

Bericht

Szenarienerstellung

für die Enquete-
Kommission „Nachhaltige
Energieversorgung“ des
Deutschen Bundestages

Ansprechpartner:
Dr. Michael Schlesinger

17. Juni 2002
561 - 5668

Inhaltsverzeichnis

1.	Kurzfassung.....	1
2.	Auftrag und Aufbau der Untersuchung.....	12
3.	Grundlegende Annahmen und Definition der Szenarien.....	14
4.	Referenzszenario.....	21
4.1	Charakterisierung des Szenarios.....	21
4.2	Energiewirtschaftliche Entwicklung im Referenzszenario.....	26
4.3	Variante 1 zum Referenzszenario (Alternativer Datensatz).....	37
5.	Treibhausgasminderungsszenarien.....	49
5.1.	Szenario Umwandlungseffizienz.....	49
5.1.1	Szenariophilosophie.....	49
5.1.2	Ergebnisse der Modellrechnungen.....	51
5.1.3	Ergebnisse der Variantenrechnung.....	78
5.2	Szenario REG- / REN-Offensive.....	82
5.2.1	Szenariophilosophie.....	82
5.2.2	Ergebnisse der Modellrechnungen.....	84
5.2.3	Ergebnisse der Variantenrechnung.....	111
5.3	Szenario Fossil-nuklearer Energiemix.....	133
5.3.1	Szenariophilosophie.....	133
5.3.2	Ergebnisse der Modellrechnungen.....	134
5.3.3	Ergebnisse der Variantenrechnung.....	160
6.	Die Modellergebnisse im Vergleich.....	165
7.	Gesamtwirtschaftliche Einordnung der Modellergebnisse.....	174
8.	Welt- und Europaszenarien.....	177
8.1	Kurze Einführung zu den ausgewählten Szenariountersuchungen.....	178
8.2	Demografie und Ökonomie.....	183
8.3	Trendszenarien: Welt.....	185
8.4	Trendszenarien: Westeuropa.....	196
8.5	Zielszenarien: Welt.....	199
8.6	Zielszenarien: Westeuropa.....	207
9.	Literatur.....	208
Anhang: Anlage 1: Szenarienerstellung IER		
Anlage 2: Szenarienerstellung Wuppertal Institut		

1. Kurzfassung

Im Auftrag der Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung" des Deutschen Bundestags hat die Arbeitsgemeinschaft Prognos AG, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER) und Wuppertal Institut (WI) Szenarien zur zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland erstellt. Die Szenarien sollen drei unterschiedliche Wege aufzeigen, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 % gegenüber 1990 zu senken sowie die damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Kosten quantifizieren.

Insgesamt wurden vier Szenarien erstellt, ein Referenzszenario und drei THG-Minderungsszenarien. Zudem wurden drei Varianten berechnet, in denen jeweils unterschiedliche Parameter variiert wurden. Die für die Szenarienerstellung erforderlichen Modellrechnungen wurden mit den jeweiligen Energie-Modellsystemen des IER und des WI in Modellkonkurrenz durchgeführt. Die Berechnungen basieren auf Vorgaben der Enquete-Kommission zur Entwicklung demografischer und ökonomischer Rahmen- daten sowie zur Nachfrage nach Energiedienstleistungen (Tabelle 1-1). Diese Angaben sind in allen Szenarien weitgehend identisch. Unterschiede gibt es nur in den Annahmen zum Modal-Split im Personenverkehr.

Tabelle 1-1: Wichtige sozioökonomische Rahmendaten für die Szenarien

Bevölkerung	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Einwohner in Mio.	82,2	82,2	82,1	80,8	77,9	67,8
Bruttoinlandsprodukt						
BIP (Mrd. Euro)	2023	2221	2438	2882	3286	3989
BIP pro Kopf (Euro)	24611	27019	29695	35668	42182	58835
Veränderung p.a.	2005/2000	2010/2005	2020/2010	2030/2020	2050/2030	2050/2000
BIP (Mrd. Euro)	1,9%	1,9%	1,7%	1,3%	1,0%	1,4%
BIP pro Kopf (Euro)	1,9%	1,9%	1,8%	1,7%	1,7%	1,8%
Arbeitsmarktdaten (in Mio.)						
Erwerbspersonenpotenzial	42,0	k.A.	42,7	41,0	36,9	34,0
Erwerbstätige	37,5	k.A.	37,6	37,2	34,9	32,2
Differenz	-4,4	k.A.	-5,0	-3,8	-2,0	-1,7
Wohnflächen						
Wohnfläche insgesamt	3308	3521	3733	4142	4231	3972
Wohnfläche pro Kopf (m ²)	40,2	42,8	45,5	51,3	54,3	58,6
Verkehrsleistung						
Personenverkehr, Mrd Pkm	968,1	1034	1090,7	1138,2	1139,1	1026,9
Güterverkehr, Mrd tkm	483,1	544,3	607,4	732,4	839,2	964,4
Energieträgerpreise (Euro/GJ)						
Erdöl	2,81	3,18	3,56	4,31	5,06	6,57
Erdgas	2,15	2,50	2,84	3,52	4,20	5,57
Steinkohle	1,36	1,40	1,43	1,59	1,76	2,09

* Von DM in Euro umgerechnet mit Faktor 1,95583 DM/Euro.

Charakterisierung der Szenarien und Varianten

Für die erstellten Szenarien wurden von der Enquete-Kommission neben den sozioökonomischen Rahmendaten auch jeweils spezifische energiewirtschaftliche Vorgaben zur Charakterisierung der einzelnen Szenarien gemacht.

Das **Referenzszenario** basiert im Wesentlichen auf der Fortschreibung der bereits eingeleiteten energie- und umweltpolitischen Maßnahmen. Im Zeitablauf werden bestehende Standards z.B. im Gebäudereich verschärft. Die Energieeffizienz in den unterschiedlichen Nachfragesektoren entwickelt sich trendmäßig. Besondere Vorgaben hinsichtlich der Erreichung des nationalen CO₂-Minderungszieles sowie der Kyoto-Ziele gibt es nicht. Ebenso werden keine THG-Minderungsziele für die fernere Zukunft gesetzt. Das Referenzszenario entspricht von seiner Anlage her damit einem Business-as-usual-Szenario und hat die Funktion einer Benchmark für die Minderungsszenarien.

Das **Szenario Umwandlungseffizienz** legt einen Schwerpunkt auf die Effizienzsteigerung beim Einsatz fossiler Energieträger. Bei der Energiewandlung und -nutzung werden gegenüber dem im Referenzszenario zu Grunde gelegten Trend verstärkt moderne Technologien mit hoher Energieeffizienz eingesetzt. Verschärfte energiepolitische Vorgaben und höhere Energiesteuern sowie auch zielgruppenspezifische Maßnahmenbündel intensivieren die Anstrengungen zur Energieeinsparung gegenüber der Referenzentwicklung.

Das **Szenario REG-/REN-Offensive** ist gekennzeichnet durch einen gegenüber der Referenz deutlich verstärkten kombinierten Einsatz effizienter Erzeugungs- und Nutzungstechnologien sowie durch den forcierten Ausbau erneuerbarer Energien. Das Energiedienstleistungsprinzip setzt sich als Konzept durch. Die Energienutzung wird durch eine Besteuerung im europäischen Rahmen verteuert. Die Erzeugung von Strom in dezentralen Anlagen gewinnt an Bedeutung. Im Gegensatz zu den anderen beiden THG-Minderungsszenarien ist hier die Abscheidung und Lagerung von CO₂, das bei der Kohleverstromung entsteht, nicht zulässig.

Kennzeichen des **Szenarios Fossil-nuklearer Energiemix** ist, dass die ökologischen Nachhaltigkeitsziele im Hinblick auf die ökonomische und soziale Dimension von Nachhaltigkeit möglichst effizient und unter Nutzung der Steuerungsmechanismen von Märkten erreicht werden sollen. Die Energiepolitik setzt Rahmenbedingungen so, dass liberalisierte Märkte und nicht der Staat die Technologien zur Erreichung einer nachhaltigen Energieversorgung auswählen. Im Gegensatz zu den anderen Szenarien ist hier der Zubau neuer Kernkraftwerke ab 2010 zulässig.

Die **Variante 1 "Alternativer Datensatz"** ist im Wesentlichen gekennzeichnet durch Änderungen bei den Wirkungsgraden und bei den ökonomischen Kennziffern von Stromerzeugungs- sowie von

KWK-Technologien. Während hier für die fossilen und nuklearen Kraftwerke von Entwicklungen mit stärkeren Kostenreduktionen sowie höheren Wirkungsgradverbesserungen ausgegangen wird, ist bei den erneuerbaren Energien bei den Nutzungstechnologien eine im Vergleich mit dem Basisdatensatz langsamere bzw. nicht so starke Senkung der Investitionskosten vorgegeben. Mit dem Alternativen Datensatz werden sowohl das Referenzszenario als auch die THG-Minderungsszenarien berechnet.

Tabelle 1-2: Ausgewählte Vorgaben zur Charakterisierung der Szenarien

	Zeitpunkte	Referenzszenario	Nachhaltigkeitsszenario 1 Umwandlungseffizienz	Nachhaltigkeitsszenario 2 REG- / REN-Offensive
THG-Reduktionspfad (Mindestveränderung gegenüber 1990)	2010	-14% (CO2)	-21% (THG)	-21% (THG)
	2020	-15% (CO2)	-35% (THG)	-35% (THG)
	2030	Modellergebnis	-50% (THG)	-50% (THG)
	2040	Modellergebnis	-65% (THG)	-65% (THG)
	2050	Modellergebnis	-80% (THG)	-80% (THG)
Nachfrage nach EDL		abgeleitet aus Rahmendaten	wie Referenz	wie Referenz
REG-Ausbau (Anteil an Nettostromerzeugung bei WI, Nettostromverbrauch bei IER)	2010	>8%	> 12,5% (EU-Ziel)	> 12,5% (EU-Ziel)
	2020	> 10%	mind. wie Referenz	> 20%
	2030	> 15%	mind. wie Referenz	> 30%
	2040	> 17,5%	mind. wie Referenz	> 40%
	2050	> 20%	mind. wie Referenz	> 50%
REG- Ausbau (Mindestanteil am Primärenergieverbrauch) (Wirkungsgradmethode, WI ohne Bilanzierung der Umgebungswärme)	2010	>3,5 %	mind. wie Referenz	>4%
	2020	>4,4%	mind. wie Referenz	>8%
	2030	keine Vorgabe	mind. wie Referenz	>16%
	2040	keine Vorgabe	mind. wie Referenz	>33%
	2050	keine Vorgabe	mind. wie Referenz	>50%
Ausbau KWK (Richtlinie FW 308) (Anteil an Nettostromerzeugung bei WI Nettostromverbrauch bei IER)	2010	> 10%	> 20%	keine Vorgabe
	2020	> 15%	> 22,5%	keine Vorgabe
	2030	> 16,7%	> 28%	keine Vorgabe
	2040	> 18,3%	> 34%	keine Vorgabe
	2050	>20%	>40%	keine Vorgabe
Nutzung der Kernenergie		gemäß Vereinbarung vom 11.06.2001	gemäß Vereinbarung vom 11.06.2001	gemäß Vereinbarung vom 11.06.2001
Nutzung heimischer Steinkohle (in PJ)	2010	> 750	> 300	> 300
	2020	> 500	keine Vorgabe	keine Vorgabe
	ab 2030	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe
Nutzung heimischer Braunkohle (in PJ)	2010	> 1400	> 500	> 500
	2020	> 1400	> 200	> 200
	ab 2030	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe
Versorgungssicherheit		keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe
Importsaldo konventionell erzeugten Stroms	2010 bis 2050	0%	0%	0%
CO2-Abscheidung / - Deponierung		nicht zulässig	zulässig	nicht zulässig
Import von REG-Strom Anteil am Nettostromverbrauch bei WI Anteil am Bruttostromverbrauch bei IER	2010	kein Potenzial	kein Potenzial	kein Potenzial
	2020	keine Vorgabe	mind. wie Referenz, bis zu 2,5%	mind. wie Referenz, bis zu 5%
	2030	keine Vorgabe	mind. wie Referenz, bis zu 5%	mind. wie Referenz, bis zu 10%
	2040	keine Vorgabe	mind. wie Referenz, bis zu 7,5%	mind. wie Referenz, bis zu 15%
	2050	keine Vorgabe	bis zu 10%	bis zu 20%

In der **Variante 2 „Solare Vollversorgung“** wird ein möglichst weitgehender Ausbau der erneuerbaren Energieträger mit dem Ziel einer Vollversorgung auf Basis erneuerbarer Energien anvisiert. Der Ausbau wird unter anderem durch eine besondere Förderung der Nutzung von Biomasse (Schwerpunkt auf KWK-Nutzung) und des Imports von Strom aus erneuerbaren Energien unterstützt. Die Basis für die Variantenrechnung stellt das Szenario REG-/REN-Offensive dar.

Grundlage der Szenariorechnungen der **Variante 3 „Sofortiger Kernenergieausstieg“** ist die Vorgabe eines sofortigen Kernenergieausstiegs. Aufbauend auf dem Szenario REG-/REN-Offensive wird

angenommen, dass im Jahr 2005 kein Strom mehr aus Kernkraftwerken in Deutschland produziert werden darf. Weiter ist vorgegeben, dass zum kurzfristigen Ersatz in 2005 ein Stromimport zugelassen wird, dass dann aber spätestens ab 2010 der Kernenergiestrom vollständig durch Maßnahmen in Deutschland zu ersetzen ist.

Ergebnisse des Referenzszenarios

Im Referenzszenario, für das keine Minderungsziele für die Klimagase vorgegeben sind, liegen die THG-Emissionen im Jahr 2010 um 17,4 % und im Jahr 2050 um 30,9 % unter dem Wert des Jahres 1990. Die in den Minderungsszenarien zu erreichenden Reduktionen (-21 % im Jahr 2010 und -80 % im Jahr 2050) werden damit nicht erreicht.

Die trendmäßige Fortschreibung der Effizienzsteigerungen in den Nachfragesektoren führt in Verbindung mit den sozioökonomischen Parametern (vgl. Tabelle 1-1) zu einem Rückgang des Endenergieverbrauches zwischen 1998, dem Basisjahr der Berechnungen und 2050 um 13,1 %. Der Rückgang des Primärenergieverbrauchs (PEV) fällt im selben Zeitraum mit 21,8 % deutlich höher aus. Zum Teil ist dieser im Vergleich zum Endenergieverbrauch stärkere Rückgang auf überdurchschnittliche Effizienzgewinne im Umwandlungssektor zurück zu führen. Eine Rolle spielt aber auch die unterschiedliche primärenergetischen Bewertung der einzelnen Energieträger auf Basis der Wirkungsgradmethode.

Zwischen den Primärenergieträgern gibt es deutliche Verschiebungen. Anteilsgewinne verzeichnen die Kohlen, Erdgas und die regenerativen Energieträger.

Die Energieintensität, gemessen als Relation des PEV zum BIP vermindert sich zwischen 1998 und 2050 um jahresdurchschnittlich 1,9 % und damit stärker als in der Vergangenheit.

Ergebnisse des Szenarios Umwandlungseffizienz

Das Szenario ist geprägt durch eine gegenüber der Referenz deutlich höhere Energieeffizienz. So sinkt der nach der Wirkungsgradmethode ermittelte spezifische (Primär-) Energieverbrauch bezogen auf das reale BIP zwischen 1998 und 2050 –je nach Modell- um durchschnittlich 2,1% (IER) beziehungsweise 2,4% (WI) pro Jahr. Im Endjahr der Betrachtung werden damit rund 11,5% (IER) bzw. rund 29,4% (WI) weniger Primärenergie verbraucht als in der Referenz.

Die Erreichung der vorgegebenen Ziele zur Reduktion der THG-Emissionen erfordern neben der Verringerung der spezifischen Energieverbräuche eine gravierende Umstrukturierung des Primärenergieeinsatzes. CO₂-reiche Energieträger werden durch CO₂-arme substituiert, regenerative Energien erfahren einen erheblichen Bedeutungszuwachs. Die in diesem Szenario zulässige Abscheidung und Lagerung von CO₂ erlaubt bis zum Jahr 2050 allerdings noch einen signifikanten Einsatz von Braun-

und Steinkohle in großtechnischen Anlagen. Dabei geht der Braunkohleneinsatz über die in den Szenariovorgaben definierte Mindestnutzung hinaus. Gegen Ende des Betrachtungszeitraumes wird es erforderlich, neben Strom einen weiteren CO₂-freien Energieträger bereitzustellen, um die THG-Ziele erfüllen zu können. Diese Funktion erfüllt Wasserstoff, der entweder durch Elektrolyse (auf Basis regenerativ erzeugten Stroms oder mit Hilfe elektrischer Energie aus Kohlekraftwerken mit CO₂-Abscheidung) oder direkt im Kohlevergasungsprozess hergestellt wird.

Auch im Endenergiebereich fallen die Effizienzsteigerungen gegenüber der Referenz deutlich höher aus. Im Jahr 2050 liegt der Endenergieverbrauch in den Modellergebnissen des IER um 29,5% unter dem Wert des Basisjahres 1998 und um 18,9% niedriger als in der Referenzrechnung für das Jahr 2050. Beim WI lauten die entsprechenden Werte 37,3% und 27,9%.

In der Energieumwandlung, also vor allem bei der Erzeugung von Strom und Fern- sowie Nahwärme stellen sich im Szenario Umwandlungseffizienz erhebliche Systemveränderungen ein. Gekennzeichnet ist dieses Szenario durch den Aufbau einer Entsorgungsstruktur für CO₂, das in Braunkohle- und Steinkohle-betriebenen Großkraftwerken und Heizkraftwerken sowie Kohlevergasungsanlagen abgeschieden und dann in unterirdische Lagerstätten verbracht wird. Diese CO₂-Neutralisierung erlaubt es, bis zum Jahr 2050 die CO₂-reichen Primärenergieträger Braun- und Steinkohle in der Verstromung und in der KWK beziehungsweise zur Herstellung von Wasserstoff zu nutzen. Neben der Kohleverstromung ist die regenerative Stromerzeugung das zweite Standbein der Elektrizitätswirtschaft.

Mit der gegenüber der Referenzentwicklung verstärkten Reduzierung der THG-Emissionen sind Mehrkosten verbunden. Lässt man die externen Kosten der Energieversorgung ausser acht, belaufen sich diese Mehrkosten (real und in Preisen des Jahres 1998 gerechnet) über den gesamten Zeitraum kumuliert auf 348,1 Mrd EUR beim IER und auf 226,1 Mrd EUR beim WI. Abdiskontiert auf das Jahr 1998 entspricht dies einem Betrag von 78,5 Mrd EUR bzw. 35,7 Mrd EUR.

Tabelle 1-3: Energieverbrauch im Szenario Umwandlungseffizienz

	1998	2010		2030		2050	
		IER	WI	IER	WI	IER	WI
Primärenergieverbrauch (PJ)	14.521	13.881	12.994	11.402	9.754	10.044	8.015
Endenergieverbrauch (PJ)	9.444	9.538	9.079	8.649	7.550	6.656	5.918
davon Strom (PJ)	1.699	1.771	1.679	1.844	1.613	1.935	1.542
Nettostrombereitstellung (TWh)	497	530	510	544	488	667	467

Ergebnisse des Szenarios REG-/REN-Offensive

Kennzeichnend für das Szenario ist eine gegenüber der Referenz deutlich höhere Energieeffizienz und ein massiver Ausbau der regenerativen Energien im Inland sowie der Import regenerativ erzeugten Stroms. Der nach der Wirkungsgradmethode ermittelte spezifische Primärenergieverbrauch, bezogen auf das reale BIP, sinkt zwischen 1998 und 2050 –je nach Modell- um durchschnittlich 2,3% (IER) beziehungsweise 2,8% (WI) pro Jahr. Im Endjahr der Betrachtung wird damit rund 22,4% (IER) bzw. 40,4% (WI) weniger Primärenergie benötigt als in der Referenz.

Die vorgegebenen Ziele zur Reduktion der THG-Emissionen erfordern neben der Verringerung der spezifischen Energieverbräuche eine gravierende Umstrukturierung des Primärenergieeinsatzes. CO₂-reiche Energieträger werden durch CO₂-arme substituiert, regenerative Energien erfahren einen massiven Bedeutungszuwachs. Gegen Ende des Betrachtungszeitraumes wird es erforderlich, neben Strom einen weiteren CO₂-freien Energieträger bereitzustellen, um die THG-Ziele erfüllen zu können. Diese Funktion erfüllt Wasserstoff, der durch Elektrolyse auf Basis regenerativ –insbesondere in Windkraftanlagen- erzeugten Stroms hergestellt wird.

Auch im Endenergiebereich fallen die Effizienzsteigerungen deutlich höher aus als in der Referenz. Im Jahr 2050 liegt der Endenergieverbrauch in den Modellergebnissen des IER um 37,4% unter dem Wert des Basisjahres 1998 und um 28% niedriger als in der Referenzrechnung für das Jahr 2050. Beim WI lauten die entsprechenden Werte 45,4% und 37,2%.

In der Energieumwandlung, also vor allem bei der Erzeugung von Strom und Fern- sowie Nahwärme stellen sich im Szenario REG-/REN-Offensive erhebliche Systemveränderungen ein. Die Bedeutung fossiler Energieträger nimmt bis 2050 drastisch ab, nur Erdgas spielt dann noch eine signifikante Rolle. Der überwiegende Teil der Stromerzeugung basiert im Jahr 2050 auf regenerativen Energien. Vor allem der massive Ausbau von Windenergie, Biomasse und zum Ende des Betrachtungszeitraumes auch Geothermie trägt zu dieser Entwicklung bei. Einen wichtigen Beitrag zur Stromversorgung liefert auch Importstrom, der im Ausland auf regenerativer Basis erzeugt wurde.

Mit der gegenüber der Referenzentwicklung verstärkten Reduzierung der THG-Emissionen im Szenario REG-/REN-Offensive sind Mehrkosten verbunden. Lässt man die externen Kosten der Energieversorgung ausser acht, belaufen sich diese Mehrkosten (real und in Preisen des Jahres 1998 gerechnet) über den gesamten Zeitraum kumuliert auf 617,4 Mrd EUR beim IER und auf 201,1 Mrd EUR beim WI. Abdiskontiert auf das Jahr 1998 entspricht dies einem Betrag von 142 Mrd EUR bzw. 40,4 Mrd EUR.

Tabelle 1-4: Energieverbrauch im Szenario REG-/REN-Offensive

	1998	2010		2030		2050	
		IER	WI	IER	WI	IER	WI
Primärenergieverbrauch (PJ)	14.521	13.869	12.626	10.920	8.918	8.810	6.762
Endenergieverbrauch (PJ)	9.444	9.504	8.802	9.187	6.780	5.910	5.156
davon Strom (PJ)	1.699	1.766	1.632	1.816	1.500	1.563	1.368
Nettostrombereitstellung (TWh)	497	529	494	549	460	570	481

Ergebnisse des Szenarios Fossil-nuklearer Energiemix

Das Szenario Fossil-nuklearer Energiemix ist zum einen geprägt durch einen im Jahr 2050 relativ hohen Verbrauch an Primärenergie und Strom, zum anderen durch die große Bedeutung der Kernkraft in der Stromerzeugung.

Der nach der Wirkungsgradmethode ermittelte spezifische (Primär-) Energieverbrauch bezogen auf das reale BIP sinkt in diesem Szenario zwischen 1998 und 2050 um jahresdurchschnittlich 1,5% (IER) beziehungsweise 1,9% (WI) pro Jahr. Im Endjahr der Betrachtung wird damit rund 20% mehr (IER) bzw. 0,9% weniger (WI) Primärenergie eingesetzt als in der Referenz.

Die vorgegebenen Ziele zur Reduktion der THG-Emissionen werden in erster Linie durch eine Umstrukturierung des Primärenergieeinsatzes erreicht. Fossile Energieträger werden durch Kernenergie und regenerative Energien substituiert. Im Jahr 2050 werden nur noch rund 4.000 PJ Mineralöl und Erdgas eingesetzt, Kohle spielt für die Energieversorgung keine Rolle mehr. Einen massiven Ausbau erfährt die Kernenergienutzung. Auf sie entfällt 2050 rund 50% des Primärenergieverbrauchs. Die Bedeutung regenerativer Energien ist mit etwa 10% (WI) bis 20% (IER; hier entfällt ein maßgeblicher Anteil allerdings auf die Umgebungswärme, die bei WI nicht bilanziert wird) vergleichsweise gering.

Im Endenergiebereich fallen die Effizienzsteigerungen etwas höher aus als in der Referenz. Im Jahr 2050 liegt der Endenergieverbrauch in den Modellergebnissen des IER um 23,5% unter dem Wert des Basisjahres 1998 und um 11,9% niedriger als in der Referenzrechnung für das Jahr 2050. Beim WI lauten die entsprechenden Werte 35% und 25,2%.

In der Energieumwandlung, also vor allem bei der Erzeugung von Strom und Fern- sowie Nahwärme stellen sich im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix erhebliche Strukturveränderungen ein. Gekennzeichnet ist dieses Szenario durch den massiven Ausbau der Stromerzeugung aus Kernkraft, auf sie entfallen im Jahr 2050 –je nach Modell- zwischen 66,9% (WI) und 82,3% (IER) der Nettostrombereitstellung. Neben der Kernkraft rücken andere Optionen in den Hintergrund. Dennoch nimmt im Zeitverlauf die Nutzung regenerativer Energien in der Stromerzeugung zu. Fossile Energieträger spielen

in der Stromerzeugung nur bei den Ergebnissen des WI im Jahr 2050 noch eine kleine Rolle.

Mit der verstärkten Reduzierung der THG-Emissionen im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix sind in den Berechnungen des IER Minderkosten, beim WI Mehrkosten gegenüber der Referenz verbunden. Lässt man die externen Kosten der Energieversorgung ausser acht, belaufen sich über den gesamten Zeitraum kumuliert die Minderkosten beim IER auf 334,1 Mrd EUR (real und in Preisen des Jahres 1998 gerechnet), die entsprechenden Mehrkosten beim WI auf 140,8 Mrd EUR. Abdiskontiert auf das Jahr 1998 entspricht dies Minderkosten von 91,2 Mrd EUR (IER) bzw. Mehrkosten von 15,4 Mrd EUR (WI).

Tabelle 1-4: Energieverbrauch im Szenario REG-/REN-Offensive

	1998	2010		2030		2050	
		IER	WI	IER	WI	IER	WI
Primärenergieverbrauch (PJ)	14.521	13.947	13.284	13.889	10.980	13.616	11.255
Endenergieverbrauch (PJ)	9.444	9.612	9.163	9.404	7.700	7.229	6.140
davon Strom (PJ)	1.699	1.777	1.766	2.020	1.760	2.628	1.793
Nettostrombereitstellung (TWh)	497	532	532	604	544	800	820

Ergebnisse der Variantenrechnungen

Die **Variante 1 „Alternativer Datensatz“**, die nur vom IER berechnet wurde, führt im Vergleich zu den Ergebnissen des Basisdatensatzes in den THG-Minderungsszenarien zu folgenden Veränderungen:

- Im Szenario Umwandlungseffizienz liegt der Primärenergieeinsatz im Jahr 2050 um rund 5 % höher als im Basisfall, und es gibt deutliche Strukturverschiebungen zu Gunsten der Steinkohle sowie in abgeschwächterer Form der Biomasse und zu Lasten der Braunkohle und der sonstigen regenerativen Energien. In die selbe Richtung gehen die Strukturänderungen in der Stromerzeugung. Die Mehrkosten gegenüber der jeweiligen Referenz sind in der Variante 1 geringfügig niedriger als im Basisfall.
- Im Szenario REG-/REN-Offensive sind die energiewirtschaftlichen Veränderungen gegenüber den Ergebnissen der Modellrechnungen mit dem Basisdatensatz gering, auch wenn sich zwischenzeitlich kleinere Strukturverschiebungen zwischen Energieeinsparung auf der einen Seite und höherer CO₂-Abtrennung auf der anderen Seite, zwischen Kondensationsstromerzeugung und KWK-Stromerzeugung oder zwischen Steinkohle und Erdgas ergeben. Allerdings sind die Mehrkosten im Vergleich zum Basisfall deutlich höher.
- Im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix liegt der Primärenergieeinsatz im Jahr 2050 etwa auf

dem gleichen Niveau wie im Basisfall. Es gibt Strukturverschiebungen zu Gunsten der Kohle sowie in stärkerem Ausmaß der Kernenergie und zu Lasten des Erdgases und in größerem Umfang der regenerativen Energien. Die selben Strukturänderungen finden sich in der Stromerzeugung. Durchgängig ist zudem die Stromerzeugung in der Variante 1 höher als im Basisfall, weil in der Variante nochmals stärker Stromanwendungen genutzt werden. Die Kosteneinsparungen gegenüber der jeweiligen Referenz sind in der Variante 1 deutlich höher als im Basisfall.

Die **Variante 2 „Solare Vollversorgung“**, die ebenfalls nur vom IER berechnet wurde, führt im Vergleich zu den Ergebnissen des Basisdatensatzes in den THG-Minderungsszenarien zu folgenden Veränderungen:

Der Primärenergieverbrauch weist im Jahr 2050 in der Variante 2 annähernd das gleiche Niveau auf wie im Basisfall (-13,5 %), die Struktur zeigt aber die - vorgegebenen - Verschiebungen zu Gunsten der regenerativen Energien (Biomasse, Solarenergie und Umgebungswärme sowie Stromimporte) und zu Lasten von Erdgas, Mineralöl und Braunkohle.

Der Endenergieverbrauch wird im Jahr 2050 im Wesentlichen durch Strom, Fern- und Nahwärme, die erneuerbaren Endenergieträger sowie durch Wasserstoff gedeckt. Mit fossilen Energieträgern werden nur noch 5,4 % des Endenergiebedarfs bereitgestellt, im Basisfall des Szenarios REG-/REN-Offensive sind es 36,4 %.

Die Strombereitstellung erfolgt – einschließlich der REG-Stromimporte und des Wasserstoffs – zu 100 % auf Basis regenerativer Energien und zu einem Drittel in KWK-Anlagen.

Die THG-Minderungskosten liegen deutlich oberhalb der Kosten im Basisfall.

Die Ergebnisse der Modellrechnungen zur **Variante 3 „Sofortiger Kernenergieausstieg“**, die von IER und WI berechnet wurden zeigen, dass vorübergehend (bis etwa 2005) die durch den Sofortausstieg entstehende Deckungslücke - je nach Annahmen über den Preis des Importstroms - zu 50 % bis 100 % durch Stromimporte gedeckt wird, der Rest durch eine höhere Auslastung inländischer Kapazitäten oder durch Reaktivierung stillgelegter Anlagen. Im weiteren Zeitverlauf werden dann zunehmend Kapazitäten, vor allem auf Erdgasbasis, aber auch im Bereich der Biomasseverstromung im Inland errichtet. Langfristig gibt es keine wesentlichen Abweichungen der Ergebnisse der Variante 3 vom Basisfall.

Vergleich der Modellergebnisse

Die Modellergebnisse zeigen, dass es zur Erreichung der Reduktionsziele hinsichtlich der THG-Emissionen verschiedene Wege gibt. Folgende Entwicklungslinien erweisen sich in allen Szenarien trotz der unterschiedlichen Rahmensetzungen als robust:

- Die vorgegebenen Reduktionsziele werden erreicht, zum Teil werden sie übererfüllt.
- Energie wird in allen Bereichen effizienter genutzt, Energiesparen hat einen hohen Stellenwert.
- Die Nutzung fossiler Energieträger wird stark eingeschränkt.
- Die regenerativen Energiequellen gewinnen, zum Teil massiv, an Bedeutung. Langfristig erreichen Biomasse und Geothermie eine mit der Wasserkraft vergleichbare Bedeutung.
- Der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch steigt.

Neben diesen Gemeinsamkeiten weisen die einzelnen Szenarien allerdings jeweils spezifische, zum Teil erhebliche Unterschiede auf. Dies gilt auf der einen Seite für den Vergleich der Ergebnisse für die einzelnen Szenarien, die von einem Institut erstellt wurden sowie auf der anderen Seite zum Teil auch für die Ergebnisse des IER bzw. des WI für das selbe Szenario.

Gesamtwirtschaftliche Einordnung der Ergebnisse

Die energiewirtschaftlichen Veränderungen, die mit der Reduktion der THG-Emissionen verbunden sind, haben Rückwirkungen auf die Wirtschaft. Im Rahmen dieser Studie konnten diese Effekte nicht im Detail untersucht und quantifiziert werden, qualitative Aussagen sind aber möglich.

In allen Szenarien dürften diejenigen Unternehmen profitieren, die Produkte herstellen, die entweder der Energieeinsparung oder der Nutzung regenerativer Energiequellen dienen. Eine wichtige Rolle spielen hierbei die Bauwirtschaft (Gebäudedämmung) und ihre Zulieferer. In allen Szenarien ist zudem ein gegenüber der Referenzentwicklung verstärkter Trend hin zu den leitungsgebundenen Endenergieträgern Strom und Fernwärme zu verzeichnen. Unternehmen, die hier tätig sind, dürften ebenfalls zu den Gewinnern der Klimaschutzstrategie gehören. Zu den Verlierern gehören dagegen diejenigen Branchen, deren Geschäft an den Absatz und den Verbrauch von Erdgas, Mineralöl und Ölprodukten gekoppelt ist.

In anderen Punkten unterscheiden sich die untersuchten Reduktionsszenarien voneinander und lassen deshalb unterschiedliche gesamtwirtschaftliche Konsequenzen erwarten:

- Im Szenario Umwandlungseffizienz wird ein größerer Teil des Einkommens als in der Referenz für Zwecke des Klimaschutzes benötigt und steht für andere Verwendungen nicht mehr zur

Verfügung. Von den strukturellen Veränderungen in der Energiewirtschaft dürften im Szenario Umwandlungseffizienz besonders die Hersteller von innovativen Kohlekraftwerken profitieren. Dies gilt auch für die Importeure von Steinkohle.

- Auch im Szenario REG-/REN-Offensive wird ein größerer Teil des Einkommens als in der Referenz für den Klimaschutz reserviert und kann damit nicht mehr anders verwendet werden. Von den strukturellen Veränderungen in der Energiewirtschaft dürften im Szenario REG-/REN-Offensive insbesondere die Hersteller von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energiequellen und von Einspartechnologien profitieren. Zu den eindeutigen Verlierern zählt hier die Kohlewirtschaft.
- Im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix ist auf Grund der unterschiedlichen Ergebnisse – das IER weist Minderkosten gegenüber der Referenz aus, das WI Mehrkosten - keine eindeutige Aussage hinsichtlich der ökonomischen Wirkungsrichtung der THG-Emissionsvermeidungsstrategie möglich. Die strukturellen Veränderungen dagegen weisen in beiden Modellen in eine ähnliche Richtung. Zu den Gewinnern zählen die Hersteller von Kernkraftwerken sowie alle in den Brennstoffkreislauf involvierten Unternehmen. Auf der Verliererseite findet sich die Kohlewirtschaft wieder.

2. Auftrag und Aufbau der Untersuchung

Im Dezember 2000 hat die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung" des Deutschen Bundestags die Arbeitsgemeinschaft Prognos AG, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart und Wuppertal Institut (WI) beauftragt, Szenarien zur künftigen energiewirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland zu erstellen. Die Szenarien umfassen ein Referenzszenario sowie drei unterschiedliche Treibhausgasminderungsszenarien.

Die hierzu erforderlichen Modellrechnungen wurden mit den jeweiligen Energie-Modellsystemen des IER und des WI in Modellkonkurrenz durchgeführt. Von beiden Instituten wurden die THG-Minderungs-Szenarien "Umwandlungseffizienz", "REG-/REN-Offensive" und "Fossil-nuklearer Energiemix" berechnet, in denen die THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 um 80% gesenkt werden sollen. Das zugehörige Referenzszenario wurde vom IER und Prognos entwickelt. Daneben wurden folgende Varianten berechnet:

- Variante 1: Zur Referenz sowie zu allen drei Reduktionsszenarien wurden Modellrechnungen mit einem "Alternativen Datensatz" (Technikdaten und Kostenparameter) von IER durchgeführt.
- Variante 2: Aufbauend auf dem Szenario "REG-/REN-Offensive" wurde vom IER eine Modellrechnung durchgeführt, in der eine "Solare Vollversorgung" dargestellt wird.
- Variante 3: Aufbauend auf dem Szenario "REG-/REN-Offensive" wurde von IER und WI eine Modellrechnung durchgeführt, die einen sofortigen Ausstieg aus der Kernenergie simuliert.

Die Modellrechnungen basieren auf Vorgaben zur Entwicklung sozioökonomischer Rahmendaten sowie zur Nachfrage nach Energiedienstleistungen. Diese Angaben sind weitgehend mit denjenigen des Referenzszenarios identisch. Unterschiede gibt es in den Annahmen zum Modal-Split im Personenverkehr. Hierauf wird an der entsprechenden Stelle in der Szenarienbeschreibung hingewiesen.

Im folgenden Kapitel 3 des gemeinsamen Berichts der Arbeitsgemeinschaft sind die wichtigsten Annahmen hinsichtlich der demografischen und wirtschaftlichen Entwicklung und der Szenariendefinition sowie des grundlegenden Vorgehens beschrieben.

Kapitel 4 enthält die Darstellung des Referenzszenarios, zum einen auf Grundlage des Basisdatensatzes, zum anderen auf Grundlage des Alternativen Datensatzes.

In Kapitel 5 werden die THG-Minderungs-Szenarien einschließlich der Variantenrechnungen beschrieben.

Kapitel 6 vergleicht die Ergebnisse der einzelnen Szenarienberechnungen von IER und WI miteinander.

In Kapitel 7 wird eine gesamtwirtschaftliche Einordnung der Ergebnisse vorgenommen.

Kapitel 8 stellt die Ergebnisse von Referenz- und Zielszenarien auf internationaler Ebene, getrennt nach Welt- und Europaszenarien dar.

Der Anhang zu dieser Studie umfasst zwei Anlagen, in denen die Arbeiten von IER und WI noch einmal im Zusammenhang dokumentiert sind:

Anlage 1 enthält die Darstellung der Ergebnisse der Szenarioarbeiten des IER sowie eine Beschreibung des von IER verwendeten Modells

In Anlage 2 werden einerseits die Ergebnisse der Szenarioarbeiten des WI sowie das von WI verwendete Modell dargestellt, andererseits werden aktuelle Europa- und Weltszenarien zur langfristigen energiewirtschaftlichen Entwicklung verglichen

3. Grundlegende Annahmen und Definition der Szenarien

Für die Szenarienerstellung wurden seitens der Enquete-Kommission einerseits Vorgaben hinsichtlich der langfristigen Entwicklung von Bevölkerung, Wirtschaft und weiterer energiewirtschaftlich relevanter Größen vorgegeben (vgl. Tabelle 3-1).

Tabelle 3-1: Sozioökonomische Rahmendaten für die Szenarien

Bevölkerung	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Einwohner in Mio.	82,2	82,2	82,1	80,8	77,9	67,8
Bruttoinlandsprodukt						
BIP (Mrd. Euro)	2023	2221	2438	2882	3286	3989
BIP pro Kopf (Euro)	24611	27019	29695	35668	42182	58835
Veränderung p.a.	2005/2000	2010/2005	2020/2010	2030/2020	2050/2030	2050/2000
BIP (Mrd. Euro)	1,9%	1,9%	1,7%	1,3%	1,0%	1,4%
BIP pro Kopf (Euro)	1,9%	1,9%	1,8%	1,7%	1,7%	1,8%
Arbeitsmarktdaten (in Mio.)						
Erwerbspersonenpotenzial	42,0	k.A.	42,7	41,0	36,9	34,0
Erwerbstätige	37,5	k.A.	37,6	37,2	34,9	32,2
Differenz	-4,4	k.A.	-5,0	-3,8	-2,0	-1,7
sektorale Wirtschaftsleistung (Struktur in %)						
	1998		2010	2020	2030	2050
Land- und Forstwirtschaft	1,3	k.A.	1,1	0,9	0,8	0,6
Bergbau	0,4	k.A.	0,2	0,1	0,1	0,1
Verarbeitendes Gewerbe	22,0	k.A.	21,5	21,3	20,7	19,6
Energie- und Wasserversorgung	2,2	k.A.	2,0	1,9	1,8	1,5
Baugewerbe	6,0	k.A.	5,3	4,8	4,3	3,3
Handel, Gastgewerbe, Verkehr	17,7	k.A.	18,3	18,7	19,2	19,7
Kreditinstitute, Versicherungen	5,2	k.A.	5,1	5,0	4,9	4,6
Sonstige Dienstleistungen	39,1	k.A.	41,5	43,1	44,8	48,2
Verwaltung, Verteidigung, Sozialvers.	6,3	k.A.	4,9	4,2	3,5	2,4
Insgesamt	100,0	k.A.	100,0	100,0	100,0	100,0
Wohnflächen						
	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Ein-/Zweifamilienhäuser (Mio m ²)	1880	2016	2155	2425	2493	2356
Mehrfamilienhäuser (inkl. Nichtwohngeb.) (Mio m ²)	1428	1505	1578	1717	1738	1616
Summe	3308	3521	3733	4142	4231	3972
Wohnfläche pro Kopf (m ²)	40,2	42,8	45,5	51,3	54,3	58,6
Verkehrsleistung						
Personenverkehr, Mrd Pkm	968,1	1034	1090,7	1138,2	1139,1	1026,9
Güterverkehr, Mrd tkm	483,1	544,3	607,4	732,4	839,2	964,4
Energieträgerpreise (Euro/GJ)						
Erdöl	2,81	3,18	3,56	4,31	5,06	6,57
Erdgas	2,15	2,50	2,84	3,52	4,20	5,57
Steinkohle	1,36	1,40	1,43	1,59	1,76	2,09

Langfristig gehen alle Szenarien von einem starken Rückgang der Bevölkerung in Deutschland aus. Die Wohnbevölkerung wird von heute rund 82 Millionen auf 68 Millionen Menschen im Jahr 2050 sinken. Im gleichen Zeitraum verdoppelt sich bei einem durchschnittlichen Wachstum von gut 1,3 %/a

das Bruttoinlandsprodukt (BIP) nahezu. Dies bedeutet, dass das Bruttoinlandsprodukt pro Kopf auf etwa das 2,4-fache des Ausgangswertes steigen wird.

Die Wirtschaftsstrukturentwicklung ist gekennzeichnet durch eine Fortsetzung der Tendenz zur Ausweitung des tertiären Sektors. So werden sich der Anteil der Land- und Forstwirtschaft an der gesamten Bruttowertschöpfung langfristig mehr als halbieren und auch das Verarbeitende Gewerbe wird nur unterdurchschnittlich wachsen. Dagegen liegen die Wachstumsraten im Bereich Handel, Gastgewerbe, Verkehr und bei den sonstigen Dienstleistungen deutlich über dem Durchschnitt. Insgesamt steigt der Anteil der Dienstleistungssektoren an der gesamten Bruttowertschöpfung von etwa zwei Dritteln im Jahr 1998 auf rund drei Viertel zur Mitte des Jahrhunderts an.

Bei Fortsetzung des Trends einer zunehmenden Wohnfläche pro Einwohner (40,2 m² im Jahr 2000; 58,6 m² im Jahr 2050) steigt die gesamte Wohnfläche bis 2030 weiter an, um dann im Zusammenhang mit der rückläufigen Bevölkerungszahl auf 3970 Mio. m² im Jahr 2050 zurückzugehen. Damit ist die gesamte Wohnfläche am Ende des Betrachtungszeitraumes etwa 20 % größer als heute.

Für die Personenverkehrsleistung ist ähnlich wie bei der Wohnfläche die Bevölkerungsentwicklung von großer Bedeutung. Zunächst steigt die Personenverkehrsleistung von 968 Mrd. Pkm auf etwa 1140 Mrd. Pkm (+18 %) im Jahr 2020 an, um bis zum Jahr 2050 wieder auf 1030 Mrd. Pkm zurück zu gehen. Für die Güterverkehrsleistung wird eine deutlich stärkere Zunahme unterstellt, so dass sich bis zum Jahr 2050 die gesamte Güterverkehrsleistung etwa verdoppelt. Hier überlagern sich verschiedene Effekte. So nimmt die Transportintensität einerseits wegen sich intensivierender nationaler und internationaler Arbeitsteilung zu, gleichzeitig bewirkt der wirtschaftliche Strukturwandels (wachsender Anteil des Dienstleistungssektors) für sich genommen einen Rückgang der Transportintensität. Im Zusammenspiel dieser Faktoren entwickelt sich die Güterverkehrsleistung parallel zum Bruttoinlandsprodukt.

Eine weitere wichtige Vorgabe betrifft die mittel- und langfristige Entwicklung der (realen) Importpreise von Erdöl, Erdgas und Steinkohle. Vorgegeben wird hier ein kontinuierlicher Preisanstieg, der aufgrund der Ressourcensituation bei Erdöl und Erdgas mit durchschnittlich 1,7 bzw. 1,9 %/a etwa doppelt so hoch ausfällt wie bei der Steinkohle (0,9 %/a). Am Ende des Betrachtungszeitraumes liegen die realen Importpreise von Erdöl bei 230 %, von Erdgas bei 260 % und von Steinkohle bei 150 % des heutigen Niveaus.

Neben diesen sozioökonomischen Rahmendaten, die im Wesentlichen für das Referenzszenario und die THG-Minderungs-Szenarien identisch sind, wurden von der Kommission Vorgaben hinsichtlich bestimmter Grenzen (Bounds) für den Einsatz einzelner Energieträger oder Techniken gemacht. Diese Vorgaben unterscheiden sich zum großen zwischen den Szenarien und sind damit Ausschlag gebend

für deren Charakterisierung (Tabelle 3-2). Explizit wurden beispielsweise Vorgaben für den Anteil regenerativer Energien, die Kohlenutzung oder die Sanierungsraten im Gebäudebereich definiert.

Sowohl die Bounds als auch der Datensatz wurden den Gutachtern von der Enquete-Kommission vorgegeben. Nicht in allen Punkten stimmen die Gutachter hinsichtlich der Vorgaben mit der Kommission überein. Insofern können die Ergebnisse der Modellrechnungen nicht als "von unabhängigen Studiennehmern erstellt" interpretiert werden. Vielmehr kommen darin auch die Einschätzungen der Kommission hinsichtlich einzelner Techniken zum Ausdruck.

Die Modellrechnungen folgen grundsätzlich der Strategie, diejenigen Optionen zur THG-Reduktion zuerst umzusetzen, die mit den geringsten Mehrkosten verbunden sind bzw. die außer Energieeinsparungen gleichzeitig die höchsten Kosteneinsparungen erbringen. Bei diesen Berechnungen wird auf Basis der gesamtwirtschaftlichen Kosten argumentiert, Steuern und Subventionen werden nicht betrachtet. Ein Beispiel soll dieses Vorgehen verdeutlichen. Wird im Reduktionsszenario ein verbrauchsoptimiertes Fahrzeug anstelle eines Normalfahrzeugs in der Referenz eingesetzt, dann werden dessen Investitionsmehrkosten (gegenüber dem Normalfahrzeug) ohne MwSt in Ansatz gebracht. Von diesen Mehrkosten werden die Einsparungen an Kraftstoff (im Vergleich zum Referenzfahrzeug) über die Lebensdauer des Fahrzeugs abgezogen, wobei mögliche Unterschiede in der Lebensdauer zwischen den beiden Fahrzeugen berücksichtigt werden. Dabei wird der Kraftstoff ebenfalls zu Kosten ohne Steuern (also rund 30 Cent statt 1 EURO) bewertet. Zwischen gesamtwirtschaftlichen Kosten und einzelwirtschaftlichen Kosten können, sofern Steuern oder Subventionen eine bedeutende Größenordnung erreichen, deshalb erhebliche Unterschiede bestehen. In der realen Welt spielen Steuern und andere Instrumente eine entscheidende Rolle, um das individuelle Verhalten zu lenken, das sich an einzelwirtschaftlichen Kalkülen orientiert. In der Modellwelt wird von diesen Steuern (und Subventionen) abstrahiert, um THG-Reduktionsstrategien zu entwickeln, die unter gesamtwirtschaftlichen Aspekten kostengünstig sind. Wie die daraus resultierenden Mehr- oder Minderbelastungen letztlich unter den Mitgliedern der Gesellschaft verteilt werden, hängt dann wiederum entscheidend von den eingesetzten Instrumenten (z.B. Steuern, Abgaben, Zertifikate, etc.) ab. Wenn in den nachfolgenden Szenarienbeschreibungen Hinweise auf verhaltenslenkende Instrumente gemacht werden, so haben diese erläuternden Charakter. Gerechnet wurde immer mit den gesamtwirtschaftlichen Ansätzen.

Bei der Interpretation der Ergebnisse der Szenarienrechnungen ist zu beachten, dass alle Angaben zum Primärenergieverbrauch gemäß der Konvention in der Energiebilanz auf Basis der Wirkungsgradmethode ermittelt wurden. Dies hat zwei Implikationen:

- Der Primärenergieverbrauch sinkt bei verstärkter Substitution fossiler durch regenerative Energieträger auch bei in der Summe unverändertem Endenergieverbrauch bzw. bei konstanter Strom-

erzeugung.

- Der Beitrag der regenerativen Energieträger wird im Vergleich zu fossilen Energieträgern niedriger bewertet.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die – beispielsweise durch den Einsatz von Wärmepumpen – genutzte Umgebungswärme bei den Ergebnissen des IER im Energieverbrauch mit bilanziert ist, bei WI dagegen nicht.

Tabelle 3-2: Szenarienübersicht (gesamt)

	Zeitpunkte	Referenzszenario	Nachhaltigkeitsszenario 1 Umwandlungseffizienz	Nachhaltigkeitsszenario 2 REG- / REN-Offensive	Nachhaltigkeitsszenario 3 Fossil-nuklearer Energiemix
THG-Reduktionspfad (Mindestveränderung gegenüber 1990)	2010 2020 2030 2040 2050	-14% (CO2) -15% (CO2) Modellergebnis Modellergebnis Modellergebnis	-21% (THG) -35% (THG) -50% (THG) -65% (THG) -80% (THG)	-21% (THG) -35% (THG) -50% (THG) -65% (THG) -80% (THG)	-21% (THG) -35% (THG) -50% (THG) -65% (THG) -80% (THG)
Nachfrage nach EDL		abgeleitet aus Rahmendaten	wie Referenz	wie Referenz	wie Referenz
REG-Ausbau (Anteil an Nettostromerzeugung bei WI, Nettostromverbrauch bei IER)	2010 2020 2030 2040 2050	>8% > 10% > 15% > 17,5% > 20%	> 12,5% (EU-Ziel) mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz	> 12,5% (EU-Ziel) > 20% > 30% > 40% > 50%	> 12,5% (EU-Ziel) keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe
REG- Ausbau (Mindestanteil am Primärenergieverbrauch) (Wirkungsgradmethode, WI ohne Bilanzierung der Umgebungswärme)	2010 2020 2030 2040 2050	>3,5 % >4,4 % keine Vorgabe keine Vorgabe	mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz	>4% >8% >16% >33%	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe
Ausbau KWK (Richtlinie FW 308) (Anteil an Nettostromerzeugung bei WI Nettostromverbrauch bei IER)	2010 2020 2030 2040 2050	> 10% > 15% > 16,7% > 18,3% >20%	mind. wie Referenz > 20% > 22,5% > 28% > 34% >40%	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe
Nutzung der Kernenergie		gemäß Vereinbarung vom 11.06.2001	gemäß Vereinbarung vom 11.06.2001	gemäß Vereinbarung vom 11.06.2001	WI: Bestand mit 32 Betriebsjahren, Bau neuer Kernkraftwerke ab 2010 IER: Bestand mit 40 Volllastjahren, Bau neuer Kernkraftwerke ab 2010 (max. 1,5 GW/a bis 2020, max. 3,0 GW/a nach 2020) Einsatz nuklearer Wärme nach 2030
Nutzung heimischer Steinkohle (in PJ)	2010 2020 2030 2040 2050	> 750 > 500 keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	> 300 keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	> 300 keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	> 300 keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe
Nutzung heimischer Braunkohle (in PJ)	2010 2020 2030 2040 2050	> 1400 > 1400 keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	> 500 > 200 keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	> 500 > 200 keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	> 500 > 200 keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe

	Zeitpunkte	Referenzszenario	Nachhaltigkeitsszenario 1 Umwandlungseffizienz	Nachhaltigkeitsszenario 2 REG- / REN-Offensive	Nachhaltigkeitsszenario 3 Fossil-nuklearer Energiemix
Versorgungssicherheit (Anteil heimischer Kohle und REG an PEV)	2010 2020 2030 2040 2050	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe
Importsaldo konventionell erzeugten Stroms (Maximalanteil am Bruttostromverbrauch)	2010 2020 2030 2040 2050	0% 0% 0% 0% 0%	0% 0% 0% 0% 0%	0% 0% 0% 0% 0%	0% 0% 0% 0% 0%
CO₂-Abscheidung / - Deponierung		nicht zulässig	zulässig bei Braunkohlekond.-Kraftwerk Steinkohlekond.-Kraftwerk Steinkohle-Heizkraftwerk Wasserstoff aus Steinkohle aber Deponierung nur in EU	nicht zulässig	zulässig bei Braunkohlekond.-Kraftwerk Steinkohlekond.-Kraftwerk Steinkohle-Heizkraftwerk Wasserstoff aus Steinkohle aber Deponierung nur in EU
Import von REG-Strom Anteil am Nettostromverbrauch bei WI Anteil am Bruttostromverbrauch bei IER	2010 2020 2030 2040 2050	kein Potenzial keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	kein Potenzial mind. wie Referenz, bis zu 2,5% mind. wie Referenz, bis zu 5% mind. wie Referenz, bis zu 7,5% bis zu 10%	kein Potenzial mind. wie Referenz, bis zu 5% mind. wie Referenz, bis zu 10% mind. wie Referenz, bis zu 15% bis zu 20%	kein Potenzial keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe
REN		Fortschreibung ER III	verstärkt gegenüber Referenz	verstärkt gegenüber Referenz	Ausschöpfung kosteneffizienter Potentiale
Mindestanforderungen Neubau	ab 2002 2020 2030 2050	gemäß EnEV EnEV -15% EnEV -30% EnEV -40%	mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz	mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe
Mindestanforderungen Altbaurenovierung	ab 2002 2020 2030 2050	gemäß EnEV EnEV -15% EnEV -30% EnEV -50%	mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz	mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe
Sanierungsrate Altbau		Referenz + 30%	Referenz + 30%	Referenz + 30%	
Umsetzungsrate Altbau Wohngeb.	bis 2010 bis 2020 bis 2030 nach 2030	0,5%/a 0,5%/a 0,5%/a 0,5%/a	WI 1,5 %/a 1,5 %/a 1,5 %/a 1,5 %/a IER 1,0 %/a 1,5 %/a 2,0 %/a 2,5 %/a	WI 2,0 %/a 2,0 %/a 2,0 %/a 2,0 %/a IER 1,0 %/a 1,5 %/a 2,0 %/a 2,5 %/a	WI 1,3 %/a 1,3 %/a 1,3 %/a 1,3 %/a IER 1,0 %/a 1,5 %/a 2,0 %/a 2,5 %/a

	Zeitpunkte	Referenzszenario	Nachhaltigkeitsszenario 1 Umwandlungseffizienz	Nachhaltigkeitsszenario 2 REG- / REN-Offensive	Nachhaltigkeitsszenario 3 Fossil-nuklearer Energiemix
Verkehr		Fortanschreibung ER III	höherer Anteil nicht-motorisierter Verkehr	nochmals höherer Anteil nicht-motorisierter Verkehr	höherer Anteil nicht-motorisierter Verkehr
		Fortanschreibung ER III	gegenüber Referenz veränderter Modal-split	gegenüber Referenz weiter veränderter Modal-split	gegenüber Referenz veränderter Modal-split
	2010	keine Vorgabe	6%	6%	keine Vorgabe
	2020	keine Vorgabe	12%	12%	keine Vorgabe
	2030	keine Vorgabe	12%	15%	keine Vorgabe
	2040	keine Vorgabe	absolut gleichbleibend	absolut gleichbleibend	keine Vorgabe
	2050	keine Vorgabe	dito	dito	keine Vorgabe
	2010	keine Vorgabe	0%	0%	keine Vorgabe
	2020	keine Vorgabe	0%	2%	keine Vorgabe
	2030	keine Vorgabe	0%	6%	keine Vorgabe
2040	keine Vorgabe	0%	12%	keine Vorgabe	
2050	keine Vorgabe	0%	24%	keine Vorgabe	
2010	keine Vorgabe	0%	0%	keine Vorgabe	
2020	keine Vorgabe	0%	0%	keine Vorgabe	
2030	keine Vorgabe	0%	1%	keine Vorgabe	
2040	keine Vorgabe	0%	2%	keine Vorgabe	
2050	keine Vorgabe	0%	5%	keine Vorgabe	
Auslastungs- und Besetzungsgrad PKW		Fortanschreibung ER III	wie Referenz	wie Referenz	wie Referenz
Auslastungs- und Besetzungsgrad Güterverkehr bei WI		Fortanschreibung ER III	15 % verbessert	15 % verbessert	15 % verbessert
Güterverkehr bei IER		Fortanschreibung ER III	Referenz	Referenz	Referenz

4. Referenzszenario

4.1 Charakterisierung des Szenarios

Um im Rahmen von szenariogestützten Zukunftsanalysen alternative Entwicklungen der Energieversorgung Deutschlands im Hinblick auf wesentliche Nachhaltigkeitsaspekte beurteilen zu können, ist es hilfreich, sich auf eine Referenzentwicklung zu beziehen und diese als Bezugsbasis für die Quantifizierung der Auswirkungen und Implikationen alternativer Ausgestaltungen der zukünftigen Energieversorgung zu verwenden. Eine derartige Referenzentwicklung erhebt dabei keineswegs den Anspruch, die wahrscheinlichste Entwicklung zu beschreiben. Für die Referenzentwicklung der Energiewirtschaft bis 2050 (Referenzszenario) wurden von der Kommission Vorgaben sowohl zur Philosophie wie auch zu den sozioökonomischen Rahmendaten gemacht (siehe auch Tabelle 4-1), die im Folgenden näher beschrieben werden. Wesentliche Basis für das Referenzszenario hinsichtlich der Entwicklung bis 2020 ist das Szenario von Prognos für den Energiereport III des BMWi.

Für das Referenzszenario wird davon ausgegangen, dass die eingeleitete Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte weiter voranschreitet und dass der von der Energiepolitik derzeit verfolgte Weg, über ordnungspolitische Vorgaben, gesetzliche Regelungen und steuerliche Maßnahmen in den Markt einzugreifen, weiterverfolgt wird. Ordnungspolitische Vorgaben (z. B. die Energieeinsparverordnung) werden der technischen Entwicklung angepasst und entsprechend verschärft. Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) gelten als gesetzliche Regelung zumindest bis 2010. Der Anteil von Strom aus regenerativen Energiequellen soll im Jahr 2010 mindestens 8 % und in 2050 mindestens 20 % betragen. Für Strom aus KWKG-Anlagen lauten die entsprechenden Werte > 10 % in 2010 und > 20 % in 2050. Die Kernenergienutzung läuft entsprechend der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 11. Juni 2001 aus.

Die Ökosteuer wird in dem heute geplanten Umfang erhöht. Die übrigen Energiesteuern (Mineralölsteuer, Erdgassteuer) werden dem Index der Lebenshaltungskosten angepasst, also real konstant gehalten. Bezüglich der längerfristigen Verfügbarkeit von Erdgas und Erdöl wird davon ausgegangen, dass physisch und politisch bedingte Verknappungen nicht eintreten. Was die Minderung der energiebedingten Treibhausgasemissionen betrifft, so wird die Erreichung der nationalen Selbstverpflichtung einer Reduktion der CO₂-Emissionen von –25 % bis 2005 und der Treibhausgasemissionen von –21 % im Rahmen des EU burden-sharing zum Kyoto-Protokoll bis 2008/2012 gegenüber 1990 nicht verpflichtend vorgegeben.

Tabelle 4-1: Sozioökonomische Rahmendaten für die Szenarien

Bevölkerung	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Einwohner in Mio.	82,2	82,2	82,1	80,8	77,9	67,8
Bruttoinlandsprodukt						
BIP (Mrd. Euro)	2023	2221	2438	2882	3286	3989
BIP pro Kopf (Euro)	24611	27019	29695	35668	42182	58835
Veränderung p.a.	2005/2000	2010/2005	2020/2010	2030/2020	2050/2030	2050/2000
BIP (Mrd. Euro)	1,9%	1,9%	1,7%	1,3%	1,0%	1,4%
BIP pro Kopf (Euro)	1,9%	1,9%	1,8%	1,7%	1,7%	1,8%
Arbeitsmarktdaten (in Mio.)						
Erwerbspersonenpotenzial	42,0	k.A.	42,7	41,0	36,9	34,0
Erwerbstätige	37,5	k.A.	37,6	37,2	34,9	32,2
Differenz	-4,4	k.A.	-5,0	-3,8	-2,0	-1,7
sektorale Wirtschaftsleistung (Struktur in %)						
	1998		2010	2020	2030	2050
Land- und Forstwirtschaft	1,3	k.A.	1,1	0,9	0,8	0,6
Bergbau	0,4	k.A.	0,2	0,1	0,1	0,1
Verarbeitendes Gewerbe	22,0	k.A.	21,5	21,3	20,7	19,6
Energie- und Wasserversorgung	2,2	k.A.	2,0	1,9	1,8	1,5
Baugewerbe	6,0	k.A.	5,3	4,8	4,3	3,3
Handel, Gastgewerbe, Verkehr	17,7	k.A.	18,3	18,7	19,2	19,7
Kreditinstitute, Versicherungen	5,2	k.A.	5,1	5,0	4,9	4,6
Sonstige Dienstleistungen	39,1	k.A.	41,5	43,1	44,8	48,2
Verwaltung, Verteidigung, Sozialvers.	6,3	k.A.	4,9	4,2	3,5	2,4
Insgesamt	100,0	k.A.	100,0	100,0	100,0	100,0
Wohnflächen						
	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Ein-/Zweifamilienhäuser (Mio m ²)	1880	2016	2155	2425	2493	2356
Mehrfamilienhäuser (inkl. Nichtwohngeb.) (Mio m ²)	1428	1505	1578	1717	1738	1616
Summe	3308	3521	3733	4142	4231	3972
Wohnfläche pro Kopf (m ²)	40,2	42,8	45,5	51,3	54,3	58,6
Verkehrsleistung						
Personenverkehr, Mrd Pkm	968,1	1034	1090,7	1138,2	1139,1	1026,9
Güterverkehr, Mrd tkm	483,1	544,3	607,4	732,4	839,2	964,4
Energieträgerpreise (Euro/GJ)						
Erdöl	2,81	3,18	3,56	4,31	5,06	6,57
Erdgas	2,15	2,50	2,84	3,52	4,20	5,57
Steinkohle	1,36	1,40	1,43	1,59	1,76	2,09

Um vor dem Hintergrund dieser Annahmen sowie der Sozioökonomischen Rahmendaten die Entwicklung des Energieverbrauchs und seiner Deckungsstruktur mit Hilfe des TIMES Deutschland Modells berechnen zu können, bedarf es weiterer Annahmen über die Kosten und Wirkungsgrade der verschiedenen Energietechnologien sowie der Energieeinsparmöglichkeiten für die verschiedenen Energieanwendungsbereiche bei den privaten Haushalten, im Verkehr, im Gewerbe, Handel und Industrie. Auf einige wird im Folgenden kurz eingegangen.

Grundsätzlich bestehen in allen Bereichen der Energiewandlung und Energieanwendung Möglichkeiten der Energieeffizienzverbesserungen, wobei allerdings die Potentiale sowie die Kosten ihrer Erschließung durchaus unterschiedlich sind. Hinzu kommt, dass effizienzsteigernde Maßnahmen bzw. effizientere Energietechniken in der Regel nur im Zuge von Erneuerungsmaßnahmen im Rahmen des Reinvestitionszyklusses realisiert werden.

Für den Gebäudebereich wird im Referenzszenario davon ausgegangen, dass neu erstellte Gebäude ab 2002 der Energieeinsparverordnung (EnEV) entsprechen, deren Anforderungen sukzessive verschärft werden und im Jahr 2050 40 % unter den heutigen Werten liegen. Für energetische Sanierungsmaßnahmen im Altbereich gelten analoge Anforderungen. Hier wird allerdings davon ausgegangen, dass wie in der Vergangenheit nur 20 % der Altbauten im Rahmen ausstehender Renovierungsmaßnahmen auch wärmetechnisch saniert werden. Die für die Referenzentwicklung unterstellten Effizienzverbesserungen für verschiedene Haushaltsgeräte sind in Tabelle 4-2 zusammengestellt. Der spezifische Stromverbrauch je Gerät und Jahr geht im Betrachtungszeitraum um bis zu 60 % zurück.

Tabelle 4-2: Effizienz des Energieeinsatzes im Haushalt in kWh pro Gerät und Jahr

	1997	2010	2020	2030	2040	2050
Kühlschrank	280,4	208,5	178,2	157,7	130,4	114,0
Gefrierschränke	301,4	225,8	200,8	163,8	142,7	130,8
Waschmaschine	157,6	115,4	100,9	97,4	95,6	93,8
Spülmaschine	227,0	185,2	170,5	162,0	153,0	144,0
Fernseher	136,6	132,2	123,8	122,0	121,0	120,0
PC	151,0	166,0	136,0	126,9	117,9	108,8
		Energiereport III			Fortschreibung IER	

Für den spezifischen Flottenverbrauch der Pkw wird unterstellt, dass er von derzeit 8,6 l BÄ (Benzinäquivalent) je 100 km auf 4,6 l BÄ/100 km im Jahr 2050 zurückgeht (siehe Tabelle 4-3). Bis 2020 sinkt der durchschnittlich um 1,4 %/a, danach um 1 %/a. Für Neufahrzeuge im Jahr 2000 bedeutet dies einen Verbrauchswert von rd. 3 l BÄ/100 km.

Tabelle 4-3: Flottenverbrauchswerte der Pkw im Referenzszenario

	1999	2010	2020	2030	2040	2050
Liter Benzinäquivalent pro 100 km	8,59	7,52	6,36	5,54	4,98	4,65
jahresdurchschnittliche Veränderung in %/a		-1,20	-1,66	-1,37	-1,06	-0,68

Wesentlich für die Entwicklung des Kraftwerksparks und die Struktur der Stromerzeugung in einem wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt sind die Stromerzeugungskosten der unterschiedlichen Kraftwerkstypen. Diese werden bestimmt durch die Brennstoffkosten, den Wirkungsgrad des Kraftwerks, die sonstigen Betriebskosten und die Investitionskosten des Kraftwerks. Bei Windkraftanlagen und Kraftwerken zur Nutzung solarer Strahlungsenergie sind weiterhin die energieangebotsseitigen Beschränkungen relevant, die den Jahresenergieertrag begrenzen. Für die Szenarioanalysen wurden von der Kommission Daten vorgegeben, die die technisch-ökonomische Entwicklung der verschiedenen Stromerzeugungsoptionen in der Zukunft mittels Referenztechniken beschreiben (vgl. Tabelle 4-4 und Tabelle 4-6).

Tabelle 4-4: Technisch ökonomische Daten von Stromerzeugungsanlagen

	Einheit	2000	2010	2020	2030
Steinkohle- Kondensations-KW					
Kapazität	MW _{el}	700	750	800	900
Eta	%	45	47	51	52
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	1202	1099	971	946
Braunkohle - Kondensations-KW					
Kapazität	MW _{el}	965	980	1000	1200
Eta	%	44,5	46	50	51
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	1329	1278	1227	1176
Erdgas GuD					
Kapazität	MW _{el}	650	780	800	800
Eta	%	57,5	59,5	61,5	62,5
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	537	435	409	383
PV Kraftwerk					
Modulleistung (DC, STC)	kW _p	592	562	562	562
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _p	5113	2940	1278	971
Windenergiekonverter (Onshore)					
Leistung	kW _p	1000	2000	3000	3000
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _p	1058	741	716	690
Windenergiekonverter (Offshore)					
Leistung	kW _p		20 x 3000	20 x 4000	20 x 4000
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _p		920-1023	844-936	767-854

¹⁾ spez. Investitionskosten mit Bauherren-Eigenleistung; ohne Zinsen

Tabelle 4-5: Technisch ökonomische Daten von KWK Anlagen

		2000	2010	2020	2030
Erdgas-Entnahmekondensations-KWK					
max. el. Kapazität	MW	200	200	200	200
max. el. Wirkungsgrad	%	54	56	58	59
el. Wirkungsgrad bei max. Wärmeauskopplung	%	45	45	46	47
therm. Wirkungsgrad bei max. Wärmeauskopplung	%	44	44	43	42
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	614	583	552	522
Steinkohle-Entnahmekondensations-KWK					
max. el. Kapazität	MW	500	500	500	500
max. el. Wirkungsgrad	%	42,5	44	45	46
el. Wirkungsgrad bei max. Wärmeauskopplung	%	35	35	36	37
therm. Wirkungsgrad bei max. Wärmeauskopplung	%	53	53	52	51
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	1452	1416	1380	1345
Erdgas GuD-Gegendruck-KWK					
el. Kapazität	MW	200	200	200	200
el. Wirkungsgrad	%	45	45,5	46	46,5
therm. Wirkungsgrad	%	44	44	44	43,5
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	588	511	486	460
Steinkohle-Gegendruck-KWK					
el. Kapazität	MW	200	200	200	200
el. Wirkungsgrad	%	35	36	37	38
therm. Wirkungsgrad	%	50	51	51	50
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	1278	1253	1227	1202

¹⁾ spez. Investitionskosten mit Bauherren-Eigenleistung; ohne Zinsen

Neben den dargestellten technisch ökonomischen Daten der Anlagen sind für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Technologien gemäß der im Analyseraster der Enquete-Kommission vorgegebenen dynamischen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auch Annahmen für die Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerk relevant. Diese werden im TIMES Deutschland Modell jeweils modellintern ermittelt (siehe Anlage 1). Um eine erste Einordnung der Vorgaben zu ermöglichen, wird im Folgenden für eine Überschlagsrechnung von den vorgegebenen Grenzübergangswerten für Steinkohle und Erdgas ausgegangen (vgl. Tabelle 4-1) und für die Steinkohle mittlere Transportkostenaufschläge von 30 % sowie für das Erdgas mittlere Transportkosten von 0,4 Pf/kWh angenommen. Daraus ergeben sich als Orientierung die in Tabelle 4-6 dargestellten mittleren Stromgestehungskosten der Kraftwerke in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme und der möglichen Auslastung.

Tabelle 4-6: Stromerzeugungskosten ausgewählter Kondensationskraftwerke in Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme und der möglichen Auslastung in €₂₀₀₀/kWh_{el} (Orientierungswerte)

	Vollaststunden pro Jahr								
	4000	4500	5000	5500	6000	6500	7000	7500	8000
Inbetriebnahme 2010									
Steinkohle - Kondensations-KW	4,49	4,20	3,97	3,78	3,62	3,49	3,38	3,28	3,19
Braunkohle - Kondensations-KW	5,49	5,04	4,68	4,39	4,14	3,93	3,76	3,60	3,47
Erdgas GuD	3,86	3,74	3,64	3,56	3,49	3,43	3,38	3,34	3,30
Inbetriebnahme 2030									
Steinkohle - Kondensations-KW	4,37	4,11	3,90	3,73	3,59	3,47	3,37	3,28	3,20
Braunkohle - Kondensations-KW	4,55	4,24	3,98	3,77	3,60	3,45	3,33	3,22	3,12
Erdgas GuD	4,42	4,31	4,22	4,15	4,09	4,04	4,00	3,96	3,93
Inbetriebnahme 2050									
Steinkohle - Kondensations-KW	4,68	4,42	4,21	4,04	3,90	3,78	3,68	3,59	3,51
Braunkohle - Kondensations-KW	5,06	4,75	4,49	4,29	4,11	3,97	3,84	3,73	3,64
Erdgas GuD	5,26	5,15	5,07	4,99	4,93	4,88	4,84	4,80	4,77

Bei einer Inbetriebnahme der Kraftwerke im Jahr 2010 ist hier dann die Reihenfolge in der Grundlaststromerzeugung (7500 h/a) bei den Stromgestehungskosten (1) Steinkohle-Kraftwerk, (2) Erdgas-Kraftwerk und (3) Braunkohle-Kraftwerk. Es zeigt sich dann, dass mit den wesentlich verbesserten Braunkohle-Kraftwerken in 2030 (auch in 2020) (vgl. Tabelle 4-4) sehr kostengünstige Optionen zur Verfügung stehen. Die Steinkohle-Kraftwerke sind in 2030 im Grundlastbereich die zweitgünstigste Technologie mit deutlichem Abstand vor den Erdgas-Kraftwerken. In 2050 machen sich die weiter steigenden fossilen Brennstoffpreise nochmals ungünstig für die Wettbewerbsposition insbesondere der Erdgas-Kraftwerke bemerkbar, so dass nun über den gesamten betrachteten Auslastungsbereich die Steinkohle- und Braunkohle-Kraftwerke niedrigere Stromgestehungskosten aufweisen.

4.2 Energiewirtschaftliche Entwicklung im Referenzszenario

Endenergieverbrauch

Bezüglich der Entwicklung des Endenergieverbrauchs ist zunächst hervorzuheben, dass es im Referenzszenario unter den vorgegebenen Annahmen zur Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung zu einer weiteren Senkung des Endenergieverbrauchs in Deutschland kommt. Zwar steigt der Endenergieverbrauch insgesamt von 9444 PJ im Jahr 1998 noch auf 9705 PJ im Jahr 2010. Danach kommt es aber zu einer fortlaufenden Reduktion des Endenergieverbrauchs. Bis zum Jahr 2050 beträgt der Rückgang des Endenergieverbrauchs ca. 13,1 % im Vergleich zum Jahr 1998 (vgl. Tabelle 4-7).

Tabelle 4-7: Endenergieverbrauch nach Sektoren im Referenzszenario in Deutschland in PJ

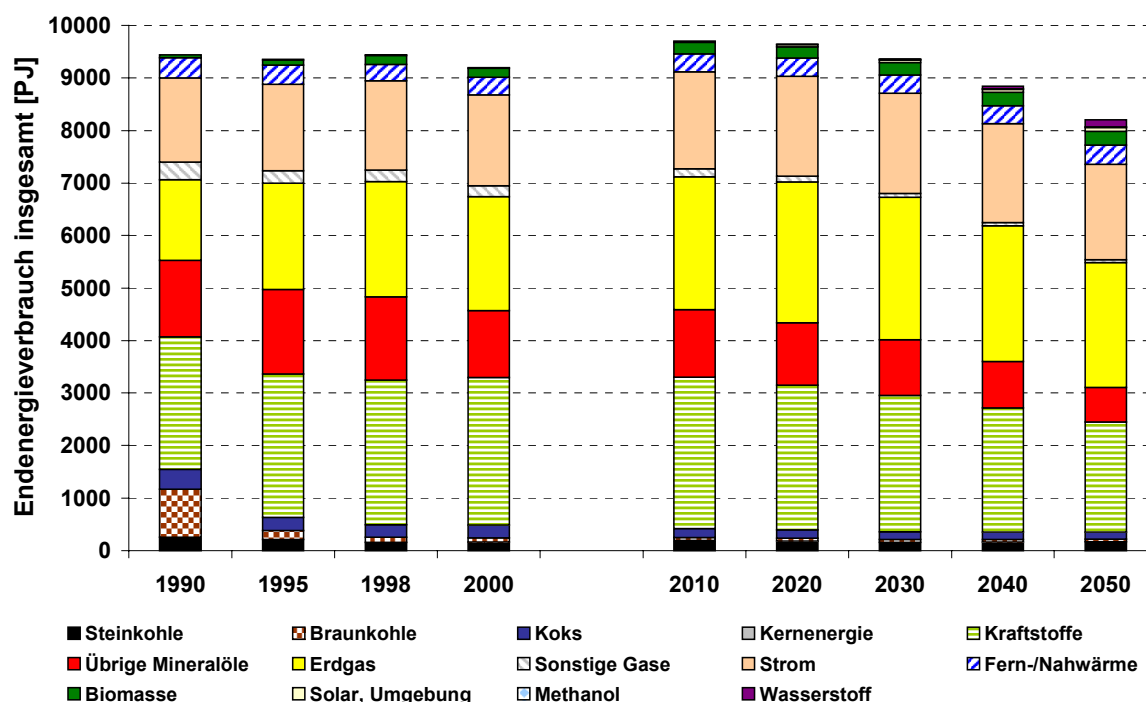
	Industrie	GHD	Haushalte	Verkehr	GESAMT
1990	2977	1702	2383	2379	9441
1995	2474	1614	2655	2614	9357
1998	2397	1576	2779	2692	9444
2000	2430	1472	2550	2745	9197
Referenzszenario					
2010	2509	1518	2841	2838	9705
2020	2508	1511	2865	2757	9641
2030	2486	1526	2710	2639	9362
2040	2401	1494	2461	2485	8842
2050	2299	1389	2221	2299	8208

Diese Entwicklung ist auf Grund der vorliegenden Annahmen zu den spezifischen Strom- und Brennstoffverbräuchen (Energieeffizienz) und zur Wohnflächen- und Wirtschaftsentwicklung vor allem durch den Sektor Haushalte und durch den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und längerfristig insbesondere durch den Verkehrssektor geprägt. Bei den Haushalten werden im Jahr 2050 nur noch 79,9 % der Endenergie des Jahres 1998 benötigt. Der Endenergieverbrauch des GHD-Sektors liegt im Jahr 2050 trotz einer weiter zunehmenden Tendenz zur Dienstleistungsgesellschaft um 11,9 % niedriger als 1998. Dem gegenüber steigt im Industriesektor aufgrund der weiter zunehmenden Produktionstätigkeit der Endenergieverbrauch zunächst noch an, um dann aber im Jahr 2050 um 4,1 % unter dem Wert des Jahres 1998 zu liegen zu kommen. Im Verkehrssektor wächst der Endenergieverbrauch trotz einer stark steigenden Verkehrsleistung zunächst bis 2010 nur um 5,4 % gegenüber 1998. Wesentlich hierfür ist die Umsetzung der freiwilligen Selbstverpflichtung der Deutschen Automobilindustrie. Danach werden nur noch geringere Zuwächse der Verkehrsleistungen und weitere Verbrauchsverbesserungen unterstellt, so dass sich zwischen 2010 und 2050 ein Rückgang des Endenergieverbrauchs im Verkehr um 19,0 % ergibt.

Bei der Entwicklung der Energieträgerstruktur des Endenergiebedarfs in Deutschland im Referenzszenario ist ein Rückgang der Kohlenprodukte zu verzeichnen (vgl. Abbildung 4-2). Die Kohlenprodukte trugen im Jahr 1998 zu 5,2 % zum Endenergieverbrauch bei und verringern ihren Anteil bis zum Jahr

2050 auf rund 4,2 %. Dieser Rückgang erstreckt sich über alle Sektoren des Energieverbrauchs. Auf Grund der Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr ist die Verwendung von Mineralölprodukten insgesamt beim Endenergieverbrauch anteilmäßig rückläufig (33,6 % in 2050 gegenüber 46,0 % in 1998), während die Gase ihren Anteil von 25,6 % (1998) zunächst auf 29,8 % im Jahr 2030 ausbauen können, um danach bis zum Jahr 2050 mit weiter rückläufigem Wärmebedarf einen geringfügigen Rückgang auf 29,4 % aufzuweisen.

Abbildung 4-1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Referenzszenario in Deutschland



Die Nah- und Fernwärme baut in der unterstellten Entwicklung ihren Beitrag an der Endenergienachfrage von rund 3,3 % im Jahr 1998 im Laufe des Betrachtungszeitraumes auf 4,5 % im Jahr 2050 aus. Absolut liegt der Verbrauch der Nah- und Fernwärme mit 368 PJ im Jahr 2050 deutlich (17,8 %) über dem Wert des Jahres 1998 mit 311 PJ. Hier macht sich die Entwicklung des Wärmebedarfs der Haushalte und im Sektor GHD nicht in größerem Ausmaß verbrauchsmindernd bemerkbar. Vielmehr wird die Entwicklung durch die vorgegebenen Anteile des KWK-Stroms an der gesamten Stromerzeugung geprägt.

Der Endenergieverbrauch an Strom wächst zwischen 1998 und 2050 um ca. 6,8 % oder jahresdurchschnittlich um 0,13 %/a (vgl. Tabelle 4-8), zwischenzeitlich beträgt der Anstieg bis 2030 ca. 12,4 %. Dabei erfolgt ein Zuwachs hauptsächlich in den Sektoren Industrie (z. B. zunehmende Automatisierung) und GHD (wachsende Bedeutung des Dienstleistungssektors und verstärkter Technikeinsatz in diesen Bereichen) sowie im Verkehr mit steigenden Anteilen des Schienenverkehrs sowie dem Einsatz von Strom als alternatives Antriebskonzept. Dem gegenüber steht ein langfristig rückläufiger Strom-

verbrauch bei den Haushalten sowohl im Wärmemarkt als auch bei den Elektrogeräten, wobei gegen Ende des Betrachtungszeitraumes aufgrund der weiter steigenden fossilen Energieträgerpreise Elektro-Wärmepumpen als Stromanwendungen wesentlich an Bedeutung hinzugewinnen.

Tabelle 4-8: Nettostromverbrauch nach Sektoren im Referenzszenario in Deutschland in TWh

	Industrie	GHD	Haushalte	Verkehr	ENDENERGIE	Sonstige	GESAMT
1990	207,8	107,8	117,2	13,6	446,4	62,8	509,2
1995	190,4	124,1	127,2	16,2	457,9	43,5	501,4
1998	198,9	126,4	130,6	16,1	471,9	42,1	514,0
2000	210,0	123,1	131,1	16,1	480,3	46,9	527,2
Referenzszenario							
2010	220,1	137,3	135,9	18,7	512,0	45,4	557,0
2020	232,9	145,8	126,3	21,7	526,8	45,0	571,8
2030	237,4	152,2	113,2	26,6	529,3	41,8	571,1
2040	235,6	150,2	103,6	33,1	522,5	43,6	566,1
2050	228,7	144,7	92,6	38,6	504,5	50,2	554,7

Strombereitstellung

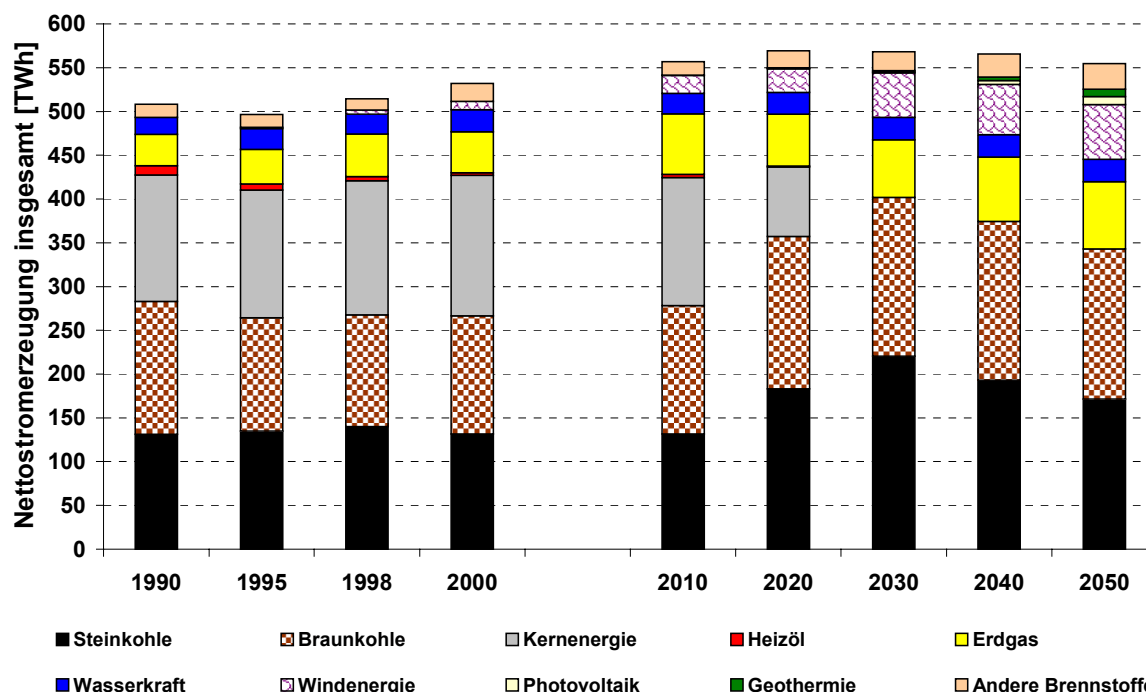
Für die zukünftige Struktur des Stromerzeugungssystems sind zum einen die Entwicklung der Stromnachfrage (vgl. Tabelle 4-8) und zum anderen die bestehenden Kraftwerkskapazitäten sowie die sich aus ihrer Altersstruktur ergebenden Ersatzzeitpunkte relevant. Daraus folgen die jeweils notwendigen Neubaukapazitäten, die entsprechend der zu dem Investitionszeitpunkt bestehenden Investitionskosten und Energieträgerpreiserwartungen getätigt werden. Bei der Entscheidung, welche Technologien für den Neubau herangezogen werden, ist zu berücksichtigen, dass die Annahmen für die Investitionskosten und die Wirkungsgrade der wichtigsten Kraftwerkskonzepte sowie für die Entwicklung der Preise auf den internationalen Energiemärkten seitens der Enquete-Kommission vorgegeben wurden. Daraus ergeben sich zum Teil deutliche Veränderungen gegenüber dem Energiereport III von Prognos/EWI hinsichtlich der Möglichkeiten einzelner Technologie bzw. Technologiegruppen, sich in einem liberalisierten Umfeld als attraktive Erzeugungsoption behaupten zu können. Hieraus resultiert, dass im Referenzszenario, bei einer Außerbetriebnahme der bestehenden Kernkraftwerke entsprechend der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und der Energieversorgungsunternehmen vom Juni 2001, der über die vorgegebenen Mindestmengen der erneuerbaren Energien hinaus notwendige Zubau im Wesentlichen durch Kohlekraftwerke erfolgt (vgl. Tabelle 4-9).

Tabelle 4-9: Kraftwerkskapazitäten (netto) im Referenzszenario in Deutschland

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
Netto-Engpaßleistung									
Steinkohle	GW	31,2	31,0	30,7	27,9	29,8	35,3	29,2	27,8
Braunkohle	GW	26,2	22,0	19,0	21,9	23,6	24,2	24,4	23,3
Heizöl	GW	10,0	9,4	8,3	3,2	2,6	0,3	0,0	0,0
Erdgas	GW	16,7	19,7	20,4	21,1	20,9	18,5	22,6	21,2
Kernenergie	GW	24,1	22,8	22,3	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
Wasserkraft	GW	8,6	8,9	8,9	10,3	10,4	10,6	10,3	10,6
Wind	GW	0,0	0,9	2,9	12,0	14,7	19,0	25,4	27,5
Photovoltaik	GW	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	1,5	4,5	9,6
Andere Brennstoffe	GW	1,7	1,6	2,9	3,5	4,8	6,2	6,8	8,7
Summe	GW	118,5	116,3	115,3	119,7	118,2	115,6	123,3	128,8
dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				25,8	29,6	31,0	35,2	35,5

Auf der Basis der neu zugebauten Kraftwerke und unter Nutzung der zu den jeweiligen Zeitschritten noch vorhandenen Altkapazitäten ergibt sich – bei einem vorgegebenen konventionellen Stromaußenhandelsaldo von Null – die in Abbildung 4-2 dargestellte Entwicklung der Nettostromerzeugung im Referenzszenario in Deutschland.

Abbildung 4-2: Nettostromerzeugung nach Energieträgern im Referenzszenario in Deutschland



Insgesamt steigt die Nettostromerzeugung von 514,7 TWh im Jahr 1998 über 557,0 TWh im Jahr 2010 zunächst auf 569,5 TWh im Jahr 2020. Danach sinkt die Nettostromerzeugung entsprechend der rückläufigen Stromnachfrage über 568,4 TWh im Jahr 2030 auf 554,7 TWh im Jahr 2050. Gemäß der

Szenariokonstruktion ist die Kernenergie im Jahre 2020 noch mit 13,9 % an der Stromerzeugung beteiligt; 2010 sind es rund 26,3 %. Nach 2010 übertrifft die Stromerzeugung aus Steinkohle und aus Braunkohle den Beitrag der Kernenergie. Ihr Anteil an der Strombereitstellung beträgt im Referenzszenario im Jahr 2020 ca. 32,1 % (Steinkohle) bzw. 30,6 % (Braunkohle). Im Jahr 2050 erreichen die Steinkohlekraftwerke einen Anteil von 30,9 %, die Braunkohlekraftwerke von 31,0 % und die Erdgaskraftwerke von 13,8 % an der Nettostromerzeugung in Deutschland.

Zusätzlich sollen vorgabegemäß die erneuerbaren Energiequellen zur Stromerzeugung weiter gefördert werden, damit hier der Beitrag weiter ansteigen kann. Es ist ein Anteil der REG-Stromerzeugung (inkl. REG-Stromimport) am Nettostromverbrauch von mindestens 8 % im Jahr 2010, mindestens 10 % im Jahr 2020, mindestens 15 % im Jahr 2030 und mindestens 20 % im Jahr 2050 seitens der Szenariokonstruktion vorgegeben. Zur Erfüllung dieser Quote verzeichnen sowohl die (Onshore und Offshore) Windenergie (62,5 TWh in 2050 gegenüber 4,5 TWh in 1998), die Photovoltaik (9,1 TWh in 2050) als auch die Biomassen (12,9 TWh in 2050 gegenüber 1,1 TWh in 1998) einen Zuwachs (vgl. Tabelle 4-10), der für das Referenzszenario als Konsequenz aus der Förderung als Mindestmengen vorgegeben wurde.

Tabelle 4-10: Entwicklung der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern im Referenzszenario in TWh

	1995	1997	1998	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Wasserkraft	23,7	21,1	22,6	25,5	23,4	24,8	25,3	25,5	25,5
Windenergie	1,5	3,0	4,5	9,2	20,7	26,8	50,8	57,7	62,5
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7	1,4	4,3	9,1
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,4	3,9	8,3
Biomasse/-gas	0,7	1,0	1,1	1,2	7,8	6,3	7,8	10,2	12,9
REG-Import	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	2,7	0,4	0,0
Summe	25,9	25,1	28,3	36,0	52,0	61,4	89,4	102,0	118,2

Schließlich erhöht auch die Wasserkraft ihren Beitrag noch von 22,6 TWh in 1998 (Statistik) auf 25,5 TWh in 2050 (Normaljahr). Sie nähert sich damit ihren Potenzialgrenzen weiter an, ist dann aber unter den erneuerbaren Energiequellen nach der Windenergie nur noch diejenige mit dem zweitgrößten Anteil an der Nettostromerzeugung. Im Laufe des Betrachtungszeitraumes steht mit der Stromerzeugung aus Geothermie eine Option mit im Zeitablauf stark sinkenden Investitionskosten und damit rückläufigen Stromgestehungskosten zur Verfügung. Damit erfolgt ein Ausbau dieser Erzeugungsmöglichkeit über 1,4 TWh im Jahr 2030 auf 8,3 TWh im Jahr 2050. Insgesamt beträgt der Beitrag der regenerativen Energien an der Nettostromerzeugung im Referenzszenario in Deutschland ca. 21,0 % im Jahr 2050. Um zwischenzeitlich die vorgegebene REG-Quote an der Stromerzeugung einzuhalten, erfolgt in den Jahren 2020 mit 2,3 TWh und in 2030 mit 2,7 TWh ein Import von Windenergiestrom

aus den Nachbarländern. Mit der Kostensenkung bei der Geothermie wird bis 2050 der REG-Stromimport wieder auf 0 TWh zurückgeführt.

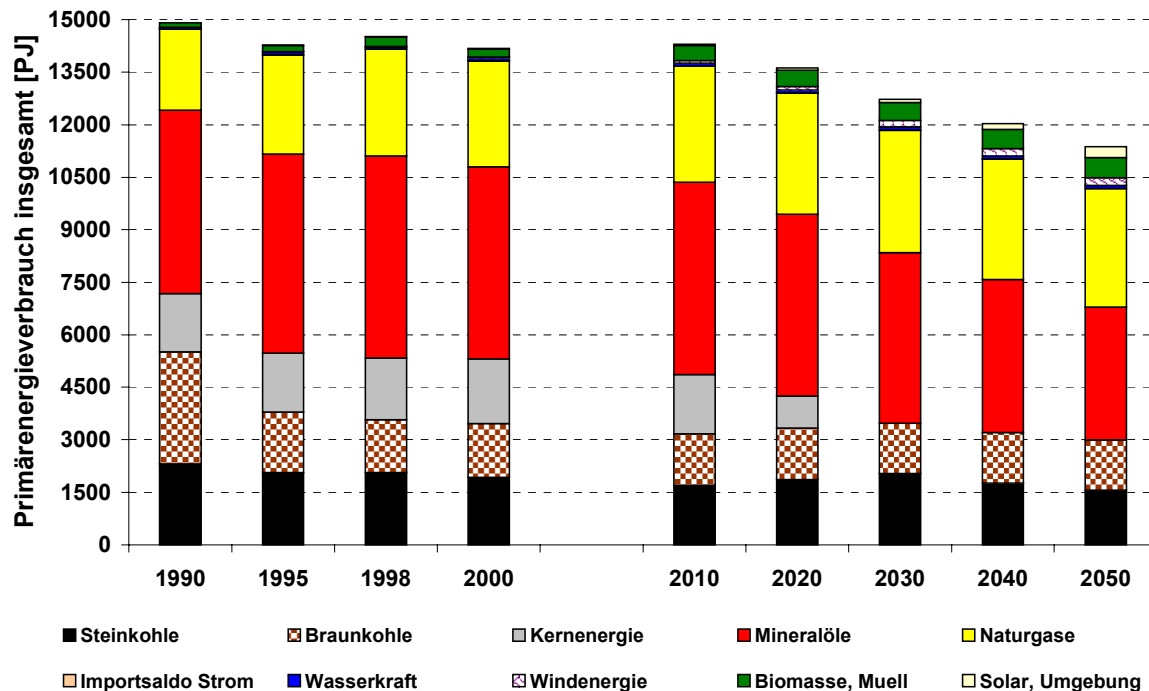
Auch für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) besteht seitens der Szenariokonstruktion eine Vorgabe, in welchem Ausmaß KWK-Strom zur Stromerzeugung in Deutschland im Referenzszenario beitragen soll. Die entsprechenden Mindestanteile betragen 10 % im Jahr 2010, 15 % im Jahr 2020 und 20 % im Jahr 2050. Da gleichzeitig angenommen wird, dass aufgrund der neuen KWK-Gesetzgebung in den nächsten Jahren ein Umbau und Ausbau bei der Kraft-Wärme-Kopplung stattfinden wird, ergibt sich, dass die vorgegebene Quote im Jahr 2010 mit 14,3 % mehr als erfüllt wird, während in den zukünftigen Jahren der Mindestanteil eine entscheidende Voraussetzung zum weiteren Ausbau der KWK-Stromerzeugung darstellt. Für die KWK verbessert sich zwar mit den steigenden Öl- und Gaspreisen die Position im Wärmemarkt. Gleichzeitig stehen jedoch auf der Seite der Stromerzeugung mit den Stein- und Braunkohlekraftwerken Optionen mit niedrigen Stromgestehungskosten zur Verfügung. Eine KWK auf Erdgasbasis ist unter diesen Voraussetzungen nicht konkurrenzfähig. Bei den Steinkohle-KWK-Anlagen verbessert sich zudem aufgrund der Vorgaben der Kommission hinsichtlich der Technologiedaten zukünftig die Kondensationsstromerzeugung, nicht jedoch in selbem Maße die KWK-Technologien (vgl. Tabelle 4-4 und Tabelle 4-5). Deshalb ist unter diesen Annahmen langfristig lediglich die Umsetzung des vorgegebenen KWK-Strommindestanteils im liberalisierten Markt zu erwarten. Hinsichtlich der Erzeugungsstruktur findet dabei zunehmend eine Verschiebung hin zum Erdgas sowie in stärkerem Ausmaß zu den erneuerbaren Energieträgern (insb. Biomasse) statt.

Primärenergieverbrauch

Der sich aus der Entwicklung des Endenergieverbrauchs (vgl. Tabelle 4-7), der Strombereitstellung (vgl. Abbildung 4-2) und des Verbrauchs im übrigen Umwandlungsbereich ergebende Primärenergieverbrauch in Deutschland ist für das Referenzszenario in Abbildung 4-3 dargestellt. Im Jahr 1998 belief sich der Primärenergieverbrauch in Deutschland auf ca. 14521 PJ. Im Referenzszenario sinkt der Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2010 um rund 1,6 % auf 14284 PJ. Danach machen sich die Energieeffizienzverbesserungen auf der Nachfrageseite, bei der Stromerzeugung und bei den übrigen Umwandlungssektoren sowie die rückläufige Bevölkerung weiter bemerkbar. Der Primärenergieverbrauch sinkt über 13602 PJ im Jahr 2020 und 12704 PJ im Jahr 2030 auf 11351 PJ im Jahr 2050. Somit beträgt der Rückgang des Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2050 ca. 21,8 % im Vergleich zum Jahr 1998. Die im Vergleich zur Entwicklung des Endenergieverbrauchs stärkeren Rückgänge des Primärenergieverbrauchs sind zum Teil auch mit der unterschiedlichen primärenergetischen Bewertung der einzelnen Energieträger auf der Basis der Wirkungsgradmethode¹ verbunden.

¹ Nach der Wirkungsgradmethode wird der primärenergetische Beitrag der Kernenergie zur Stromerzeugung pauschal mit einem Bruttowirkungsgrad von 33 % erfasst, während die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik sowie der Stromimport mit einem Wirkungsgrad von 100 % bilanziert werden.

Abbildung 4-3: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Referenzszenario in Deutschland



Der Primärenergieverbrauch in Deutschland beruhte im Jahr 1998 zu rund 24,6 % auf Kohle (davon waren ca. 58 % Steinkohle), zu ca. 39,8 % auf Mineralöl, zu etwa 21,0 % auf Naturgasen, zu rd. 12,1 % auf Kernenergie und zu rund 2,5 % auf erneuerbaren Energiequellen (Wasserkraft, Holz, Müll, Klärgas usw.). Die Entwicklung des Beitrags der einzelnen Energieträger zum Primärenergieverbrauch im Referenzszenario weist starke Unterschiede auf (vgl. Abbildung 4-3). Der Anteil der Kohle (Stein- und Braunkohle) ist zunächst bis 2010 rückläufig auf 22,1 % und steigt dann, bedingt durch den verstärkten Einsatz in der Stromerzeugung, wieder auf 24,5 % im Jahr 2020 bzw. 25,4 % im Jahr 2050. Dabei wird der Zuwachs durch die Steinkohle verursacht, während die Braunkohle anteilmäßig eine leicht steigende, in Absolutwerten eine leicht rückläufige Entwicklung aufweist. Insgesamt entspricht dies einem Kohleeinsatz von 3330 PJ im Jahr 2020 bzw. 2997 PJ im Jahr 2050 gegenüber 3573 PJ im Jahr 1998.

Der Anteil des Mineralöls am Primärenergieverbrauch im Referenzszenario sinkt im Betrachtungszeitraum von 39,8 % im Jahr 1998 auf 38,3 % im Jahr 2020. Dieser Beitrag geht bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes dann noch weiter auf 33,5 % zurück.

Auch die Naturgase können wie die Kohlen ihren Anteil am Primärenergieverbrauch weiter steigern. Der Beitrag wächst von 21,0 % im Jahr 1998 auf 23,2 % im Jahr 2010. Danach steigt der Anteil des Erdgases am Primärenergieverbrauch weiter über 25,4 % im Jahr 2020 auf 29,7 % im Jahr 2050. Dies bedeutet einen Primärenergieeinsatz von rd. 3048 PJ im Jahr 1998, der zunächst auf 3321 PJ im Jahr 2010, 3450 PJ in 2020 sowie 3492 PJ im Jahr 2030 steigt und dann auf 3376 PJ im Jahr 2050 zurückgeht.

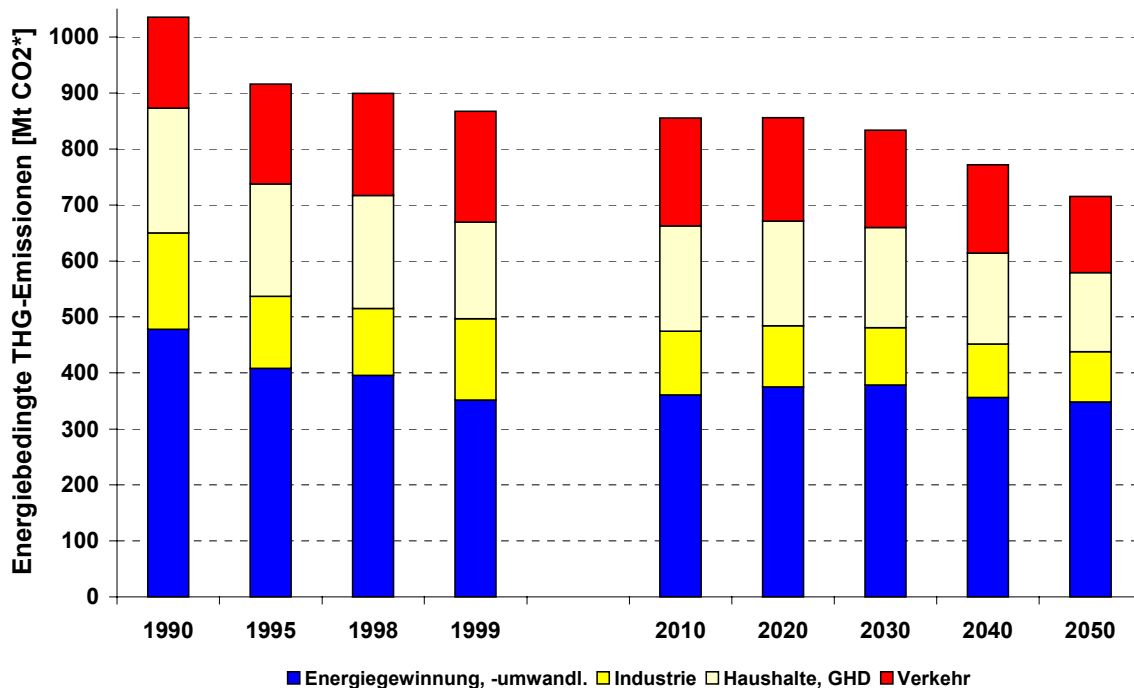
Der Einsatz erneuerbarer Energiequellen (inkl. REG-Stromimport und inkl. Müll) steigert sich gegenüber 1998 bis zum Jahr 2050 um rund 225 %. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch wächst dadurch von ca. 2,5 % im Jahr 1998 über 4,3 % im Jahr 2010 und 5,2 % im Jahr 2020 auf 10,4 % im Jahr 2050. Die Entwicklung des Nettostromimports liegt für das Referenzszenario für konventionell erzeugten Strom auf Grund der Vorgabe eines ausgeglichenen Außenhandelsaldos schon fest. Lediglich der Import von regenerativ erzeugtem Strom trägt zwischenzeitlich mit 0,1 % in den Jahren 2020 und 2030 zur Deckung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland bei, um die vorgegebene Quote für den REG-Stromanteil entsprechend der Anforderungen einer liberalisierten Elektrizitätswirtschaft möglichst kostengünstig erfüllen zu können.

Durch die Szenariokonstruktion ist auch der Beitrag der Kernenergie durch das Auslaufen der Stromerzeugung in bestehenden Kernkraftwerken entsprechend der Vereinbarung vom Juni 2001 in absoluten Werten schon vorgegeben. Anteilsmäßig bedeutet dies bei der resultierenden Entwicklung des Primärenergieverbrauchs, dass die Kernenergie im Jahr 2010 noch einen Anteil von 11,8 % am Primärenergieverbrauch in Deutschland hält gegenüber 12,1 % im Jahr 1998, worauf sich eine Reduktion auf 6,7 % im Jahr 2020 und entsprechend 0,0 % im Jahr 2030 und danach anschließt.

Emissionen und Kosten

Die Entwicklung beim Energieverbrauch der einzelnen Verbrauchergruppen und bei der Struktur des Energieträgereinsatzes schlägt sich in der Entwicklung der energiebedingten Emissionen in Deutschland im Referenzszenario nieder. So sinken beispielsweise die energiebedingten Treibhausgas-(THG-)Emissionen im Referenzszenario gegenüber dem Jahr 1998 um rund 4,9 % bis zum Jahr 2010 ab, solange noch ein Großteil der Kernkraftwerke in Betrieb bleibt (vgl. Abbildung 4-4). Diese Gesamtentwicklung ist bei einem steigenden Endenergieverbrauch bzw. mit geringeren Raten rückläufigen Primärenergieverbrauch durch den steigenden Anteil des THG-günstigeren Energieträgers Erdgas und der erneuerbaren Energiequellen an der Energiebereitstellung in Deutschland bedingt.

Abbildung 4-4: Energiebedingte THG-Emissionen nach Sektoren im Referenzszenario in Deutschland

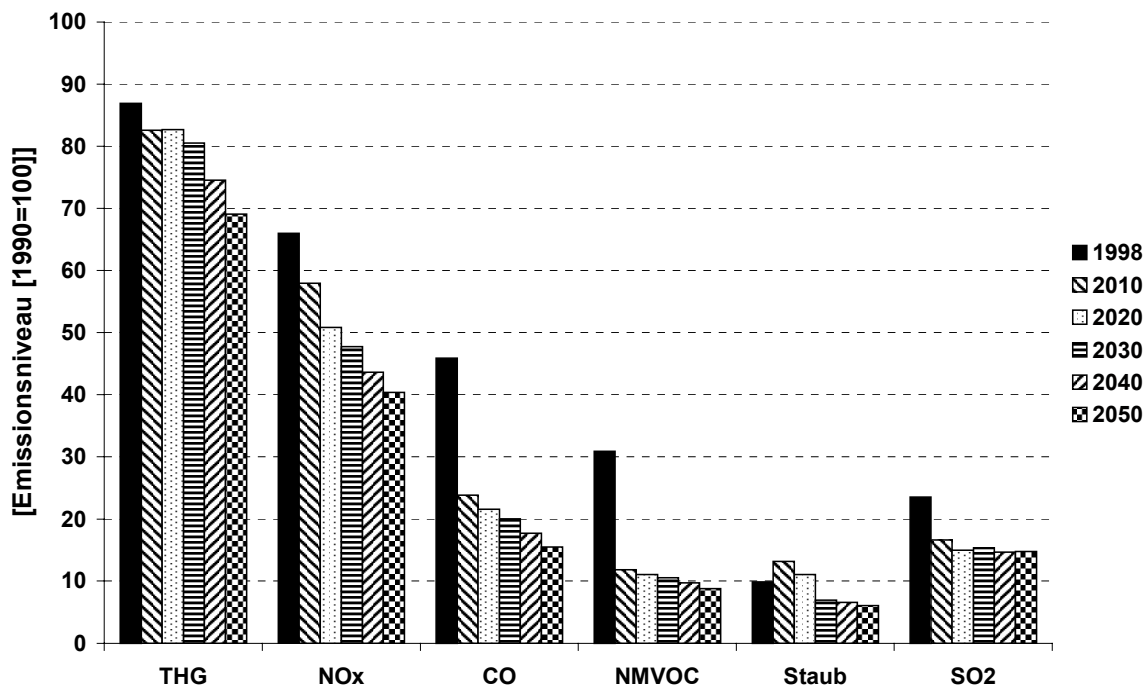


Der Kernenergieausstieg und der Ersatz des Kernenergiestromes durch Strom im Wesentlichen aus Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken bringt es dann mit sich, dass im Laufe der Jahre die THG-Emissionen nicht weiter zurückgehen. Erst mit den rückläufigen Bevölkerungszahlen und den damit einhergehenden geringeren Zuwächsen des Energiedienstleistungsbedarfs sinken die energiebedingten THG-Emissionen wieder. Diese Entwicklung vollzieht sich im Wesentlichen im Bereich der Haushalte, im Sektor GHD sowie im Verkehr (Abbildung 4-4). Daraus ergibt sich zwischen 2010 und 2020 eine recht konstante Entwicklung mit rund 856 Mio. t CO₂* bzw. 834 Mio. t CO₂* im Jahr 2030. Die rückläufigen Werte danach führen zu einem Emissionsniveau im Jahr 2050 von ca. 716 Mio. t CO₂*. Im Jahr 2050 werden damit im Referenzszenario in Deutschland ca. 48,7 % der energiebedingten THG-Emissionen von der Energieumwandlung und -gewinnung verursacht, gegenüber 46,1 % im Jahr 1990 und 44,0 % in 1998.

Für das Emissionsniveau insgesamt bedeutet dies gegenüber der Situation im Jahr 1990, die üblicherweise als Bezugspunkt für die Entwicklung der THG-Emissionen verwendet wird, dass im Jahr 2010 die energiebedingten THG-Emissionen um 17,4 %, im Jahr 2020 um 17,3 %, im Jahr 2030 um 19,5 % und im Jahr 2050 um 30,9 % niedriger liegen. Zur Erreichung der Treibhausgasminderungsziele der Zielszenarien müssen somit die THG-Emissionen gegenüber dem Referenzszenario im Jahr 2010 um 37,2 Mio. t CO₂* oder 4,3 %, in 2020 um 182,8 Mio. t CO₂* oder 21,4 %, in 2030 um 315,7 Mio. t CO₂* oder 37,9 % und im Jahr 2050 um 508,4 Mio. t CO₂* oder 71,1 % reduziert werden.

Auch bei den energiebedingten NO_x -, CO -, NMVOC - und Staub-Emissionen setzt sich die Entwicklung fallender Emissionswerte im Zeitablauf im Referenzszenario weiter fort (vgl. Abbildung 4-5). Lediglich bei den SO_2 -Emissionen machen sich die steigenden Stromerzeugungsmengen aus fossilen Energieträgern zwischenzeitlich emissionssteigernd bemerkbar bzw. die Reduktion wird deutlich abgebremst.

Abbildung 4-5: Entwicklung der energiebedingten Emissionen im Referenzszenario in Deutschland, Index, 1990 = 100



Die Minderung bei den NO_x -Emissionen, die im Wesentlichen durch den Verkehrssektor geprägt ist, wobei sich insbesondere die weitere Durchdringung des Pkw-Bestandes mit Katalysatorfahrzeugen emissionsmindernd auswirkt, beträgt insgesamt bis zum Jahr 2050 rund 59,7 % gegenüber 1990. Ähnliche Entwicklungen sind auch bei den CO -, NMVOC - und Staub-Emissionen zu sehen, die jedoch gegenüber dem Niveau des Jahres 1990 bis 2050 um 84,5 % (CO), 91,2 % (NMVOC) und 94,0 % (Staub) zurückgehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Situation im Jahre 1990 im Wesentlichen durch die neuen Bundesländer mit geprägt war. Gegenüber den Werten von 1998 beträgt der Rückgang bis 2050 beim CO noch 66,3 %, bei den NMVOC rund 71,5 % und beim Staub ca. 38,8 %.

Die SO_2 -Emissionen liegen bereits im Jahr 2020 um rund 85 % unter dem Niveau von 1990, bedingt durch die Nachrüstung der Kraftwerke in den neuen Bundesländern und die unterstellte Einführung von schwefelärmeren Kraftstoffen, wie es die entsprechende EU-Richtlinie vorsieht. Der Einsatz der Stein- und Braunkohle in der Stromerzeugung führt danach dazu, dass die SO_2 -Emissionen zunächst wieder steigen und danach nur noch leicht sinken, so dass im Jahr 2050, bezogen auf 1990, das Emissionsniveau um rund 85,3 % niedriger ist.

In Tabelle 4-11 sind Indikatoren zur Kennzeichnung der Entwicklung im Referenzszenario in Deutschland zusammengestellt. Der Primärenergieverbrauch je Einwohner bleibt im Betrachtungszeitraum nahezu unverändert. Im Jahr 2010 werden pro Kopf rund 174 GJ verbraucht, 2020 dann nach der Wirkungsgradmethode 169 GJ bzw. nach der Substitutionsmethode 171 GJ, 2030 entsprechend 163 bzw. 169 GJ und schließlich in 2050 rund 168 bzw. 176 GJ (zur Entwicklung in der Vergangenheit siehe Tabelle 4-12).

Tabelle 4-11: Indikatoren für die Entwicklung von Energieverbrauch und Emissionen im Referenzszenario in Deutschland: absolute Werte

	Einheit	1990	1998	2010	2020	2030	2040	2050
PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	177,09	174,15	168,57	163,35	164,12	167,73
PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	175,68	174,46	170,95	169,34	171,09	176,06
PEV (WM) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,56	3,96	3,09	2,49	2,04	1,73	1,50
PEV (SP) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,52	3,93	3,09	2,52	2,11	1,81	1,58
EEV Ind. / Industrieprod.	MJ / DM ₉₅	3,52	3,11	2,50	2,05	1,76	1,52	1,32
EEV HH / m ²	MJ / m ²	859	881	761	692	641	592	559
EEV PV / Pkm	kJ / Pkm	k.A.	165	142	123	107	94	83
EEV GV / tkm	kJ / tkm	k.A.	1749	1562	1403	1280	1174	1080
Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	k.A.	75,4	76,9	79,2	78,1	76,1
Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. DM ₉₅	49,3	k.A.	55,4	67,4	78,6	84,9	88,6
Netto-Energieimporte (WM) / BIP	%	1,5	k.A.	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2
CO ₂ / BIP	g / TDM ₉₅	301,6	234,6	178,1	151,6	130,8	108,9	92,5
CO ₂ / Kopf	t / EW	12,4	10,5	10,0	10,3	10,5	10,3	10,3
CO ₂ / PEV (WM)	t / GJ	66,2	59,3	57,7	60,9	64,1	62,8	61,6
CO ₂ / PEV (SP)	t / GJ	66,7	59,8	57,6	60,1	61,9	60,3	58,7

Erläuterungen: PEV = Primärenergieverbrauch; WM = Wirkungsgradmethode, SP = Substitutionsansatz; BIP = Reales Bruttoinlandsprodukt; EEV = Endenergieverbrauch; Ind. = Industrie; HH = Haushalte; PV = Personenverkehr; GV = Güterverkehr.

Allerdings sinkt die Energieintensität der deutschen Volkswirtschaft (Primärenergieverbrauch je Einheit Bruttoinlandsprodukt) deutlich ab. Je nach Bewertung der Primärenergieträger sinkt die Energieintensität durchschnittlich um 1,8 bzw. 1,9 %/a im Zeitraum von 1998 bis 2050. In der Zeitperiode von 1995 bis 2001 waren es 1,3 %/a und in der durch die strukturellen Anpassungen in den neuen Bundesländern anfänglich stark geprägten Periode von 1990 bis 2000 noch 2 %/a. Zwischen 1960 und 1994 ist der spezifische Primärenergieverbrauch, gemessen nach der Substitutionsmethode, je Einheit Bruttoinlandsprodukt in den alten Bundesländern um 0,96 % pro Jahr gesunken und zwischen 1980 und 1994 um 1,68 % pro Jahr. In diesen Perioden war jedoch nicht eine rückläufige Bevölkerungsentwicklung zu verzeichnen, wie dies hier für die Szenariorechnungen unterstellt wird.

Tabelle 4-12: Pro-Kopf-Verbrauch an Primärenergie in Deutschland in GJ je Einwohner

	nach Substitutionsprinzip			nach Wirkungsgradmethode		
	alte Bundesländer	neue Bundesländer	Deutschland	alte Bundesländer	neue Bundesländer	Deutschland
Vergangenheit						
1950	78,46					
1960	111,81					
1970	162,57	178,81	166,13			
1980	185,74	213,07	191,58	184,42	211,36	190,17
1990	181,59	206,34	186,59	183,77	204,97	188,04
1994	181,34	136,43	172,74	182,83	136,77	174,01
1998			175,68			177,09
Referenzszenario						
2010			171,41			170,46
2020			168,87			165,78
2030			167,63			161,22
2040			170,39			163,15
2050			173,77			165,39

Die Importabhängigkeit bleibt im Referenzszenario in etwa auf dem derzeitigen Niveau, wobei strukturell die Erdgas- und Steinkohleimporte zunehmen und die Importe von Mineralölprodukten zurückgehen. Der Wert der Netto-Energieimporte, der 1980 bei rd. 25 Mrd. € (95er Preise) gelegen hat, steigt langfristig um 80 % auf rund 45 Mrd. Euro im Jahr 2050 an. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt bedeutet dies gegenüber 1990 allerdings einen Rückgang: Entsprach der Wert der Netto-Energieimporte im Jahr 1990 noch einem Anteil von 1,51 % des BIP, so sinkt er im Jahr 2050 auf 1,17 % ab.

Die über das gesamte Energie- und Verkehrssystem bilanzierten Kosten (Investitionen, Betriebskosten, Brennstoffe) belaufen sich im Referenzszenario für den betrachteten Zeitraum 1990 bis 2050 kumuliert auf 9280 Mrd. €₉₈, abdiskontiert auf das Jahr 1998, oder kumuliert auf 19183 Mrd. €₉₈, ohne Abdiskontierung der laufenden Kosten (vgl. Tabelle 4-13). Dies sind in nicht abdiskontierten Werten durchschnittlich rund 380 Mrd. €₉₈ pro Jahr, die für die Befriedigung des Energiedienstleistungsbedarfs in Deutschland aufgebracht werden müssen.

Tabelle 4-13: Entwicklung der Systemkosten über den Betrachtungszeitraum in Mrd. €₉₈

	2010	2020	2030	2040	2050
Systemkosten im Bezugsjahr	294,9	327,1	346,1	356,1	352,7
davon: Investitions-/Betriebskosten	262,3	287,5	299,6	306,8	302,7
Brennstoffkosten	32,7	39,6	46,5	49,3	50,0
Kumulierte Systemkosten	5567,6	8726,6	12116,3	15633,5	19182,6
davon: Investitions-/Betriebskosten	4932,1	7724,3	10674,1	13717,8	16773,1
Brennstoffkosten	635,5	1002,3	1442,2	1915,7	2409,4
Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	5159,4	6755,2	7913,2	8725,7	9280,1
davon: Investitions-/Betriebskosten	4573,3	5984,3	6992,4	7695,7	8173,0
Brennstoffkosten	586,1	770,9	920,8	1030,0	1107,0

4.3 Variante 1 zum Referenzszenario (Alternativer Datensatz)

In Tabelle 4-14 und Tabelle 4-15 ist beispielhaft für ausgewählte Referenztechniken der Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung die Entwicklung charakteristischer Größen dargestellt. Ansonsten wurden für das Referenzszenario mit alternativem Datensatz (REF_AD) keine Änderungen der jeweiligen Szenariovorgaben gegenüber den Rechnungen mit dem Basisdatensatz (REF_BD) vorgenommen. Neben den im Kapitel 4.1 und 4.2 vorgestellten Berechnungen des Referenzszenarios mit den Basisdaten wurde in einer Variante mit einem alternativen Datensatz für die Umwandlungstechnologien gerechnet.

Tabelle 4-14: Technisch ökonomische Daten von Stromerzeugungsanlagen (Alternativer Datensatz)

	Einheit	2000	2010	2020	2030
Steinkohle- Kondensations-KW					
Kapazität	MW _{el}	800	800	800	800
Eta	%	46	47	50	52
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	870	865	880	870
Braunkohle - Kondensations-KW					
Kapazität	MW _{el}	965	1050	1050	1050
Eta	%	44,5	45	50	50
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	1175	920	930	920
Erdgas GuD					
Kapazität	MW _{el}	400	500	500	500
Eta	%	57,5	60	62	63
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	460	435	430	425
PV Kraftwerk					
Modulleistung (DC, STC)	kW _p	26,1	24,7	23,4	22,3
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _p	6900	5285	4135	3526
Windenergiekonverter (Onshore)					
Leistung	kW _p	1500	2000	2500	2500
WEA-Herstellungskosten	Euro/kW _p	1025	900	800	760
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _p	1300	1155	1050	1005
Windenergiekonverter (Offshore)					
Leistung	kW _p		3000	5000	5000
WEA-Herstellungskosten	Euro/kW _p		960-1020	850	810
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _p		1640-1960	1540-1680	1470-1610

¹⁾ spez. Investitionskosten mit Bauherren-Eigenleistung; ohne Zinsen

Tabelle 4-15: Technisch ökonomische Daten von KWK Anlagen (Alternativer Datensatz)

		2000	2010	2020	2030
Erdgas-Entnahmekondensations-KWK					
max. el. Kapazität	MW	200	200	200	200
max. el. Wirkungsgrad	%	54	56	58	59
max. Wärmeauskopplung el. Wirkungsgrad	%	45	45	46	47
max. Wärmeauskopplung therm. Wirkungsgrad	%	44	44	43	42
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	615	583	552	522
Steinkohle-Entnahmekondensations-KWK					
max. el. Kapazität	MW	500	500	500	500
max. el. Wirkungsgrad	%	42,5	44	45	46
max. Wärmeauskopplung el. Wirkungsgrad	%	35	35	36	37
max. Wärmeauskopplung therm. Wirkungsgrad	%	53	53	52	51
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	1110	1104	1099	1094
Erdgas GuD-Gegendruck-KWK					
el. Kapazität	MW	200	200	200	200
el. Wirkungsgrad	%	45	45,5	46	46,5
therm. Wirkungsgrad	%	45	44	44	43,5
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	562	511	486	455
Steinkohle-Gegendruck-KWK					
el. Kapazität	MW	200	200	200	200
el. Wirkungsgrad	%	35	36	37	38
therm. Wirkungsgrad	%	50	51	51	51
spez. Investitionskosten 1)	Euro/kW _{el}	1227	1222	1217	1212

¹⁾ spez. Investitionskosten mit Bauherren-Eigenleistung; ohne Zinsen

Endenergieverbrauch

Unter den vorgegebenen Annahmen zur Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung sinkt der Endenergieverbrauch im Referenzszenario mit alternativem Datensatz trotz steigendem Bruttoinlandsprodukt langfristig unter das heutige Niveau ab. Zwar steigt der Endenergieverbrauch zunächst noch von knapp 9200 PJ im Jahr 2000 auf 9700 PJ im Jahr 2010 an. Danach geht er aber zurück und ist im Jahr 2050 um gut 10 % niedriger als in 2000 (vgl. Tabelle 4-16).

Diese Gesamtentwicklung des Endenergieverbrauchs ergibt sich aus langfristig in allen Sektoren rückläufigen Endenergieverbräuchen. Bei den Haushalten liegt der Endenergieverbrauch im Jahr 2050 um rd. 13 % unter dem des Jahres 2000. Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sinkt der auf die reale Bruttowertschöpfung bezogene spezifische Endenergieverbrauch bis 2050 um durchschnittlich 1,5 %/a ab, so dass trotz der Zunahme der Bruttowertschöpfung um 103 % der Endenergieverbrauch im Jahr 2050 um fast 7 % niedriger ist als in 2000.

Ähnlich stark sinkt auch der spezifische Energieverbrauch der Industrie bis 2050 ab (- 60 % gegenüber 2000). Darin schlagen sich nicht nur technische Effizienzverbesserungen und ein wachsender Stromanteil, sondern auch der inter- und intra-industrielle Strukturwandel hin zu weniger energieintensiven Branchen und Erzeugnissen nieder. Dies führt zu einem Rückgang des industriellen Energieverbrauchs bis 2050 um 3 %.

Tabelle 4-16: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und nach Sektoren im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in PJ

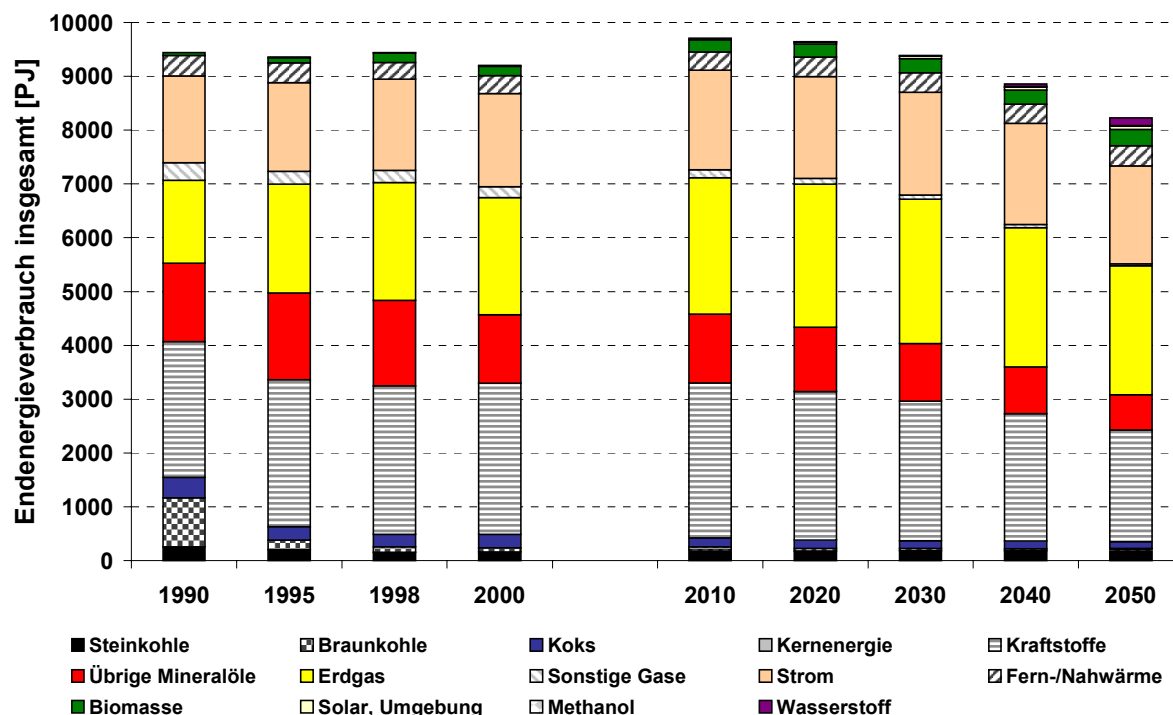
	1990	1995	1998	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Industrie	2977	2474	2397	2430	2511	2509	2514	2440	2331
GHD	1702	1614	1576	1472	1515	1509	1523	1469	1376
Haushalte	2383	2655	2779	2550	2842	2866	2710	2462	2218
Verkehr	2379	2614	2692	2745	2838	2757	2639	2485	2299
Summe	9441	9357	9444	9197	9706	9641	9387	8856	8222
Steinkohle	257	208	156	161	199	179	184	189	198
Braunkohle	911	176	101	80	56	47	40	34	28
Koks	378	248	232	246	168	159	144	138	131
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kraftstoffe	2525	2729	2760	2807	2883	2754	2593	2367	2075
Übrige Mineralöle	1455	1611	1584	1277	1276	1197	1075	874	652
Erdgas	1541	2025	2196	2172	2531	2659	2681	2586	2392
Sonstige Gase	329	236	219	205	150	110	79	55	42
Strom	1607	1649	1699	1729	1849	1892	1905	1882	1818
Fern-/Nahwärme	383	366	311	334	341	359	366	357	375
Biomasse	55	100	174	173	224	240	257	264	298
Solar, Umgebung	0	9	12	13	29	39	47	54	62
Methanol	0	0	0	0	0	2	5	8	13
Wasserstoff	0	0	0	0	0	3	11	49	139

Im Verkehrssektor nimmt der Endenergieverbrauch trotz der stark steigenden Verkehrsleistung nur noch bis 2010 moderat zu (+ 3,4 % gegenüber 2000). Wesentlich hierfür ist die unterstellte Umsetzung der freiwilligen Selbstverpflichtung der deutschen Automobilindustrie. Nach 2010 werden geringere Zuwächse bei den Verkehrsleistungen und weitere Reduktionen der spezifischen Kraftstoffverbräuche unterstellt, so dass sich von 2010 bis 2050 ein Rückgang des Endenergieverbrauchs im Verkehr von 19 % ergibt. Im Vergleich zu 2000 weist damit der Verkehrssektor mit rd. 16 % den stärksten Endenergieverbrauchsrückgang auf.

Eine wesentliche Entwicklung im Verkehrsbereich ist die Ausweitung der Dieselfahrzeuge zu Lasten der Fahrzeuge mit Ottomotoren. Alternative Kraftstoffe spielen auch am Ende des Betrachtungszeitraumes nur eine nachgeordnete Rolle. Auch aufgrund des wachsenden Kerosinverbrauchs im Luftverkehr behalten die mineralölstämmigen Kraftstoffe ihre dominierende Rolle. Sie decken im Jahr 2050 noch 85 % (heute 97 %) des Endenergiebedarfs des Verkehrs. Der sinkende Kraftstoffverbrauch des Verkehrs und ein rückläufiger Heizölverbrauch bei den privaten Haushalten und der Industrie führen dazu, dass die Verwendung von Mineralölprodukten insgesamt deutlich zurückgeht. Ihr Anteil sinkt am Endenergieverbrauch von 44,4 % im Jahr 2000 auf nur noch rund ein Drittel zur Mitte des Jahrhunderts (siehe Tabelle 4-16 und Abbildung 4-6). Dagegen können die Gase ihren Anteil von knapp 26 % (2000) bis auf rund 30 % in 2030 ausbauen. Die Kohlen verlieren in allen Sektoren weiter an Bedeutung und tragen im Jahr 2050 nur noch mit etwas mehr als 4 % zum Endenergieverbrauch bei.

Die Nah- und Fernwärme kann im Referenzszenario mit dem alternativen Datensatz ihren Beitrag zur Deckung der Endenergienachfrage zwar ausbauen, doch bleibt er mit 4,6 % auch im Jahr 2050 (3,6 % in 2000) nach wie vor begrenzt. Im Unterschied zu anderen Energieträgern schlägt sich hier der rückläufige Wärmebedarf für die Gebäudeheizung nicht verbrauchsmindernd nieder, da die Nah- und Fernwärmeerzeugung vor allem durch die vorgegebenen steigenden Anteile des KWK-Stroms an der gesamten Stromerzeugung mitbestimmt wird.

Abbildung 4-6: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in PJ



Der Endenergieverbrauch an Strom zeigt bis 2030 zunächst einen deutlichen Anstieg (+10 % gegenüber 2000), geht dann aber wieder zurück, so dass das Stromverbrauchsniveau im Jahr 2050 nur um rd. 5 % über dem des Jahres 2000 liegt. Der Zuwachs des Stromverbrauchs ist hauptsächlich auf die Sektoren Industrie, GHD und Verkehr mit steigenden Anteilen des Schienenverkehrs sowie den Einsatz von Strom in alternativen Antriebskonzepten zurückzuführen. Dem steht ein langfristig rückläufiger Stromverbrauch bei den Haushalten, sowohl bei den Wärmeanwendungen als auch bei Elektrogeräten gegenüber. Hier gewinnen allerdings gegen Ende des Betrachtungszeitraumes aufgrund der gestiegenen Preise für fossile Energieträger Elektro-Wärmepumpen zunehmend an Bedeutung.

Strombereitstellung

Für die Entwicklung der künftigen Struktur des Stromerzeugungssystems sind zum einen die Entwicklung der Stromnachfrage und zum anderen die bestehenden Kraftwerkskapazitäten sowie die sich aus ihrer Altersstruktur ergebenden Ersatzinvestitionszeitpunkte relevant. Daraus und aus der Vorgabe eines zu jedem Zeitpunkt ausgeglichenen konventionellen Stromimportaldos ergibt sich der Kapazitätszubaubedarf, der in einem liberalisierten Energiemarkt nach ökonomischen Gesichtspunkten, d. h. unter Berücksichtigung der Investitionskosten der Kraftwerksalternativen und den Energieträgerpreis-erwartungen, gedeckt wird.

Sieht man von dem durch Vorgaben der Kommission bestimmten Ausbau von Windkraft-, Photovoltaik- und KWK-Anlagen ab, so wird der verbleibende Kapazitätsbedarf im wesentlichen durch den Zubau von Kohlekraftwerken gedeckt. Details über die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten sind

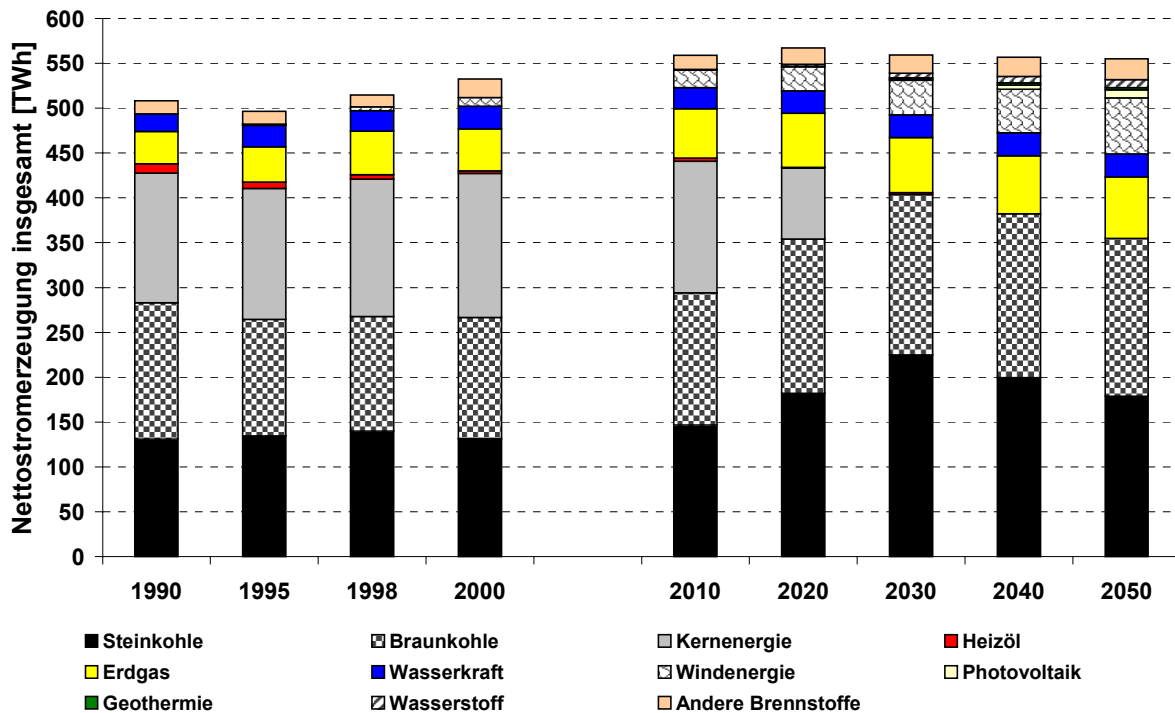
Tabelle 4-17 zu entnehmen. Die Netto-Engpassleistung des Kraftwerksparks steigt von rund 115 GW im Jahr 1998 über knapp 120 GW im Jahr 2030 auf 128 GW im Jahr 2050 an.

Tabelle 4-17: Kraftwerkskapazitäten (netto) im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in GW

	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
Netto-Engpaßleistung								
Steinkohle	31,2	31,0	30,7	27,9	29,8	35,3	30,6	27,8
Braunkohle	26,2	22,0	19,0	21,9	23,6	24,2	24,7	23,3
Heizöl	10,0	9,4	8,3	3,2	2,6	0,3	0,0	0,0
Erdgas	16,7	19,7	20,4	21,1	20,9	18,5	19,9	21,2
Kernenergie	24,1	22,8	22,3	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
Wasserkraft	8,6	8,9	8,9	10,3	10,4	10,6	10,6	10,6
Wind	0,0	0,9	2,9	12,0	14,7	19,0	22,5	27,5
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	1,5	4,5	9,6
Andere Brennstoffe	1,7	1,6	2,9	3,5	4,8	6,2	7,4	8,7
Summe	118,5	116,3	115,3	119,7	118,2	115,6	120,3	128,8
dav. in Kraft-Wärme-Kopplung				25,8	29,6	31,0	32,8	35,5

Auf Basis der zum jeweiligen Zeitpunkt vorhandenen Kraftwerkskapazitäten und ihrer Auslastungen ergibt sich die in Abbildung 4-7 dargestellte Nettostromerzeugung im Referenzszenario mit alternativem Datensatz. Insgesamt steigt die Nettostromerzeugung von 532 TWh im Jahr 2000 über 559 TWh in 2010 auf fast 570 TWh in 2020 an. Danach sinkt sie entsprechend der rückläufigen Stromnachfrage auf 555 TWh im Jahr 2050 ab. Die gemäß Vorgabe auslaufende Stromerzeugung aus Kernenergie wird im wesentlichen durch Strom aus Stein- und Braunkohle ersetzt. Im Jahr 2050 tragen die Steinkohlen- und Braunkohlenkraftwerke jeweils mit rund 32 % zur gesamten Nettostromerzeugung bei, Erdgaskraftwerke folgen mit gut 12 % an dritter Stelle.

Abbildung 4-7: Nettostromerzeugung nach Energieträgern im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland



Entsprechend den Vorgaben der Kommission soll der Beitrag der erneuerbaren Energiequellen zur Nettostromerzeugung künftig auch in der Referenzentwicklung weiter steigen. Es ist ein Anteil des REG-Stroms an der Nettostromerzeugung von mindestens 8 % im Jahr 2010, mindestens 10 % im Jahr 2020, mindestens 15 % im Jahr 2030 und mindestens 20 % im Jahr 2050 vorgegeben worden. Zur Erfüllung dieser Quoten steigt die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen bis 2050 auf 62,5 TWh, aus Photovoltaik auf 9,1 TWh, aus Biomasse auf 12,7 TWh und aus geothermischen Kraftwerken auf 2,4 TWh an. Schließlich wächst auch die Stromerzeugung aus Wasserkraft (Laufwasser, Speicher mit natürlichem Zufluss) von 17,3 TWh in 1998 auf 23,9 TWh in 2050 an, womit ihr Potenzial weitgehend ausgeschöpft ist.

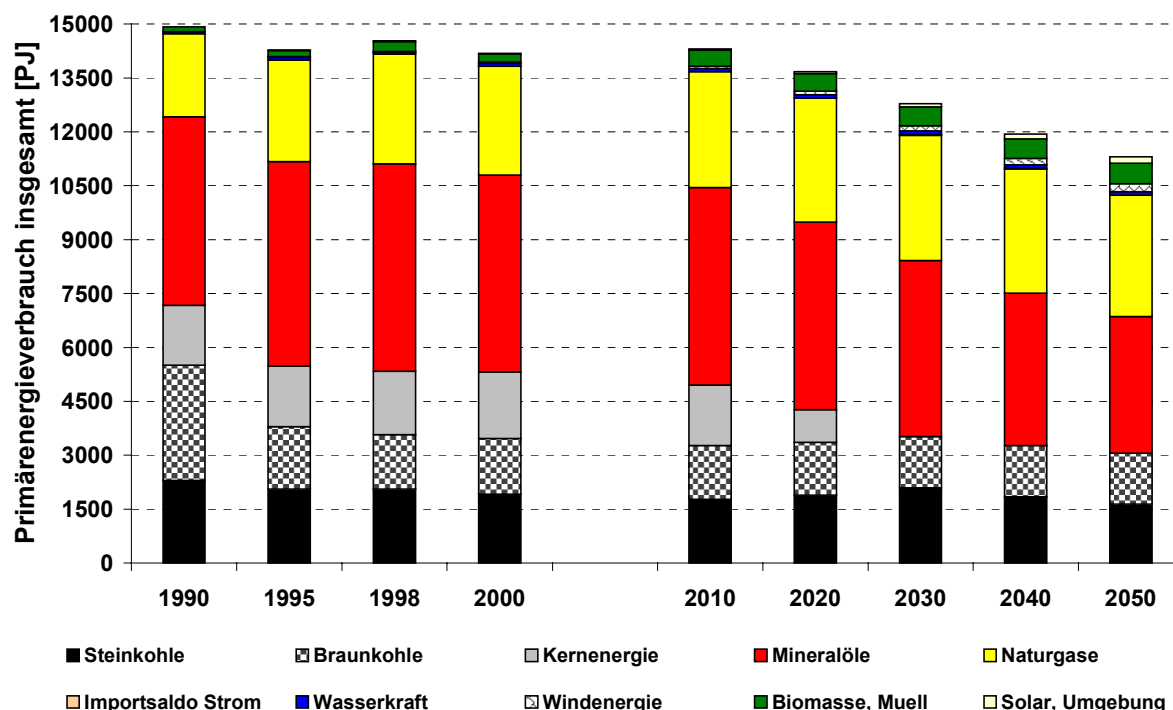
Primärenergieverbrauch

Der sich in Deutschland aus der Entwicklung des Endenergieverbrauchs, der Strombereitstellung und des Verbrauches im übrigen Umwandlungsbereich ergebende Primärenergieverbrauch ist für die Referenzentwicklung in Tabelle 4-18 und Abbildung 4-8 dargestellt. Bis zum Jahr 2010 verbleibt der Primärenergieverbrauch auf dem derzeitigen Niveau, danach sinkt er aufgrund von Energieeffizienzverbesserungen bei der Energieanwendung, der Stromerzeugung und den sonstigen Energiewandlungstechniken bis zum Jahr 2050 auf 11300 PJ ab und ist damit um gut 20 % niedriger als im Jahr 2000. Der im Vergleich zur Entwicklung des Endenergieverbrauchs stärkere Rückgang des Primärenergieverbrauchs resultiert zum Teil auch aus der primärenergetischen Bewertung der Energieträger mittels der Wirkungsgradmethode.

Tabelle 4-18: Primärenergieverbrauch im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in PJ (Wirkungsgradmethode)

	1990	1995	1998	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	2306	2060	2059	1920	1776	1893	2091	1843	1641
Braunkohle	3201	1734	1514	1547	1491	1465	1428	1423	1418
Kernenergie	1668	1682	1762	1849	1691	912	0	0	0
Mineralöle	5238	5689	5775	5478	5497	5214	4898	4247	3796
Naturgase	2316	2826	3048	3025	3218	3454	3483	3451	3383
Importsaldo Strom	3	17	0	9	0	6	32	26	0
Wasserkraft	58	77	63	73	84	89	91	92	93
Windenergie	0	6	17	33	71	96	139	175	225
Biomasse, Muell	126	169	271	233	442	492	533	541	573
Solar, Umgebung	0	9	12	13	33	46	90	138	169
Summe	14916	14269	14521	14180	14304	13668	12785	11937	11298
REG-Anteil	1,2%	1,8%	2,5%	2,5%	4,4%	5,3%	6,9%	8,2%	9,4%
Quelle	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen				Ergebnisse des Referenzszenarios				

Abbildung 4-8: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in PJ (Wirkungsgradmethode)



Der Primärenergieverbrauch in Deutschland beruhte im Jahr 2000 zu fast 39 % auf Mineralöl, zu 24,4 % auf Kohlen, zu 21,3 % auf Naturgasen, zu 13 % auf Kernenergie und zu 2,4 % auf erneuerbaren Energiequellen (Wasserkraft, Biomasse, Wind usw.). Die Beiträge der einzelnen Energieträger zum Primärenergieverbrauch entwickeln sich im Referenzszenario mit alternativem Datensatz sehr unter-

schiedlich. Die Kohlen, das Erdgas und die erneuerbaren Energiequellen gewinnen vor allem durch die Veränderungen im Strombereich an Bedeutung. Die Kernenergienutzung läuft annahmegemäß aus. Die Entwicklung beim Mineralöl wird durch den rückläufigen Einsatz im Wärmemarkt und durch die Entwicklung im Verkehrssektor bestimmt. Gleichwohl bleibt das Mineralöl auch im Jahr 2050 mit einem Anteil von einem Drittel der wichtigste Primärenergieträger, gefolgt von den Naturgasen mit knapp 30 % und den Stein- und Braunkohlen mit zusammen 27 %. Der Beitrag aller erneuerbarer Energiequellen zum Primärenergieverbrauch in Deutschland macht knapp 10 % in 2050 aus.

Emissionen und Kosten

Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und seiner Energieträgerstruktur bestimmt die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen. Entsprechend sinken die energiebedingten Treibhausgasemissionen im Referenzszenario mit alternativem Datensatz in den nächsten drei Jahrzehnten nur moderat ab (–5% gegenüber 1998). Erst der weitere Rückgang des Primärenergieverbrauchs nach 2030, der wesentlich durch die abnehmende Bevölkerungszahl bestimmt wird, führt dann zu einer weiteren Reduktion der Treibhausgasemissionen um größenordnungsmäßig 20 % gegenüber 1998 (siehe Abbildung 4-9 und Tabelle 4-19).

Bezogen auf das Jahr 1990, das üblicherweise als Bezugspunkt für die Entwicklung der THG-Emissionen verwendet wird, bedeutet die Emissionsentwicklung im Referenzszenario mit alternativem Datensatz, dass die energiebedingten THG-Emissionen im Jahr 2010 um 17 %, im Jahr 2020 um 17,5 %, im Jahr 2030 um 19 % und im Jahr 2050 um 30 % niedriger liegen.

Sektoral differenziert ergibt sich für die Entwicklung der CO₂- sowie der THG-Emissionen das folgende Bild (siehe Tabelle 4-19). In beiden Fällen ist die relative Emissionsminderung besonders hoch in der Industrie (–47 %) sowie im zusammengefassten Bereich Haushalte, GHD (–35 %). Die Emissionen des Sektors Energiegewinnung und -umwandlung gehen, bezogen auf 1990, bis 2050 zwar um 26 % zurück, dieses Emissionsniveau wird aber nahezu schon im Jahr 1999 erreicht. Am schwächsten ist der Rückgang im Verkehr, dessen Emissionen das 1990er Niveau bis zum Jahr 2030 sogar noch spürbar überschreiten.

Abbildung 4-9: Energiebedingte Treibhausgasemission im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland

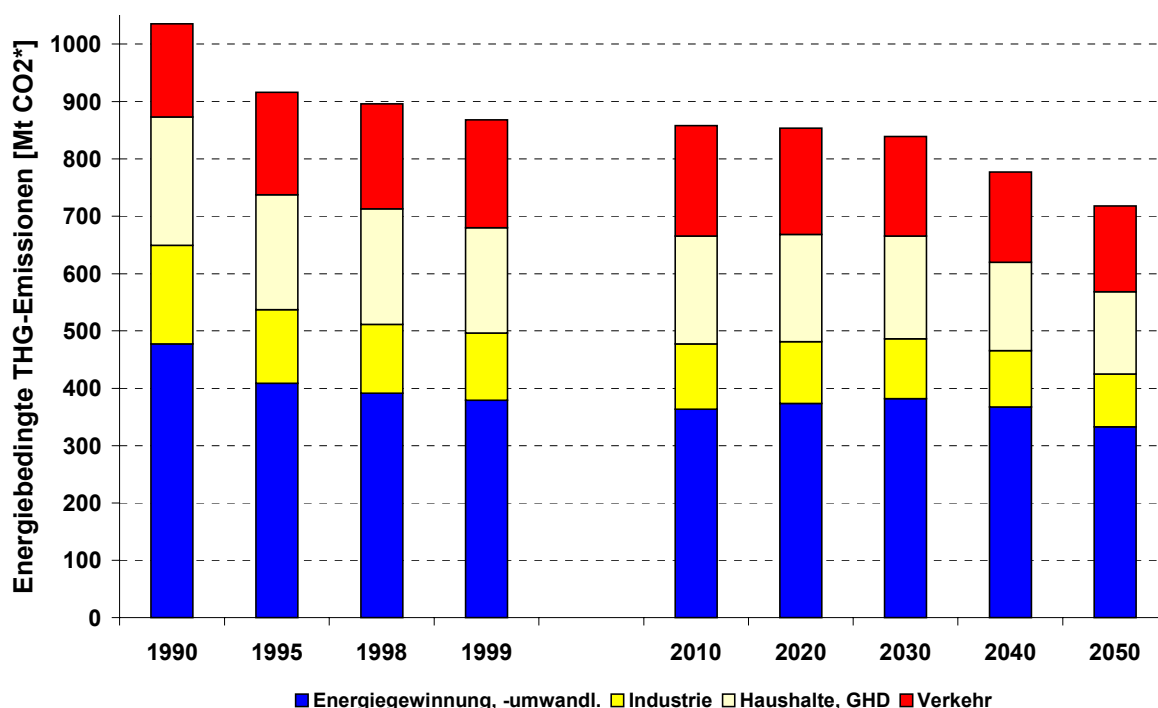


Tabelle 4-19: Energiebedingte CO₂- und Treibhausgas-Emissionen im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in Mio. t CO₂ bzw. Mio. t CO₂ Äquivalente

	1990	1995	1998	1999	2010	2020	2030	2040	2050
Energiebedingte CO₂ Emissionen									
Energiegewinnung, -umwandlung	440,5	379,4	367,5	354,1	341,3	355,6	372,8	358,9	325,4
Industrie	169,7	127,1	118,4	115,4	112,7	106,6	102,9	97,1	90,5
Haushalte, GHD	218,7	197,5	198,6	181,6	185,7	185,1	177,5	152,1	141,8
Verkehr	158,0	172,6	176,7	181,9	188,3	181,0	170,3	154,4	147,0
Summe	986,8	876,5	861,1	833,0	828,1	828,3	823,4	762,5	704,6
Energiebedingte Treibhausgas-Emissionen									
Energiegewinnung, -umwandl.	477,8	408,6	395,7	379,6	363,6	373,6	381,9	367,4	333,2
Industrie	171,8	128,5	119,9	116,8	113,9	107,8	104,1	98,4	91,6
Haushalte, GHD	223,4	200,4	201,3	183,9	187,8	187,2	179,5	153,9	143,4
Verkehr	162,5	178,8	182,8	187,9	192,6	184,9	173,9	157,7	149,8
Summe	1035,6	916,3	899,6	868,2	858,0	853,5	839,5	777,4	718,0

Für die übrigen energiebedingten Schadstoffemissionen ergeben sich in der Referenzentwicklung mit dem alternativen Datensatz deutlich größere Reduktionen als bei den Treibhausgasen. So gehen die NMVOC- und Staub-Emissionen im Vergleich zu 1990 um mehr als 90 % zurück. Stark rückläufig sind aber auch die Emissionen von CO (-85 %), SO₂ (-86 %) und NO_x (-62 %).

In Tabelle 4-20 sind Indikatoren zur Kennzeichnung der Entwicklung im Referenzszenario mit alternativem Datensatz in Deutschland zusammengestellt. Der Primärenergieverbrauch je Einwohner bleibt im Betrachtungszeitraum nahezu unverändert. Allerdings sinkt die Energieintensität der deutschen

Volkswirtschaft (Primärenergieverbrauch je Einheit Bruttoinlandsprodukt) deutlich ab. Je nach Bewertung des Primärenergieträgers sinkt die Energieintensität durchschnittlich um 1,8 bzw. 1,9 %/a im Zeitraum von 1998 bis 2050. In der Zeitperiode von 1995 bis 2001 waren es 1,3 %/a und in der durch die strukturellen Anpassungen in den neuen Bundesländern anfänglich stark geprägte Periode von 1990 bis 2000 noch 2 %/a.

Tabelle 4-20: Indikatoren für die Entwicklung von Energieverbrauch und Emissionen im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland: absolute Werte

	Einheit	1990	1998	2010	2020	2030	2040	2050
PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	177,09	174,22	169,16	164,11	162,85	166,64
PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	175,68	174,47	171,49	169,66	169,66	174,99
PEV (WM) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,56	3,96	3,09	2,50	2,05	1,72	1,49
PEV (SP) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,52	3,93	3,09	2,53	2,12	1,79	1,57
EEV Ind. / Industrieprod.	MJ / DM ₉₅	3,52	3,11	2,51	2,05	1,78	1,54	1,34
EEV HH / m ²	MJ / m ²	859	881	761	692	641	592	558
EEV PV / Pkm	kJ / Pkm	k.A.	165	142	123	107	94	83
EEV GV / tkm	kJ / tkm	k.A.	1749	1562	1403	1280	1174	1080
Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	k.A.	75,2	76,9	79,5	78,5	77,4
Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. DM ₉₅	49,3	k.A.	54,3	67,2	79,8	84,5	88,9
Netto-Energieimporte (WM) / BIP	%	1,5	k.A.	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2
CO ₂ / BIP	g / TDM ₉₅	301,6	234,6	178,9	151,4	132,0	109,9	93,0
CO ₂ / Kopf	t / EW	12,4	10,5	10,1	10,3	10,6	10,4	10,4
CO ₂ / PEV (WM)	t / GJ	66,2	59,3	57,9	60,6	64,4	63,9	62,4
CO ₂ / PEV (SP)	t / GJ	66,7	59,8	57,8	59,8	62,3	61,3	59,4

Erläuterungen: PEV = Primärenergieverbrauch; WM = Wirkungsgradmethode, SP = Substitutionsansatz; BIP = Reales Bruttoinlandsprodukt; EEV = Endenergieverbrauch; Ind. = Industrie; HH = Haushalte; PV = Personenverkehr; GV = Güterverkehr.

Die Importabhängigkeit bleibt im Referenzszenario mit alternativem Datensatz in etwa auf dem derzeitigen Niveau, wobei strukturell die Erdgas- und Steinkohleimporte zunehmen und die Importe von Mineralölprodukten zurückgehen. Der Wert der Netto-Energieimporte, der 1980 bei rd. 25 Mrd. € (95er Preise) gelegen hat, steigt langfristig um 80 % auf rund 45 Mrd. Euro im Jahr 2050 an. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt bedeutet dies gegenüber 1990 allerdings einen Rückgang: Entsprechend der Wert der Netto-Energieimporte im Jahr 1990 noch einem Anteil von 1,51 % des BIP's, so sinkt er im Jahr 2050 auf 1,17 % ab.

Die gesamten Kosten (Investitionen, Brennstoffkosten, Betriebskosten) des Energiesystems zur Bereitstellung der Energiedienstleistung im Zeitraum von 1990 bis 2050 (ohne Berücksichtigung der externen Kosten) belaufen sich kumuliert auf 19247 Mrd. € (1998er Preise). Gemessen am Bruttoinlandsprodukt nehmen dabei die Kosten des Energiesystems von 14,5 % in 2000 auf 9,6 % in 2050 ab. Durchschnittlich betragen die Ausgaben im Energiesystem pro Jahr rund 380 Mrd. €₉₈.