore	Terminus für den Standort einer Windkraftanlage zur Stromerzeugung. Onshore bezeichnet einen Standort an Land, Offshore einen Standort auf See.
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries mit Sitz in Wien. Die derzeitigen Mitgliedsländer lauten: Algerien, Angola

	(seit 1.1.2007), Ecuador (seit 1.11.2007), Irak, Iran, Katar, Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi Arabien, Venezuela, Vereinigte Arabische Emirate (VAE).
OPEC-Korb-Preis	Preiskorb aus 12 OPEC-Referenzölen (arithmetisches Mittel): Saharan Blend (Algerien), Minas (Indonesien), Iran Heavy (Iran), Basrah Light (Irak), Kuwait Export (Kuwait), Ess Sider (Libyen), Bonny Light (Nigeria), Qatar Marine (Katar), Arab Light (Saudi Arabien), Murban (VAE), BCF-17 (Venezuela), Girassol (Angola), Oriente (Equador).
Panel	Ein Panel ist Datensatz in dem dieselben Beobachtungseinheiten wiederholt auftreten. Beispielsweise ist das ➔Sozioökonomische Panel eine sich jährlich wiederholende Befragung derselben Haushalte. In einem Panel sind somit zwei Messdimensionen vorhanden: eine Querschnittsdimension, beispielsweise über Haushalte, und eine Längsschnittsdimension, in der Regel als zeitliche Messabfolge.
Personenkilometer	siehe ➔Verkehrsleistung.
Personenverkehrsleistung	Produkt aus der zurückgelegten Transportentfernung und dem mittleren Besetzungsgrad. Die resultierende Einheit lautet Personenkilometer (pkm).
Plug-In-Hybridfahrzeug	Hybridfahrzeug, bei dem die Batterie auch durch externe Stromzufuhr aus dem Stromnetz aufgeladen werden kann. Ist die Kapazität der Batterie groß genug, dass bei regelmäßiger externer Aufladung überwiegend rein elektrisch gefahren werden kann, spricht man auch vom Elektrofahrzeug mit Range Extender.
Probit-Modell	Verfahren der ➔Discrete-Choice-Modelle.
Prozesswärme	Prozesswärme bezeichnet thermische Energie, die zur Wärmeversorgung von Produktionsprozessen (bspw. in einer Bä-

	ckerei) dient. Die Höhe des Prozesswärmebedarfs ist in erster Linie abhängig vom erforderlichen Temperaturniveau, den verwendeten Materialien und Verfahren sowie der Produktionsmenge.
Ölsande	Natürlich vorkommende Gemische aus Bitumen, Wasser, Sand und Tonen, die im Durchschnitt 12 Gew.% Bitumen enthalten.
Ölschiefer	Tonige Sedimentgesteine mit einem relativ hohen Anteil an organischem Material, aus dem erst durch Destillation Öl und brennbares Gas extrahiert werden kann.
Querschnittstechnologie	Querschnittstechnologien sind Technologien, deren Anwendungsgebiet sich nicht auf eine bestimmte Industrie beschränkt, sondern die über alle Branchen hinweg Verwendung finden.
Realbetrachtung	Siehe ➔Wachstum, wirtschaftliches.
Regelleistung	Die Regelleistung bezeichnet die vorgehaltene Leistung der Erzeugungseinheiten, die bei kurzfristig eintretender, unvorhergesehener Abweichung zwischen Elektrizitätserzeugung und –entnahme im Übertragungsnetz durch Primär- und Sekundärreglung automatisch oder durch telefonischen Abruf der Übertragungsbetreiber (Tertiärregelung) aktiviert werden kann. Je nach Regelungsbedarf gibt es sowohl positive als auch negative Regelleistung.
Reichweite	Die Reichweite der Reserven und Ressourcen eines Rohstoffs stellt diese in Relation zur jährlichen Fördermenge dar. Der aus diesem Verhältnis resultierende Wert besagt, wie viele Jahre die Vorkommen bei unveränderter Förderhöhe reichen würden, wenn diese mit dem Verbrauch des Rohstoffs beständig abnehmen würden.
Reserveleistung	Die Reserveleistung ist die Leistung, die

	zum Ausgleich der Abweichung in der Leistungsbilanz infolge unerwarteter Verhältnisse oder konkret planbarer Sachverhalte vorgehalten werden soll. In der Reserveleistung ist die Regelleistung enthalten.
Reserven/Rohstoffreserven	Unter den Reserven versteht man denjenigen Teil des gesamten Gehalts der Erdkruste an einem bestimmten Rohstoff, der nachgewiesen und zu heutigen Preisen sowie mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbar ist.
Ressourcen	Unter Ressourcen werden diejenigen Vorkommen eines Rohstoffs zusammengefasst, die entweder geologisch nachgewiesen, aber noch nicht wirtschaftlich gewinnbar sind, oder aber jene Vorkommen, die zwar nicht nachgewiesen, aber mit großer Wahrscheinlichkeit aus geologischen Gründen erwartet werden können.
Reststrommenge	Verbleibende Produktionsmenge an Elektrizität, die innerhalb einer Kernenergieanlage erzeugt werden darf, bevor die Anlage stillgelegt werden muss. Festgelegt im Rahmen des 2002 beschlossenen Kernenergieausstiegs.
Schaltanlage	Eine Schaltanlage ist eine Anlage, die die elektrischen Einrichtungen aus betrieblichen Gründen miteinander verbindet oder voneinander trennt.
Schwerstöl	Schwerstöl ist mit einer Dichte von ≥1,0 g/cm³ dem Bitumen der Ölsande ähnlich, seine Viskosität ist mit weniger als 10 000 Pa s geringer, d. h., in der Lagerstätte ist es auch nur bedingt fließfähig und muss durch entsprechende Maßnahmen verdünnt werden, um gewonnen werden zu können.
Skaleneffekte	Volkswirtschaftlicher Fachbegriff mit dem beschrieben wird, dass Größenvorteile bei der Produktion zu sinkenden Kosten der

	Erzeugung führen können, beispielsweise durch eine optimale Auslastung der Anlage.
smart homes	Bezeichnet die Verknüpfung und Steuerung der gesamten Haustechnik und Elektronik über ein zentrales Computersystem mit dem Ziel, den Komfort, die Energieeffizienz, die Flexibilität und die Sicherheit zu erhöhen.
smart metering	Intelligente elektronische Stromzähler mit Kommunikationsmodul zur bidirektionalen Datenübertragung.
Sozioökonomisches Panel (SOEP)	Das Sozioökonomische Panel ist eine seit 1984 durchgeführte, repräsentative Wiederholungsbefragung privater Haushalte in Deutschland, angesiedelt am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin. Das SOEP gibt sowohl für einzelne Personen als auch auf Ebene der ➔Haushalte Auskunft über die jeweiligen Lebensbedingungen, wie beispielsweise die Wohn- und Einkommenssituation.
Speisewasservorwärmung	Durch einen prozessinternen Wärmeaustausch wird das Speisewasser auf eine Temperatur über der Kondensationstemperatur des im Kondensator niedergeschlagenen Dampfes erhitzt.
Spitzenlast	Die Spitzenlast ist die maximale Leistung, die während einer Zeitspanne (z. B. Tag, Monat, Jahr) von einer Verbrauchseinrichtung bezogen wird oder über ein Versorgungsnetz aufzubringen ist.
Spot- und Future-Märkte	Spotmärkte dienen dem kurzfristigen Handel mit Produkten. Verkauf und Bezahlung erfolgen auf einer transparenten Marktplattform und werden sofort abgewickelt. Aus der Sicht der Verkäufer ist dies eine Möglichkeit, dauerhaft oder vorübergehend anfallende Überschüsse abzusetzen. Für die Käufer besteht das Interesse an diesem Markt vor allem darin, günstige

	Angebote wahrzunehmen und in Knappheitssituationen Versorgungslücken zu schließen. Auf einem Future-Markt werden Transaktionen gehandelt, die erst in der Zukunft wirksam werden, jedoch schon heute vertraglich festgelegt sind.
Stromkennzahl	Die Stromkennzahl bezeichnet in Heizkraftwerken das Verhältnis der Erzeugung von elektrischer Energie zu Nutzwärme bei Volllast und bei der anlagenspezifisch maximal möglichen Wärmeauskopplung.
Szenariotechnik	In der Energiesystemanalyse wird zur Beschreibung der langfristigen Trends in der Energieversorgung häufig auf die Szenariotechnik zurückgegriffen. Die verschiedenen Szenarien umfassen dabei ein konsistentes Gerüst aus Rahmenannahmen, unter denen sich das betrachtete Energiesystem langfristig entwickeln wird. Dabei können zwei wesentliche Szenariotypen unterschieden werden. Bei der Erstellung von *Referenzszenarien*, häufig auch Business-as-usual-Szenarien genannt, werden nur die aktuellen, bereits in Kraft getretenen energie- und klimapolitischen Vorgaben berücksichtigt und die in der Vergangenheit beobachteten energiewirtschaftlichen Trends fortgeschrieben. In *Alternativszenarien* werden davon abweichende Entwicklungen in den Rahmenannahmen betrachtet, wie etwa Änderungen in den sozioökonomischen Parametern oder in den zugrunde gelegten Energieträgerpreisen. Häufig sind solche Alternativszenarien zielorientiert, d. h. es werden feste Zielwerte vorgegeben, etwa zur Minderung der Treibhausgasemissionen oder zum Ausbau der Erneuerbaren Energien.
Thermische Restlast	Die thermische Restlast beschreibt die restliche elektrische Last nach Abzug der Einspeisung aus Windkonvertern, Photovoltaikanlagen und Laufwasserkraftwer-

	ken. Die thermische Restlast ist durch die installierten thermischen Kraftwerke zu decken.
Thermoelektrika	Thermoelektrika sind Verbindungen, die bei Anlegen eines Temperaturgradienten eine elektrische Potenzialdifferenz aufweisen. Diese Differenz kann genutzt werden um elektrischen Strom zu generieren. Damit hergestellte thermoelektrische Konverter wandeln Wärme in elektrische Energie oder transportieren Wärme mittels elektrischer Energie. Sie erlauben es somit, aus Abwärme Strom zu erzeugen oder mit Strom beispielsweise Mikrochips zu kühlen.
Transformator	Ein Transformator (kurz Trafo) ist ein elektrisches Bauelement aus zwei oder mehreren Induktionsspulen auf einem gemeinsamen, weichmagnetischen Eisenkern und hat die Aufgabe, die elektrische Spannung auf die erforderliche Spannungsebene zu transformieren.
Transnationales Netzmanagement	Elektrizitäts- und Gasnetze haben sich in der Regel innerhalb nationalstaatlicher Grenzen entwickelt und werden innerhalb dieser betrieben. Ein effizienter Betrieb umfasst die Abstimmung von Ein- und Ausspeisung der Energieträger und den Ausgleich im Falle von Störungen (Regelenergiemarkt). Der Handel zwischen zwei nationalen Marktgebieten wird effizienter, wenn nicht nur einzelne Transaktionen über Kuppelstellen abgewickelt werden, sondern der Betrieb der beiden Netze aufeinander abgestimmt wird.
Transportaufkommen	siehe ➔Verkehrsaufkommen.
Transportintensität	Indikator für die Leistung im Güterverkehrssektor. Man unterscheidet die aufkommensbezogene von der leistungsbezogenen Transportintensität. Setzt man das ➔Verkehrsaufkommen ins Verhältnis zum Wert der produzierten Güter ergibt sich

	die **aufkommensbezogene** Transportintensität (in Mio. t /€). Ein Wandel in der Struktur der zu produzierenden Güter hin zu hochwertigen Gütern (siehe Güterstruktureffekt) wird sich in der aufkommensbezogenen Transportintensität widerspiegeln. Vernachlässigt werden dabei aber die Distanzen der zurückgelegten Transportwege. Diese werden in der **leistungsbezogenen** Transportintensität berücksichtigt, die als der Quotient aus ➔Verkehrsleistung und ➔Bruttoinlandsprodukt definiert ist und in Mrd. tkm/€ gemessen wird.
Treibhausgasemissionen	Treibhausgase sind gasförmige Stoffe, die eine strahlungsbeeinflussende Wirkung haben und somit zum Treibhauseffekt beitragen. Der Treibhauseffekt bezeichnet die Erwärmung von Erdoberfläche und Atmosphäre, die durch die Strahlungsbeeinflussung der Treibhausgase verursacht wird. Eine zu hohe Konzentration von Treibhausgasen birgt die Gefahr einer dauerhaften Erwärmung der Atmosphäre. Beispiele für Treibhausgase sind Kohlendioxid, Methan und Lachgas.
Treibhausgasminderungspotenzial	Potenzial zur Reduktion der Treibhausgasemissionen durch Einsatz einer alternativen Technologie gegenüber einer konventionellen Referenztechnologie (z. B. Biokraftstoffe im Vergleich zu Mineralölkraftstoffen).
Übrige Industrien	Zu diesem industriellen Sub-Sektor werden die Zweige Erzgewinnungsindustrie, Nahrungs- und Genussmittelindustrie, Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie, Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrien sowie andere Industriezweige jeweils entsprechend der Eurostat Abgrenzung zusammengefasst.
Verbraucherpreis	Der Verbraucherpreis eines Energieträgers ist der in Landeswährung ausgedrückte Preis, den die Endverbraucher tatsächlich

	zu zahlen haben. Im Gegensatz beispielsweise zum Weltmarktpreis sind im Verbraucherpreis auch Steuern und Abgaben enthalten. Eine Besonderheit ergibt sich in Bezug auf die Mehrwertsteuer: diese ist in den Verbraucherpreisen für Haushaltskunden enthalten. Da industrielle Endverbraucher in der Regel vorsteuerabzugsberechtigt sind, werden die Endverbraucherpreise für Industriekunden ohne die Mehrwertsteuer ausgewiesen.
Verbundnetz	Das Verbundnetz bezeichnet die Höchstspannungsebene zur Übertragung elektrischer Energie und umfasst mehrere Regelzonen, die über Kuppelleitungen und Netzkuppeltransformatoren zusammengeschaltet sind.
Vertikal integrierte Energieversorgung	Energieversorgung besteht aus einer Kette wirtschaftlicher Aktivitäten: Erzeugung (Elektrizität) bzw. Förderung (Gas), Durchleitung (über Fernleitungsnetze) und Verteilung (über Verteilnetze). Bei der vertikal integrierten Energieversorgung im Elektrizitätsmarkt übernimmt ein Unternehmen mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung oder Vertrieb. Im Gasmarkt entspricht dies der Wahrnehmung von mindestens einer der Funktionen Fernleitung, Verteilung oder Speicherung und gleichzeitig einer der Funktionen Gewinnung oder Vertrieb von Erdgas.
Verkehrsaufkommen	Im Rahmen der Energieprognose 2009 wird unter dem Begriff Verkehrsaufkommen die Masse (in Mio. t) aller produzierten und damit zum Transport bestimmten Güter verstanden.
Verkehrsleistung	Maß für die Beförderungsleistung im Transportwesen. Im Personenverkehr ist die Verkehrsleistung das Produkt aus den beförderten Personen und der in Kilometern gemessen Entfernung. Die Einheit der Verkehrsleistung im Personenverkehr ist

	demnach Personenkilometer (Pkm). Im Güterverkehr wird die Verkehrsleistung als das Produkt aus transportierter Masse (in Tonnen) und Entfernung (in km) gebildet und in Tonnenkilometern (tkm) gemessen.
Verkehrsträger	im Personenverkehr ein Synonym für Verkehrsmittel. Im Güterverkehr ist die Bezeichnung Verkehrsträger gebräuchlicher und beschreibt beispielsweise die Binnenschifffahrt oder den Lkw-Verkehr.
Virtuelle Kraftwerke	Unter dem Begriff „virtuelles Kraftwerk" wird ein System zur Stromerzeugung verstanden, das nicht in Form eines herkömmlichen Kraftwerks existiert, aber dennoch vergleichbare oder ähnliche Möglichkeiten bietet. Virtuelle Kraftwerke dienen zur optimierten Einsatzsteuerung dezentraler Energieanlagen. Dabei gilt es, die verschiedenen, voneinander unabhängig arbeitenden Einheiten zu einer nach außen hin gemeinsam wirkenden Einheit zusammenzufassen. Der schwankende Energiebetrag der einzelnen Anlagen kann so zur Deckung des Gesamtbedarfs von anderen Anlagen innerhalb des virtuellen Kraftwerks ausgeglichen werden.
Vorcalcinieranlage	Technik im Zusammenhang mit Drehofenanlagen in der Zementindustrie, in dem der bearbeitete Rohstoff weitgehend entsäuert wird, wodurch der Ofen kleiner ausgelegt werden kann.
Wachstum, wirtschaftliches	Als wirtschaftliches Wachstum wird die Änderung des ➔Bruttoinlandsprodukts (BIP) zwischen zwei aufeinanderfolgenden Zeiträumen verstanden. Zu unterscheiden ist eine Betrachtung in jeweiligen Preisen (Nominalbetrachtung) von einer „preisbereinigten" Betrachtung in konstant gehaltenen Preisen eines bestimmten Bezugsjahres (Realbetrachtung). Ein Wachstum des realen BIP bedeutet eine tatsächliche Mehrleistung der Volkswirtschaft, während ein nominal wachsendes BIP nicht zwangs-

läufig auf eine höhere Produktion hindeutet sondern möglicherweise lediglich auf Preissteigerungen zurückgeht. Als **Wachstumspotenzial** wird die mögliche (zukünftige) Ausweitung der volkswirtschaftlichen Wertschöpfung bei durchschnittlicher Auslastung der verfügbaren Produktionskapazitäten verstanden. Das sich tatsächlich einstellende Wachstum kann daher phasenweise auch oberhalb des Wachstumspotenzials liegen, wenn die Produktionskapazitäten übermäßig ausgelastet werden.

Windleistungskredit

Der Windleistungskredit bezeichnet den prozentualen Anteil der insgesamt installierten Leistung von Windkonvertern, der in der Leistungsbilanz als *gesicherte* Leistung zur Deckung der Höchstlast angesehen werden kann.

Wirkungsgrad

Grundsätzlich ist der Wirkungsgrad eines Energieumwandlungsprozesses der Quotient aus der Summe der nutzbar abgegebenen Energien und der zugeführten Energien. Für Stromerzeugungseinheiten berechnet sich der Wirkungsgrad entsprechend als Quotient aus der Stromerzeugung und der zeitgleich technisch zugeführten oder aus dem natürlichen Dargebot entnommenen Energie und kann sowohl brutto als auch netto erfasst werden. Letztgenannte Unterscheidung berücksichtigt die elektrische Arbeit für Neben- und Hilfsanlagen der jeweiligen Erzeugungsanlage (➔Eigenverbrauch).

Wohneinheit

Eine Wohneinheit sind zu Wohnzwecken bestimmte, in der Regel in sich abgeschlossene Räumlichkeiten in ➔Wohngebäuden. Ein Einfamilienhaus stellt beispielsweise eine einzige Wohneinheit dar, ein Mehrfamilienhaus besteht aus mehreren Wohneinheiten. Zu trennen sind Wohneinheiten von dem Begriff des ➔Haushalts: eine Wohneinheit kann mehrere Haushalte

	beherbergen.
Wohngebäude/Nicht-Wohngebäude	Ein Wohngebäude ist ein Gebäude mit vorwiegender Nutzung zu Wohnzwecken. Als Nicht-Wohngebäude werden Gebäude behandelt, in denen zwar ➔Wohneinheiten – wie beispielsweise Hausmeister- oder Einliegerwohnungen – vorhanden sein können, deren vorwiegender Nutzungszweck indessen nicht dem Wohnen dient.
Zwischenüberhitzung	Bei der Zwischenüberhitzung wird das Arbeitsmittel (Wasser bzw. Wasserdampf) nach einer Teilentspannung in der Hochdruckturbine zum Dampferzeuger zurückgeleitet und im Zwischenüberhitzer wieder auf eine ähnliche Temperatur wie der Hochdruckdampf erhitzt.