5. Treibhausgasminderungsszenarien

5.1. Szenario Umwandlungseffizienz

5.1.1 Szenariophilosophie

Das Szenario Umwandlungseffizienz legt entsprechend den Vorgaben der Kommission 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 wie auch zielgruppenspezifische Maßnahmenbündel intensivieren die Anstrengungen zur Energieeinsparung gegenüber der Referenzentwicklung.

Die öffentliche Hand geht in einem gewissen Umfang vorbildhaft voran (z.B. verstärkte Initiierung kommunaler Energiekonzepte, Bezug grünen Stroms, Erhöhung der Effizienz eigener Anlagen, usw.)

Energieeinsparungen werden im Wesentlichen durch eine kostenorientierte Ausschöpfung der Einsparpotenziale umgesetzt. Die Sanierungsrate im Gebäudebestand wird gegenüber der Referenz erhöht. Im Industriebereich werden Energieeinsparungen bei Strom und Prozesswärme ebenfalls gemäß ihrer Kostengünstigkeit verstärkt umgesetzt.

Der bestehende Kraftwerkspark wird modernisiert. Kraftwerke auf fossiler Basis werden ertüchtigt. Heizwerke in der Industrie werden durch Heizkraftwerke substituiert. Die Stromerzeugung erfolgt im Jahr 2050 zu mindestens 40% in KWK-Anlagen. Hierzu werden alte Anlagen durch neue mit höherer Stromkennzahl ersetzt, Fern- und Nahwärmekonzepte werden verstärkt realisiert. Brennstoffzellen auf der Basis von Erdgas spielen eine zunehmend größere Rolle bei der Raumwärmebereitstellung und bei der dezentralen Stromerzeugung.

Der Ausbau der regenerativen Energien erfolgt überwiegend dezentral und nur wenig schneller als im Referenzszenario. Größere strukturelle Veränderungen werden kaum erforderlich. Im Strombereich spielt der Zubau von Wind-Offshore-Anlagen eine bedeutende Rolle, der Import von REG-Strom ist zunächst vernachlässigbar, kann aber in 2050 bis zu 10% des Strombedarfs betragen. Biomasse in verschiedenen Formen wird als Brennstoff für KWK-Anlagen eingesetzt. Fortgeschrittene Methoden des Lastmanagements erlauben einen deutlich steigenden Anteil fluktuierender regenerativer Energiequellen an der Stromerzeugung von mindestens 30%.

Die bestehenden Kernkraftwerke werden gemäß der zwischen Bundesregierung und Kraftwerksbetreibern am 11.06.2001 geschlossenen Vereinbarung sukzessive stillgelegt

Beim Stromaußenhandel ist bei konventionell erzeugtem Strom von einem ausgeglichenen Saldo

auszugehen. Der Nettoimport von REG-Strom kann bis zu 10% des Strombedarfs betragen (s.o.).

Im Wärmemarkt sind die regenerativen Energien insbesondere für die Warmwassererzeugung von Bedeutung, REG-basierte Nahwärmeanlagen (insbesondere im kommunalen Bereich) haben ihre Bedeutung in Systemlösungen mit fossilen back-up-Systemen. Das Schwergewicht des Biomasse-Einsatzes und der Geothermie-Nutzung liegt auf der Wärmeseite und zunächst in Einzelanlagen. Später kommt Biomasse auch vermehrt in Nahwärmesystemen zum Zuge.

Im Verkehrsbereich werden vermehrt biogene Kraftstoffe eingesetzt, die im Jahr 2010 einen Anteil von mindestens 6 % am Treibstoffverbrauch erreichen, 2020 und 2030 einen Anteil von mindestens 12 % und danach absolut zumindest auf dem erreichten Niveau bleiben. Fahrzeuge mit Erdgas basierten Brennstoffzellenantrieben haben höhere Marktanteile als im Referenzszenario. Der Modal-Split wird erkennbar zu Energie sparenderen Verkehrsträgern (auch zum nicht motorisierten Verkehr) verlagert. Das Effizienzpotenzial bei allen Fahrzeugen wird zu signifikanten Anteilen ausgeschöpft.

Eine Clean-Coal-Strategie (IGCC und Druckkohlenstaubfeuerung) sowie die Abtrennung und Speicherung von CO_2 im Bereich großer Kraftwerke wird ermöglicht. Erdgas gewinnt gegenüber der Kohle in der Verstromung weiter an Bedeutung. Für die deutsche Steinkohle wird bis zum Jahr 2020 eine Mindestverstromungsmenge vorgegeben (vgl. Tabelle 5-1), nach 2020 gibt es hierfür keine Vorgabe.

Für den Anteil der heimischen Energieträger an der gesamten Energieversorgung gibt es keine Vorgabe.

5.1.2 Ergebnisse der Modellrechnungen

Übersicht über wichtige Unterschiede im Szenario Umwandlungseffizienz

Bereich	WI	IER
Private Haushalte	Sanierungsrate Gebäude ab 2010: 1,5 %/a	Sanierungsrate Gebäude bis 2010: 1 %/a, bis 2020: 1,5 %/a, bis 2030: 2 %/a, danach 2,5 %/a
	Verstärkte Maßnahmen bei der Gebäudedämmung induzieren Kostenreduktionen	Keine Kostendegression
	Standard im Neubau wie Referenz	Standard im Neubau gegenüber Referenz verbessert
	Programm zur Substitution von Nachtspeicher-heizungen, Einsatz von Gaswärmepumpen	Substitution von Brennstoffen durch Strom
	Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz	Direkte Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellen
Industrie und GHD	Sukzessives Ausschöpfen der einzelwirtschaftlichen Potenziale	Einsatz von Elektro- und Gaswärmepumpen
	Erhöhung der technischen und wirtschaftlichen Potenziale durch induzierte Innovationsdynamik	Szenariounabhängige Einsparpotenziale
Verkehr	Kraftstoffverbrauch PKW 2050 um 50 % niedriger als in Referenz	Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch des PKW-Bestandes 2050 mit 4,0 l Benzinäquivalent je 100 km um 14 % niedriger als in Referenz (4,65 l/100 km)
	Kraftstoffverbrauch LKW 2050 um 40 % niedriger als in Referenz	Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch des LKW-Bestandes 2050 mit 19,3 l Dieseläquivalent je 100 km um 3 % niedriger als in Referenz (19,9 l/100 km)
	Im Vergleich zur Referenz um 15 % höhere Auslastung der LKW	Auslastung LKW wie Referenz
	Ausschöpfung der Einsparpotenziale unter Berücksichtigung einzelwirtschaftlicher Anreize	Ausschöpfung der Einsparpotenziale nach gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten
	Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff	Keine Wasserstoffnutzung im Verkehr
	Erdgas als Wegbereiter für Wasserstoff	Betrachtungszeitraum endet 2050
	Biokraftstoffe gemäß Vorgabe bis 2020/30 auf 12 % Anteil steigend, danach relativ konstanter Anteil, aber absoluter Rückgang	Biokraftstoffe gemäß Vorgabe bis 2020/30 auf 12 % Anteil steigend, danach absolut nahezu konstant.
Wasserstofferzeugung	durch Kohlevergasung mit CO_2-Abtrennung	durch Elektrolyse
Nutzungsgrad der Kohlevergasung inkl. CO2-Abtrennung	75 %	64 %

Fortsetzung

Ausbau KWK	Keine neuen Standorte für große KWK-Anlagen (in der Industrie Teilersatz von Heizwerken durch HKW)	Neue Standorte werden erschlossen
REG-Strom-, REG-Stromimport-, KWK-Strom-Quoten	Vorgaben bezogen auf Nettostromerzeugung	Vorgaben bezogen auf Nettostromverbrauch
	Keine Nutzung der Windenergiepotenziale in windschwachen Regionen	Nutzung der Windenergiepotenziale in windschwachen Regionen mit entsprechend notwendigen Ersatzkapazitäten
Stromerzeugung	Stromerzeugung in Brennstoffzellen auf Erdgasbasis	Stromerzeugung in Brennstoffzellen auf Wasserstoffbasis, u. a. zur Erfüllung der KWK-Quote
	HDR-Stromerzeugung wird - begründet mit dem Entwicklungsstand - nur eingeschränkt (in 2050: 28,0 TWh) genutzt, obwohl sehr kostengünstige Stromerzeugungsoption	HDR-Stromerzeugung wird bis zu einem Potenzial von 41,3 TWh in 2050 ausgebaut, da sie zur Kostenminimierung beiträgt.

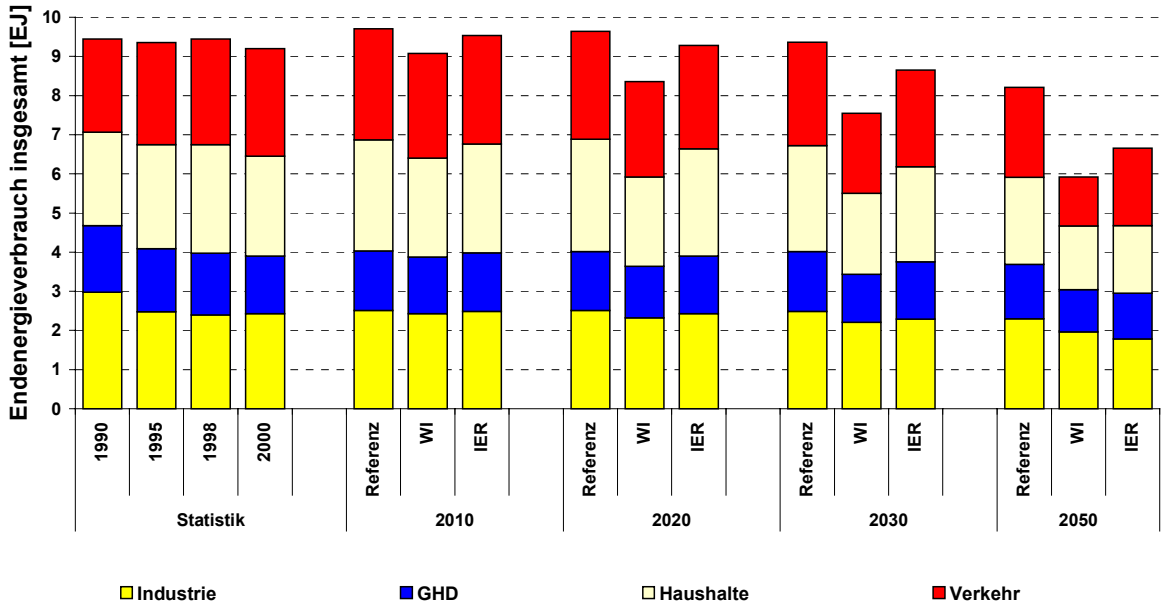
Endenergieverbrauch

Der Endenergieverbrauch liegt im Szenario Umwandlungseffizienz im Jahr 2050 mit 6656 PJ (IER) bzw. 5918 PJ (WI) um 29,5 % bzw. 37,3 % unterhalb seines Ausgangswertes im Jahr 1998. Dieser im Vergleich zur Referenz im Zeitablauf stärkere Rückgang des Endenergieverbrauchs ist auf durchweg höhere Effizienzgewinne zurück zu führen. Im Endjahr der Betrachtung unterscheiden sich die Ergebnisse von IER und WI um 738 PJ. Damit liegt der Verbrauch bei IER um 12,5 % höher als bei WI

Tabelle 5.1-1 Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren, in PJ, Anteile in %

	1998	2010	2010	2030	2030	2050	2050
		IER	WI	IER	WI	IER	WI
Endenergieverbrauch nach Sektoren, PJ							
Industrie	2'397	2'483	2'425	2'287	2'209	1'779	1'964
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	1'576	1'496	1'453	1'465	1'225	1'169	1'075
Haushalte	2'779	2'788	2'528	2'426	2'070	1'732	1'632
Verkehr	2'692	2'772	2'673	2'471	2'046	1'975	1'247
Summe	**9'444**	**9'538**	**9'079**	**8'649**	**7'550**	**6'656**	**5'918**
Endenergieverbrauch nach Energieträgern, PJ							
Steinkohle	156	160	186	314	126	473	80
Braunkohle	101	54	44	38	20	15	4
Koks	232	166	152	138	111	92	72
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	0
Mineralöle	4'344	3'916	3'909	2'910	2'426	1'480	826
Gase (inkl. Methanol)	2'415	2'677	2'374	2'170	2'023	619	1'296
Strom	1'699	1'771	1'679	1'844	1'613	1'935	1'542
Fern-/Nahwärme	311	439	369	565	478	823	427
Biomasse	174	328	338	617	501	573	420
Solar, Umgebung	12	27	28	53	233	647	534
Wasserstoff	0	0	0	0	21	0	718
Summe	**9'444**	**9'538**	**9'079**	**8'649**	**7'550**	**6'656**	**5'918**
Endenergieverbrauch nach Sektoren, Anteile in %							
Industrie	25.4	26.0	26.7	26.4	29.3	26.7	33.2
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	16.7	15.7	16.0	16.9	16.2	17.6	18.2
Haushalte	29.4	29.2	27.8	28.1	27.4	26.0	27.6
Verkehr	28.5	29.1	29.4	28.6	27.1	29.7	21.1
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**
Endenergieverbrauch nach Energieträgern, Anteile in %							
Steinkohle	1.7	1.7	2.1	3.6	1.7	7.1	1.4
Braunkohle	1.1	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1
Koks	2.5	1.7	1.7	1.6	1.5	1.4	1.2
Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mineralöle	46.0	41.1	43.1	33.6	32.1	22.2	14.0
Gase (inkl. Methanol)	25.6	28.1	26.2	25.1	26.8	9.3	21.9
Strom	18.0	18.6	18.5	21.3	21.4	29.1	26.1
Fern-/Nahwärme	3.3	4.6	4.1	6.5	6.3	12.4	7.2
Biomasse	1.8	3.4	3.7	7.1	6.6	8.6	7.1
Solar, Umgebung	0.1	0.3	0.3	0.6	3.1	9.7	9.0
Wasserstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	12.1
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Abbildung 5.1-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren, in EJ



Endenergieverbrauch nach Sektoren

In der Struktur des Endenergieverbrauchs nach Sektoren zeigen sich insgesamt keine dramatischen Veränderungen gegenüber dem Basisjahr. Eine Ausnahme bildet der Verkehrssektor in den Rechnungen des WI. Sein Anteil geht bis 2050 markant zurück.

Private Haushalte

Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte geht zwischen 1998 und 2050 um 37,7 % (IER) bzw. 41,3 % (WI) zurück.

Wesentlichen Anteil an den Energieeinsparungen gegenüber der Referenzentwicklung haben energetisch verbesserte Gebäude. Hierzu tragen insbesondere gegenüber der Referenz angehobene Sanierungsraten im Altbau bei. Der in den der letzten 50 Jahren beobachtete Sanierungsstau wird durch zusätzliche Sanierungsanreize (Informationskampagnen, stärkere Kontrollen, Energie- oder THG-Steuer, Förderprogramme) zumindest teilweise abgebaut. Im Referenzszenario beträgt die Gesamt-Sanierungsrate bei den Wohngebäuden 2,5 %/a. Bei 20 % dieser Gebäude, d.h. 0,5 %/a, werden innerhalb des Sanierungszyklus auch wärmetechnische Sanierungen durchgeführt. Im Szenario Umwandlungseffizienz sind die Sanierungsraten dem gegenüber deutlich höher. Es wird davon ausgegangen, dass die Erhöhung der jährlichen Gebäudesanierungen im Rahmen des technisch sinnvollen Erneuerungszyklusses bleibt und eingebunden wird in eine ohnehin zum Erhalt der Gebäudesubstanz not-

wendige, bisher aber nur unzureichend durchgeführte Sanierung der Gebäude. In diesem Fall kann ein Teil der anfallenden Kosten der Gebäudeertüchtigung (z. B. Gerüstbau, Abschlagen des Putzes, Erneuerung des Daches etc.) bei der Bestimmung der energetischen Sanierungskosten unberücksichtigt bleiben, da sie ohnehin, zur Instandhaltung des Gebäudes notwendig sind.

IER geht bei seinen Modellrechnungen davon aus, dass bis 2010 gegenüber dem Referenzszenario eine Verdopplung der tatsächlich durchgeführten energetischen Sanierungen möglich ist (40 % oder 1,0 %/a). Danach steigt diese Rate bis 2020 auf 60 % bzw. 1,5 %/a, bis 2030 auf 80 % bzw. 2,0 %/a und danach auf 100 %. Die nach und nach steigende Sanierungsintensität führt dazu, dass die Effizienzsteigerungen im Haushaltsbereich zum Ende des Betrachtungszeitraumes hin deutlich zunehmen. Im Jahr 2050 liegt der Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser um 36,9 % unter dem Wert von 1998.

WI rechnet ab 2010 mit einer Sanierungsrate von 1,5 %/a, womit es gegenüber der Referenzentwicklung zu mehr als einer Verdoppelung kommt. Die energetische Sanierungsrate von 1,5 %/a ist gleichzusetzen mit einer kompletten Sanierung der wesentlichen Gebäudebestandteile, d. h. Fenster, Außenfassade aller Wohngebäude innerhalb eines Zeitraumes von 65 Jahren. Ein größerer Teil der Erhöhung der Sanierungsrate kann dabei bereits dadurch aufgefangen werden, dass vermehrt Sorge dafür getragen wird, dass die bestehenden Anforderungen bezüglich der energetischen Sanierung (vgl. Vorgaben der Energieeinsparverordnung) bei durchgeführten baulichen Maßnahmen auch tatsächlich eingehalten werden. Derzeit, und auch in der Referenzentwicklung, wird noch ein erheblicher Anteil von Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle ohne gleichzeitige energetische Sanierung durchgeführt, obwohl dies in vielen Fällen durch die gültige Wärmeschutzverordnung bzw. Energieeinsparverordnung vorgeschrieben wäre. Entsprechende Aufklärungs- und Anreizprogramme können helfen, die Lücke zu schließen.

Im Rahmen der Sanierung kommen bei WI insgesamt nur hoch rentable Maßnahmen mit Einsparkosten (für die Einzelmaßnahme) von deutlich unterhalb von 2 Cent/kWh (4 Pf/kWh) zur Umsetzung. Entsprechend der an einzelwirtschaftlichen Kalkülen orientierten Einsparstrategie liegen die Energiekennwerte für die Sanierung im Gebäudebestand etwa 20 bis 25 % unterhalb der Werte der Referenzentwicklung. Damit ist das Szenario Umwandlungseffizienz weniger durch drastische Minderungen im Einzelfall charakterisiert, sondern vor allem durch ausgeweitete Sanierungsaktivitäten. Darauf reagieren die Bauwirtschaft und die Dämmstoffindustrie mit zusätzlichen Produktentwicklungen und Innovationen, die zu Kostendegression führen. Die für die Umsetzung der höheren Sanierungsrate erforderlichen Transaktionskosten werden im Wesentlichen durch diese Kostendegressionen bei den spezifischen Minderungsmaßnahmen kompensiert werden können. Durch die umfangreichen Sanie-

rungsmaßnahmen im Verbund mit der Errichtung immer verbrauchsärmerer neuer Gebäude reduziert sich bei WI der Endenergiebedarf für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser von 1998 bis zum Jahr 2050 um 33,2 %. Dabei spielt dann auch die rückläufige Bevölkerungsentwicklung eine signifikante Rolle.

In den Berechnungen des WI sind im Jahr 2050 die Einsparungen der Haushalte im Wärmebereich von 444,6 PJ gegenüber der Referenz mit Kosteneinsparungen von 2,4 Mrd EUR verbunden. Je eingesparte Kilowattstunde sparen die Privaten Haushalte demnach knapp 2 Cent ein.

Die Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten entspricht den Annahmen für das Referenzszenario. Allerdings weist das Szenario Umwandlungseffizienz eine deutlich stärkere Verbesserung der Geräteeffizienz auf als die Referenz. Primär werden dabei besonders wirtschaftliche Einsparoptionen erschlossen wie z.B. die Reduzierung der Stand-by-Verbräuche oder die Verringerung der spezifischen Stromverbräuche der Beleuchtung und von Gefriergeräten. Diese Effizienzsteigerungen führen dazu, dass der Stromverbrauch für den Betrieb der Elektrogeräte trotz steigender Geräteausstattung der Haushalte zwischen 1998 und 2050 um 43,3 % (IER) bzw. 46,5 % (WI) zurück geht. Auch hierbei spielt der Bevölkerungsrückgang gegen Ende des Betrachtungszeitraums eine Rolle.

Der Stromverbrauch der Privaten Haushalte liegt bei WI im Jahr 2050 um fast 60 % unter dem Ausgangswert 1998. Damit sind die Einsparungen beim Strom deutlich stärker ausgeprägt als beim Endenergieverbrauch insgesamt, der im selben Zeitraum um 41,3 % zurück geführt wird. Rückläufig ist vor allem der Einsatz elektrischer Energie für die Wärmebereitstellung (insbesondere Nachtspeicherheizungen). Beim IER spielt dagegen die Substitution von Brennstoffen durch Strom auch im Bereich der Privaten Haushalte eine Rolle. Die Stromeinsparungen zwischen 1998 und 2020 liegen bei 22,4 % und damit deutlich unterhalb der Gesamteinsparung von 37,7 %.

Eine im Zeitverlauf zunehmende Bedeutung erhalten in den Privaten Haushalten die regenerativen Energien. Das gilt sowohl für Solarkollektoranlagen als auch für Anlagen zur Biomassenutzung in Einzelheizungen (IER) oder zu geringen Anteilen auch in Nahwärmenetzen (WI). Daneben wird Umgebungswärme mit Hilfe von Wärmepumpen genutzt.

Neben den regenerativen Energien wird Wasserstoff als neuer THG-freier Energieträger in den Haushalten eingesetzt. Beim IER erfolgt in den Privaten Haushalten die Nutzung in kleinen dezentralen KWK-Anlagen (Brennstoffzellen). Beim WI wird ein Teil des erzeugten Wasserstoffes an zentralen Punkten in das Erdgasnetz eingespeist, wobei die Beimischung bis zu 20 % betragen kann. In dieser Form wird Wasserstoff auch von den Privaten Haushalten zu Zwecken der Raumwärme- und Warmwassererzeugung genutzt.

GHD

Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen verringert sich der Energieverbrauch zwischen 1998 und 2050 um 25,8 % (IER) bzw. 31,8 % (WI). Bis zum Jahr 2030 beträgt die Einsparung gegenüber dem Basisjahr 7,0 % (IER) bzw. 22,3 % (WI).

Im Szenario des IER werden auch im Sektor GHD Möglichkeiten genutzt, um mit Stromanwendungen fossile Brennstoffe zu substituieren (Wärmepumpe, Ökowatts usw.). Verstärkt werden Wärmepumpen sowohl mit Elektroantrieb als auch mit Gasantrieb eingesetzt. Letztere spielen auch beim WI eine größere Rolle. Umgebungswärme wird verstärkt gewonnen, um fossile Brennstoffe einzusparen. Zusätzlich wird die Solarenergie auch für die Raumwärmeerzeugung genutzt, darüber hinaus werden Biomasseanlagen stark ausgebaut.

Auch im Sektor GHD werden die Energieeinsparpotenziale bei WI weitestgehend im Rahmen der vorhandenen einzelwirtschaftlichen Potenziale ausgeschöpft. Dabei leisten wiederum Einsparungen im Gebäudebereich einen wichtigen Beitrag. In den Berechnungen des WI sind im Jahr 2050 die Einsparungen gegenüber der Referenz im Sektor GHD von 315,1 PJ mit Minderkosten von 1,9 Mrd EUR verbunden. Je eingesparte Kilowattstunde werden knapp 2,1 Cent weniger ausgegeben.

Sowohl bei IER wie bei WI ist die Substitution von Brennstoffen durch Strom im GHD-Sektor ein Element der CO_2-Reduktionsstrategie. Bei WI verändert sich Stromverbrauch im Betrachtungszeitraum nur wenig, im Jahr 2050 liegt er mit 1,8 % marginal unter dem 1998er Wert, während der Endenergieverbrauch um 31,8 % absinkt. Beim IER ist die Substitutionsstrategie stärker ausgeprägt. Der Stromverbrauch steigt im Zeitverlauf an und übersteigt im Jahr 2050 den Ausgangswert um 18,8 %. Im selben Zeitraum sinkt der Endenergieverbrauch des Sektors GHD um 25,8 %.

Industrie

Der Energieverbrauch in der Industrie sinkt bis 2050 im Vergleich zu 1998 um 25,8 % (IER) bzw. 18,1 % (WI). Da die Industrieproduktion sich im selben Zeitraum mehr als verdoppelt ist dies gleichbedeutend mit einer Verringerung des spezifischen Verbrauchs um 67,1 % (IER) bzw. 63,7 % (WI).

Im Szenario des WI werden in der Industrie auf der Energienachfrageseite die vorhandenen Energieeinsparpotenziale weitestgehend im Rahmen der vorhandenen einzelwirtschaftlichen Potenziale ausgeschöpft. Dabei wird angenommen, dass bestehende Hemmnisse beseitigt werden und die für die einzelnen Industrieunternehmen ökonomisch attraktiven Einsparpotenziale weitgehend aktiviert werden können (zu den Einsparpotenzialen vgl. Anhang). Einen Beitrag zur verstärkten Energieein-

sparung in der Industrie könnten beispielsweise Informationskampagnen oder die Förderung der Energieeinsparberatung sowie das vermehrte Ausschöpfen innovativer Finanzierungsmechanismen (z.B. Contracting) leisten. Im Vergleich zum Referenzszenario kommt es im Szenario Umwandlungseffizienz bei WI in der Industrie bis 2020 zu einer Endenergieeinsparung von rd. 9 %, was beinahe der unteren Grenze des einzelwirtschaftlichen Einsparpotenzials entspricht. Bis zum Jahr 2050 kann die Einsparung auf dann etwa 13,2 % ausgedehnt werden. Damit wird die obere Grenze des einzelwirtschaftlichen Potenzials nahezu vollständig realisiert. In den Berechnungen des WI sind im Jahr 2050 die Einsparungen gegenüber der Referenz in der Industrie von 335,3 PJ mit Kosteneinsparungen von 129,5 Mio EUR verbunden. Je Kilowattstunde Verbrauchsminderung spart die Industrie rund 0,14 Cent ein. Mit den Einsparungen ist ein durchschnittlicher Rückgang der Energieintensität von rd. 1,9 % pro Jahr über den gesamten Zeitraum bis 2050 verbunden.

Bei IER spielt ähnlich wie im Bereich GHD auch in der Industrie die Substitution fossiler Brennstoffe durch Strom eine große Rolle in der THG-Reduktionsstrategie. Der verstärkte Einsatz von strombetriebenen Wärmepumpen sowie von industriellen Ökowatts trägt hierzu ebenso bei wie veränderte Produktionsprozesse. Daneben wird die Nutzung der Solarenergie sowie der Biomasse intensiviert. Die größten absoluten Beiträge zur Energieeinsparung leisten die energieintensiven Branchen Verarbeitung von Steinen und Erden, die Grundstoffchemie, das Papiergewerbe, die Metallerzeugung sowie die NE-Metalle und Gießereien. Allein diese Branchen tragen 60 % zur gesamten Verbrauchsminderung in der Industrie bei. Die größten Erfolge bei der Absenkung des spezifischen Energieverbrauchs weisen die NE-Metalle und Gießereien sowie Steine-und-Erden-Industrie auf. Insgesamt führen die Einsparmaßnahmen zwischen 1998 und 2050 zu einer jahresdurchschnittlichen Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs um 2,1 %.

Die Bedeutung der Strategie, Brennstoffe durch Strom zu substituieren, wird auch in der Industrie beim Vergleich der Entwicklungen des gesamten Endenergieverbrauchs und des Stromverbrauchs offensichtlich. Dies gilt für die Ergebnisse beider Institute, wobei die Substitutionsstrategie beim IER stärker ausgeprägt ist. Während der industrielle Endenergieverbrauch beim IER zwischen 1998 und 2050 um 25,8 % abnimmt, steigt der entsprechende Stromverbrauch um 9,8 %. Beim WI geht der Energieverbrauch um insgesamt 18,1 % zurück, der Stromverbrauch dagegen erhöht sich um 2 %.

Verkehr

Für den Verkehrsbereich führen die Berechnungen von IER und WI zu größeren Unterschieden. Bis 2050 sinkt der Energieverbrauch hier um 26,4 % (IER) bzw. um 53,7 % (WI).

Im Wesentlichen sind diese Unterschiede auf zwei Einflussfaktoren zurück zu führen.

- Zum einen werden die technischen Einsparpotenziale bei WI weiter ausgeschöpft als bei IER. So liegt der Kraftstoffverbrauch der Pkw-Flotte bei WI im Jahr 2050 bei Benzinern und bei Dieselfahrzeugen etwas mehr als die Hälfte unter dem Wert des Referenzszenarios. Beim IER beträgt die durchschnittliche Absenkung gegenüber der Referenz (4,65 l Benzinäquivalent je 100 km) knapp 14 %.
- Ähnlich ist es bei den LKW. Die Verbrauchsverminderung gegenüber den Referenzwerten im Jahr 2050 (19,9 l Dieseläquivalent je 100 km) liegt 2050 bei WI in einer Größenordnung von 40 %, beim IER sind es 3 %. Hinzu kommt, dass WI von einer Erhöhung der Auslastung der LKW um 15 % ausgeht, die durch verbessertes Flottenmanagement (Einsatz intelligenter Steuerungs- und Managementsysteme) ermöglicht wird.

Grund für die vergleichsweise weit gehende Ausschöpfung der Einsparpotenziale in den WI-Berechnungen ist die Annahme, dass in einzelwirtschaftlicher Betrachtung die realen Anreize zur Ausschöpfung der verfügbaren Optionen gerade im Bereich des Verkehrs (hohe Abgaben und Steuern) sehr hoch sind. Dies führt zu entsprechenden käufergetriebenen Anstrengungen der Industrie, u.a. durch den Übergang auf leichte Materialien verbrauchsärmere Fahrzeuge zu produzieren. In den Rechnungen des IER, das nach gesamtwirtschaftlichen Kostenkriterien vorgeht, kommt dieser Effekt nicht zum Tragen.

Sowohl im Szenario des IER als auch beim WI kommen verstärkt alternative Kraftstoffe zum Einsatz. Beim IER werden im motorisierten Individualverkehr vor allem Elektro- und in geringem Umfang auch Gas-Pkw eingesetzt, außerdem wird Methanol für Brennstoffzellenfahrzeuge genutzt. Im ÖPNV werden neben Dieselbussen zusätzlich Gas- und Elektrobusse eingesetzt. Biokraftstoffe kommen sowohl in speziell dafür ausgelegten Fahrzeugen zum Einsatz als auch als Beimischung von Biodiesel zu konventionellem Diesel. Insbesondere die letztere Möglichkeit erlaubt eine einfache und stärkere Marktdurchdringung, z. B. auch im Bereich der Binnenschifffahrt.

Wasserstoff findet bei IER im Verkehrsbereich keine Verwendung. Den Modellergebnissen zufolge sind die konkurrierenden Systeme hinsichtlich Energieverbrauch, Emissionen und Kosten effizienter oder aber die Wasserstofferzeugung stößt auf andere Restriktionen. Eine weitere Steigerung des Auslastungs- bzw. Besetzungsgrades von Lkw und von Pkw ist in den Berechnungen des IER nicht berücksichtigt.

Bei WI nimmt beim motorisierten Individualverkehr der Anteil von Dieselfahrzeugen (inkl. Biodiesel) im Vergleich zu Benzin deutlich zu, von heute rund 18 % auf etwa 43 % gegen Ende des Betrachtungszeitraums. Einen ganz entscheidenden Anteil daran hat – vorgabegemäß – der verstärkte Einsatz von Biodiesel. Im MIV resultieren hieraus Anteile von 19 % im Jahr 2030 und 34 % im Jahr 2050. Der größte Teil des Biodiesels dürfte importiert werden müssen, da aufgrund der bestehenden Flächenkonkurrenzen und anderweitiger politischer Präferenzen (z. B. ökologischer Landbau) nur begrenzte Erzeugungsmöglichkeiten im Inland bestehen. Auch bei WI steigt im Zeitverlauf die Bedeutung von Stromanwendungen im Individualverkehr. Während im Referenzszenario bereits Anteile von 5 % im Jahr 2050 erreicht werden, liegt der Wert in diesem Szenario am Ende des Betrachtungszeitraums bei rund 9 %. Die Stromanwendungen beschränken sich bei WI vor allem auf Fahrzeuge mit planbarem Fahreinsatz (z. B. Linienbusse, Lieferfahrzeugflotte der Post und Paketdienste im Nahverkehr sowie Stadtautos, die jeweils nur kurze Entfernungen zurücklegen). Hier können hohe Entladungsverluste vermieden werden, die bei Fahrzeugen, die aus Akzeptanzgründen in dauerhafter Betriebsbereitschaft gehalten werden müssen, zwangsläufig entstehen würden. Übergangsweise gewinnt Erdgas als Kraftstoff an Bedeutung und wird mit einem Marktanteil von knapp 10 % im motorisierten Individualverkehr im Jahr 2030 zu einer wichtigen Stütze des Verkehrssystems.

Erdgas nimmt bei WI auch eine Wegbereiterfunktion (Einstieg und Vorbereitung einer stärker gasbasierten Infrastruktur und Fahrzeugtechnik) für Wasserstoff ein, der langfristig als CO_2-freier Energieträger im Verkehr eingesetzt wird. Die verstärkte Nachfrage nach gasbetriebenen Fahrzeugen führt z. B. zu deutlichen Fortschritten bei der Entwicklung platzsparender Gasspeichersysteme. Die hierdurch bedingte Verbesserung der Reichweite der Fahrzeuge erhöht – ohne das Raumvolumen (vor allem für den Kofferraum) einzuschränken – die Akzeptanz für diese Antriebsart. Während bei WI zunächst spezifisch auf den Erdgasantrieb ausgerichtete Verbrennungsmotoren zum Einsatz kommen, finden im späteren Zeitverlauf unter Einbeziehung der stationären Wasserstofferzeugung (zunächst Wasserstoff-Reformer an den Tankstellen) vermehrt auch Brennstoffzellen-Fahrzeuge Verwendung. Auf eine mobile Reformierung im Fahrzeug selbst, die heute noch nicht hinreichend gelöst ist, kann so verzichtet werden. Nach 2040 sinkt in den Berechnungen des WI der Erdgasanteil zugunsten des direkten Wasserstoffeinsatzes sukzessive wieder ab. Mit einem Anteil von 20 % im Bereich des MIV und einem ebenso hohen Anteil im Güterverkehr erlangt Wasserstoff im Jahr 2050 bereits eine signifikante Bedeutung. Während der Gasanteil in der Aufbauphase der Infrastruktur im MIV erst sehr langsam ansteigt, ist im Bereich des ÖSPV und bestimmter Flotten (z.B. Post, Telekom) aufgrund geringerer Akzeptanzprobleme und in der Regel begrenztem Aktionsradius (im Linienbusverkehr besteht keine Notwendigkeit einer europaweiten Versorgung mit Erdgas oder Wasserstoff) ein

schnellerer Ausbau möglich. Dies gilt auch für den innerdeutschen Luftverkehr, der sich aufgrund seiner zentralistischen Struktur für die zentrale Wasserstofferzeugung besonders gut eignet. Dem entsprechend geht WI hier für das Jahr 2050 bereits von Wasserstoffanteilen von bis zu 90 % aus. Bei den privaten Nutzern ist, basierend auf der Kohlevergasung als im späteren Zeitverlauf zentraler Quelle für den Wasserstoff, hingegen ein Übergang auf eine Flüssigwasserstoffinfrastruktur notwendig, die auch in entlegenen Regionen – allerdings mit entsprechenden Speicherverlusten – eine Versorgung ermöglicht. Insgesamt sind in den Berechnungen des WI im Jahr 2050 die Einsparungen gegenüber der Referenz im Verkehrssektor von 831 PJ (ohne Wasserstofferzeugung) mit volkswirtschaftlichen Mehrkosten von 9,1 Mrd EUR verbunden. Jede eingesparte Kilowattstunde kostet demnach knapp 3,9 Cent, was noch einmal die gegenüber den anderen Sektoren andersartige Modellierung verdeutlicht.

Energieträgerstruktur des Endenergieverbrauchs

Die Veränderungen in den einzelnen Nachfragesektoren spiegeln sich im Einsatz der Endenergieträger wieder. Hier zeigen sich im Zeitablauf und im Vergleich zur Referenzentwicklung zum Teil recht starke Verschiebungen. Grundsätzlich gewinnen die leitungsgebundenen Endenergieträger Strom und Fernwärme sowie die regenerativen Energien an Bedeutung. Beim Strom spielt hierbei eine wichtige Rolle, dass er im Rahmen des Szenarios teilweise CO_2-frei in Kohlekraftwerken (mit anschließender CO_2-Trennung und –speicherung) erzeugt wird.

Der markante Rückgang des Mineralölverbrauchs ist zum einen auf die Energieeinsparungen in den Nachfragesektoren zurück zu führen, zum anderen auf die Substitution von Öl durch CO_2-ärmere Brennstoffe oder Strom. Deutlich sichtbar werden im Vergleich der Ergebnisse von IER und WI die unterschiedlichen Entwicklungen im Verkehrssektor. Dies zeigt sich insbesondere im Ölverbrauch, der im Jahr 2050 bei IER einen Wert von 1480 PJ aufweist, während er bei WI auf 826 PJ sinkt. Größere Differenzen gibt es auch beim Gas. Hier werden in den IER-Berechnungen (einschließlich Methanol) im Jahr 2050 noch 619 PJ von den Endverbrauchssektoren nachgefragt, beim WI sind es 1296 PJ. Daneben spielt bei WI der Einsatz von Wasserstoff im Jahr 2050 eine bedeutende Rolle. Er deckt dann 12,1 % des Endenergiebedarfs.

Die Nutzung der regenerativen Energien wird im Betrachtungszeitraum deutlich ausgeweitet. Im Jahr 2050 ist der entsprechende Verbrauch um mehr als 6 Mal (IER unter Einbeziehung der genutzten Umgebungswärme) bzw. 5 Mal so hoch wie im Jahr 1998. Die regenerativen Energien tragen im Jahr 2050 mit 18,3 % (IER) bzw. 16,1 % (WI) zur Deckung des Endenergiebedarfs bei. Der Biomasseanteil allein liegt dann bei 8,6 % (IER) bzw. 7,1 % (WI).

Der Stromverbrauch steigt bis 2050 bei IER um 13,9 %, bei WI sinkt er um 9,2 % gegenüber 1998.

Damit erhöht sich der Deckungsbeitrag des Stroms am Endenergiebedarf von 18 % im Jahr 1998 auf 29,1 % (IER) bzw. 26,1 % (WI) im Endjahr der Betrachtung. Der Anteil der Nah- und Fernwärme liegt 2050 bei 12,4 % (IER) bzw. 7,2 % (WI), im Basisjahr 1998 waren es 3,3 %.

Abbildung 5.1-2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern, in EJ

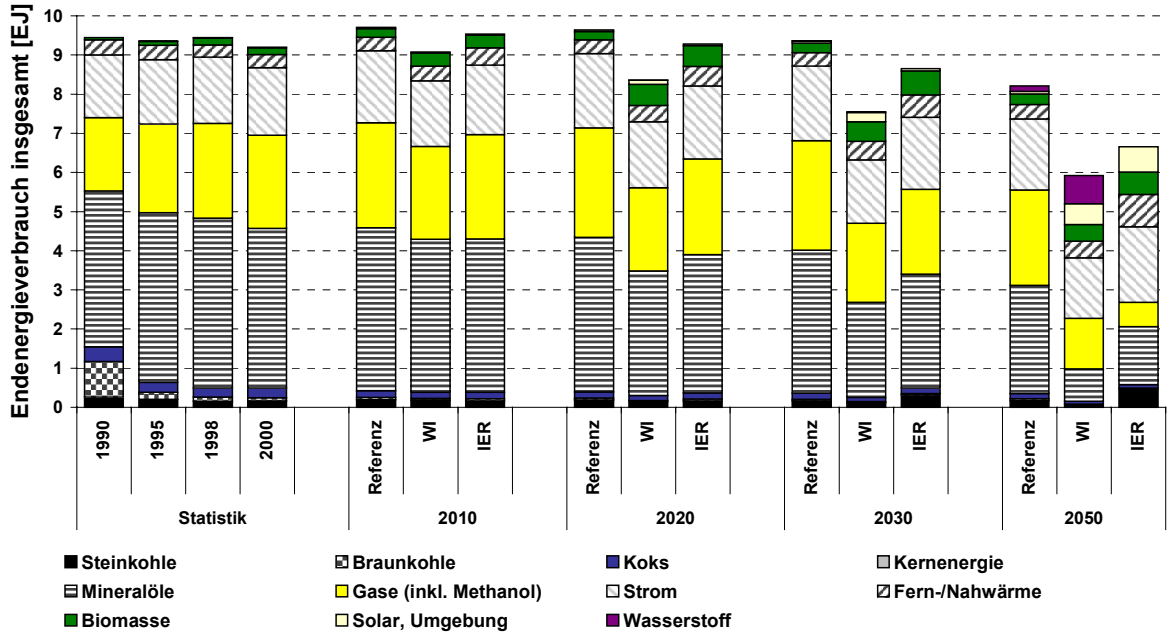
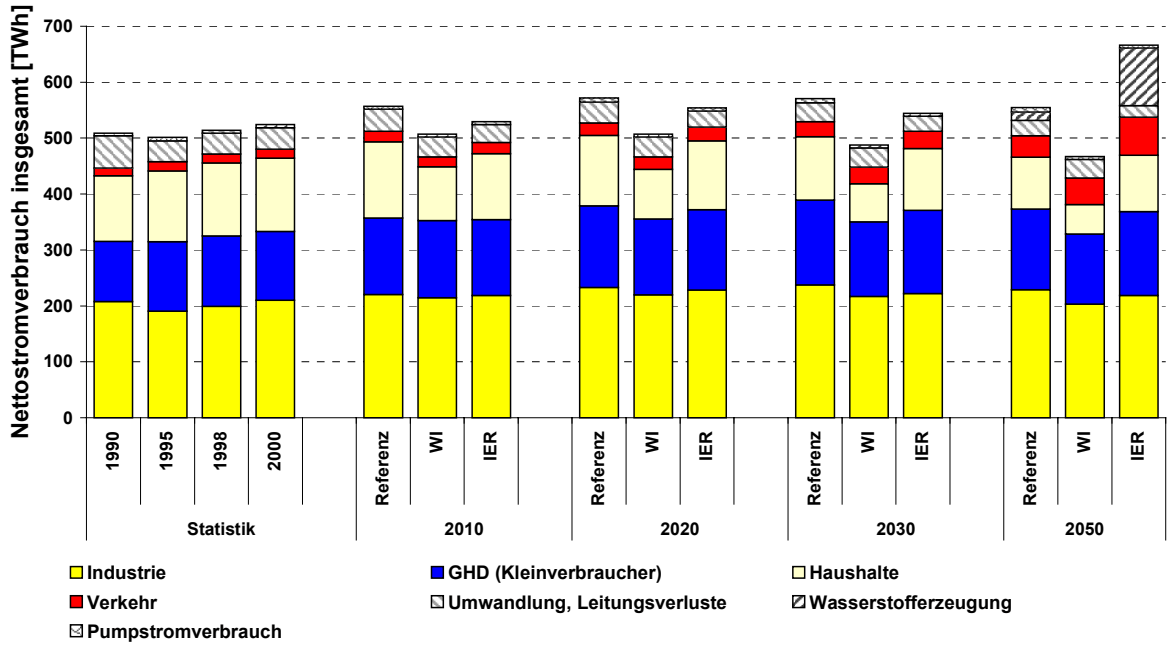


Tabelle 5.1-2: Endenergieverbrauch Strom nach Sektoren, in TWh, Anteile in %

	1998	2010 IER	2010 WI	2030 IER	2030 WI	2050 IER	2050 WI
Endenergieverbrauch Strom nach Sektoren, TWh							
Industrie	198.9	218.4	214.5	221.7	217.1	218.4	202.8
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	126.4	135.7	138.0	148.9	133.5	149.9	125.3
Haushalte	130.6	117.9	96.5	110.6	67.7	101.3	52.8
Verkehr	16.1	19.9	17.3	31.2	29.6	67.8	47.3
Summe	**471.9**	**491.9**	**466.3**	**512.4**	**448.0**	**537.5**	**428.3**
Endenergieverbrauch Strom nach Sektoren, Anteile in %							
Industrie	42.1	44.4	46.0	43.3	48.5	40.6	47.4
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	26.8	27.6	29.6	29.1	29.8	27.9	29.3
Haushalte	27.7	24.0	20.7	21.6	15.1	18.8	12.3
Verkehr	3.4	4.1	3.7	6.1	6.6	12.6	11.1
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Abbildung 5.1-3: Nettostromverbrauch insgesamt, in TWh



Stromerzeugung

In der Stromerzeugung stellen sich im Szenario Umwandlungseffizienz erhebliche Systemveränderungen ein. Gekennzeichnet ist dieses Szenario durch den Aufbau einer Entsorgungsstruktur für CO_2, das in Braunkohle- und Steinkohle betriebenen Großkraftwerken und Heizkraftwerken sowie Kohlevergasungsanlagen abgeschieden und dann in unterirdische Lagerstätten verbracht wird. Diese CO_2-Neutralisierung erlaubt es, bis zum Jahr 2050 die CO_2-reichen Primärenergieträger Braun- und Steinkohle in der Verstromung und in der KWK beziehungsweise zur Herstellung von Wasserstoff zu nutzen. Zwischen 200 und 260 Mio t CO_2 werden im Jahr 2050 durch die Lagerung daran gehindert, in die Atmosphäre zu gelangen. Gemessen an den in der EU pro Kopf verfügbaren Speicherkapazitäten von 21,4 kt pro Kopf, entspricht dies für Deutschland einer statischen Reichweite von 8'750 Jahren.

Neben der Kohleverstromung ist die regenerative Stromerzeugung das zweite Standbein der Elektrizitätswirtschaft. Vor allem der massive Ausbau von Windenergie, Biomasse und zum Ende des Betrachtungszeitraumes auch der Geothermie trägt dazu bei, dass der Anteil regenerativ erzeugten Stroms einschließlich der REG-Importe an der Nettostrombereitstellung im Jahr 2050 bei zwischen 45 % (WI) und 52 % (IER) liegt. (hier komme ich für unsere Rechnungen auf 44,8 % (ohne Pumpspeicher bzw. 45,0 % !!)

Erdgas spielt in der Verstromung vorübergehend eine bedeutende Rolle, gegen Ende des Betrach-

tungszeitraumes geht sein Anteil an der Nettostromerzeugung jedoch deutlich zurück.

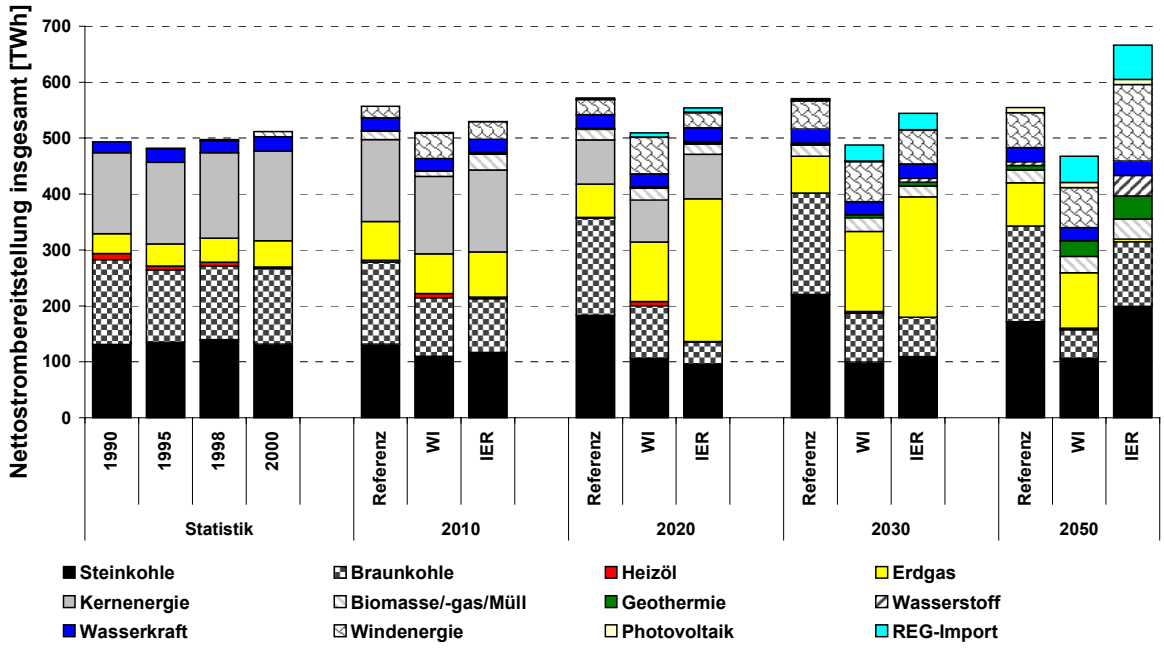
Die Bedeutung des KWK-Stroms nimmt im Zeitverlauf zu. Von knapp 10 % im Basisjahr 1998 steigt sein Anteil an der Nettostromerzeugung bis 2050 auf 42,7 % (IER) bzw. 48,7 % (WI). Zunächst spielt Erdgas als Brennstoff hier eine dominierende Rolle. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums gewinnen Biomasse und Geothermie an Bedeutung.

Die Stromerzeugung insgesamt ist, ausgehend von der Stromnachfrage und einem ausgeglichenen Stromimportsaldo bei konventionell erzeugtem Strom, bei IER im Jahr 2050 um rund 17,7 % höher als im Jahr 1998 und liegt damit um rund 44 % über den Werten des WI.

Tabelle 5.1-3: Nettostrombereitstellung nach Energieträgern, in TWh, Anteile in %

	1998	2010	2010	2030	2030	2050	2050
		IER	WI	IER	WI	IER	WI
Nettostrombereitstellung nach Energieträgern, TWh							
Steinkohle	139.7	116.8	110.0	109.4	99.5	199.4	106.0
Braunkohle	131.8	95.8	104.5	70.2	87.8	115.6	51.4
Kernenergie	153.1	146.5	138.6	0.0	0.0	0.0	0.0
Heizöl	6.3	3.3	7.7	0.0	3.0	0.0	2.6
Erdgas	43.4	80.4	71.0	215.3	142.9	4.6	99.0
Wasserkraft	21.1	23.4	22.5	25.3	23.3	25.7	23.3
Windenergie	2.0	31.5	45.5	60.2	71.6	137.3	71.8
Photovoltaik	0.0	0.2	0.4	1.4	1.4	9.1	9.3
Geothermie	0.0	0.4	0.3	6.9	5.3	41.3	28.0
Wasserstoff	0.0	2.1	0.0	6.8	0.0	36.6	0.0
Biomasse/-gas/Müll	0.0	29.2	9.3	19.6	24.3	35.8	29.3
REG-Import	0.0	0.0	0.0	29.2	28.9	61.2	46.5
Summe	**497.4**	**529.6**	**509.8**	**544.2**	**488.1**	**666.5**	**467.3**
Nettostrombereitstellung nach Energieträgern, Anteile in %							
Steinkohle	28.1	22.1	21.6	20.1	20.4	29.9	22.7
Braunkohle	26.5	18.1	20.5	12.9	18.0	17.3	11.0
Kernenergie	30.8	27.7	27.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Heizöl	1.3	0.6	1.5	0.0	0.6	0.0	0.6
Erdgas	8.7	15.2	13.9	39.6	29.3	0.7	21.2
Wasserkraft	4.2	4.4	4.4	4.7	4.8	3.9	5.0
Windenergie	0.4	5.9	8.9	11.1	14.7	20.6	15.4
Photovoltaik	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	1.4	2.0
Geothermie	0.0	0.1	0.1	1.3	1.1	6.2	6.0
Wasserstoff	0.0	0.4	0.0	1.2	0.0	5.5	0.0
Biomasse/-gas/Müll	0.0	5.5	1.8	3.6	5.0	5.4	6.3
REG-Import	0.0	0.0	0.0	5.4	5.9	9.2	10.0
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Abbildung 5.1-4: Nettostrombereitstellung nach Energieträgern, in TWh



Kohlestromerzeugung

Bei WI treten mit der strategischen Entscheidung für den Kohlepfad andere Langfristoptionen trotz vergleichbarer Kostenstrukturen - die CO_2-Minderungskosten der Kohleverstromung mit CO_2-Entsorgung liegen in einer Größenordnung von 110 bis 120 DM/t CO_2 - in den Hintergrund wie beispielsweise der Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken. Denn der Aufbau der neuen Infrastruktur für die CO_2-Entsorgung über Pipelines und die Erzeugung von Wasserstoff als neuem Endenergieträger lohnt sich nur dann, wenn der Einstieg im großtechnischen Umfang erfolgt. So müssen bis zum Jahr 2050 die Möglichkeiten geschaffen werden, rund 213 Mio. t CO_2 jährlich zu entsorgen (55,6 % resultieren davon aus der Stromerzeugung, der verbleibende Teil aus der Wasserstoffbereitstellung), dies entspricht etwa 21,6 % des CO_2-Ausstoßes des Bezugsjahres 1990. Stützpfeiler der WI-Kohlestrategie sind unter der Voraussetzung, dass die Verfügbarkeit der Anlagen gegenüber dem heute erreichten Niveau deutlich verbessert werden kann IGCC-Kraftwerke (Kohlekraftwerke mit integrierter Kohlevergasung), in denen nach der Vergasung des festförmigen Brennstoffs über eine CO-Shift-Reaktion mit angeschlossener CO_2-Wäsche eine CO_2-Abtrennung bereits vor der Brennkammer des Kraftwerks erfolgt. Eine insbesondere bei festen Einsatzstoffen aufwendige Rauchgaswäsche nach der Brennkammer kann so vermieden werden. Der bei der Vergasung entstehende Wasserstoff lässt sich auch für endenergieseitige Anwendungen verwenden.

In diesem Szenario des WI sind im Jahr 2050 knapp 20 GW_{el} Steinkohlekraftwerke und 7,5 GW_{el} Braunkohlekraftwerke im Einsatz und erzeugen 106 TWh bzw. 51,4 TWh Strom. Damit tragen sie am Ende des Betrachtungszeitraumes 33,7 % zur Nettostrombereitstellung bei.

Der im Zuge der Kohlevergasung in Großkraftwerken bzw. in entsprechenden Vergasungsanlagen gewonnene Wasserstoff wird bei WI als CO_2-freier Endenergieträger genutzt. Dieser wird vor allem an Großflughäfen als Kraftstoff im Binnenluftverkehr eingesetzt, zum anderen wird der Wasserstoff an zentralen Stellen ins Erdgasnetz eingespeist. Damit kommen als Standorte für die IGCC-Anlagen vor allem die Braunkohlenreviere in der Lausitz nahe der großen Erdgasüberlandleitung sowie im Rheinland in Frage. Bei letzteren wirkt sich die Nähe zu den niederländischen Erdgasfeldern günstig aus, in denen das abgeschiedene CO_2 entsorgt werden kann.

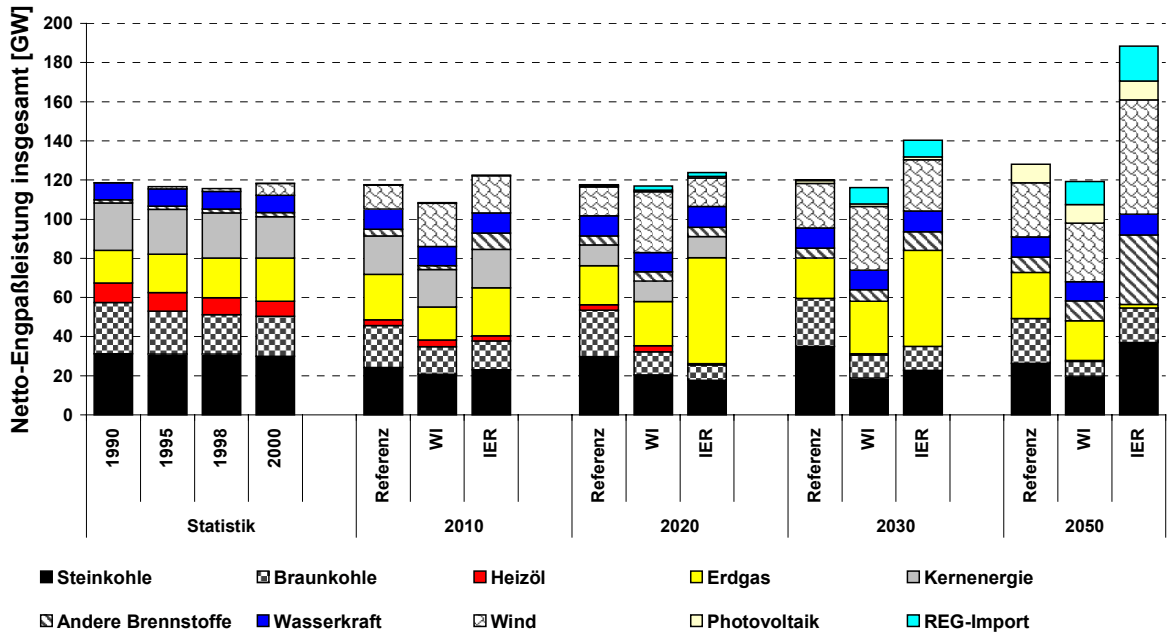
Auch im Szenario Umwandlungseffizienz des IER findet die Abtrennung und Endlagerung von CO_2 aus Kraftwerken bei Braunkohlekraftwerken sowie bei Steinkohle-Kraftwerken und -Heizkraftwerken in großem Umfang statt. Dagegen wird eine Kohlevergasung mit CO_2-Abtrennung zur Wasserstoff-erzeugung nicht durchgeführt. Nach 2020 werden bis zu rund 18 GW_{el} Braunkohlekraftwerke und 37 GW_{el} Steinkohle-Kraftwerke und -Heizkraftwerke betrieben mit einer Stromerzeugung von rund 116 TWh bzw. 200 TWh. Dadurch müssen rund 10 Mio. t CO_2 in 2020, 121 Mio. t CO_2 in 2030 und bis zu 260 Mio. t CO_2 in 2050 einer Deponierung in europäischen Lagern zugeführt werden. Die Braun- und Steinkohlenkraftwerke tragen zusammen im Jahr 2050 mit 47,2 % zur Nettostrombereit-stellung bei.

Sowohl bei WI als auch bei IER sichert die CO_2-Entsorgung damit einen signifikanten Primärenergie-beitrag für die Kohle.

Tabelle 5.1-4: Stromerzeugungskapazitäten, in GW, Anteile in %

	1998	2010 IER	2010 WI	2030 IER	2030 WI	2050 IER	2050 WI
Stromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern, GW							
Steinkohle	31.0	23.0	20.8	22.7	18.8	37.0	19.8
Braunkohle	20.2	14.8	14.1	12.3	11.8	17.7	7.5
Heizöl	8.8	2.5	3.5	0.0	0.6	0.0	0.5
Erdgas	20.2	24.6	16.7	49.2	26.9	1.7	20.3
Kernenergie	22.9	19.7	19.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Wasserkraft	8.9	10.3	9.7	10.6	9.9	10.7	9.9
Wind	1.5	19.0	22.1	26.1	32.5	58.3	29.9
Photovoltaik	0.0	0.2	0.4	1.5	1.5	9.6	9.5
Andere Brennstoffe	2.1	8.4	2.1	9.5	5.8	35.5	10.1
REG-Import	0.0	0.0	0.0	8.6	8.3	18.0	11.6
Summe	**115.6**	**122.4**	**108.5**	**140.4**	**116.1**	**188.5**	**119.1**
Stromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern, Anteile in %							
Steinkohle	26.8	18.8	19.1	16.1	16.2	19.6	16.6
Braunkohle	17.4	12.1	13.0	8.7	10.2	9.4	6.3
Heizöl	7.6	2.0	3.2	0.0	0.5	0.0	0.4
Erdgas	17.5	20.1	15.4	35.0	23.2	0.9	17.0
Kernenergie	19.8	16.1	17.6	0.0	0.0	0.0	0.0
Wasserkraft	7.7	8.4	8.9	7.6	8.5	5.7	8.3
Wind	1.3	15.6	20.4	18.6	28.0	30.9	25.1
Photovoltaik	0.0	0.1	0.4	1.0	1.3	5.1	8.0
Andere Brennstoffe	1.8	6.8	1.9	6.7	5.0	18.8	8.5
REG-Import	0.0	0.0	0.0	6.1	7.1	9.5	9.8
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Abbildung 5.1-5: Stromerzeugungskapazitäten, in GW



Erdgasstromerzeugung

Erdgas hat in der Stromerzeugung bis 2030 eine erhebliche Bedeutung. Es kommt vor allem in KWK-Anlagen zum Einsatz und trägt als CO_2-armer Brennstoff zur THG-Reduktion bei. Im Jahr 2030 basieren im Szenario des IER noch rund 40 % der Stromerzeugung auf Erdgas, bei WI sind es knapp 30 %. Im Vergleich dazu ist der heutige Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung von 9,5 % und der Vergleichswert von 11,6 % für das Jahr 2030 unter Referenzbedingungen zu sehen. Erst nach 2030 bzw. 2040 verliert Erdgas massiv an Marktanteilen in der Verstromung. Bei WI liegt sein Anteil an der Stromerzeugung 2050 bei 21,2 %, bei IER bei nur noch 0,7 %, da eine CO_2-Abtrennung bei den Erdgaskraftwerken und –heizkraftwerken nicht unterstellt wurde. Ein Grund für diese Differenz ist in den starken Einsparungen zu sehen, die WI beim Öl ausweist. Dadurch besteht die Möglichkeit, auch in der Verstromung weiterhin CO_2-haltige Energieträger einzusetzen und zuvor getroffene Investitionsentscheidungen abzusichern.

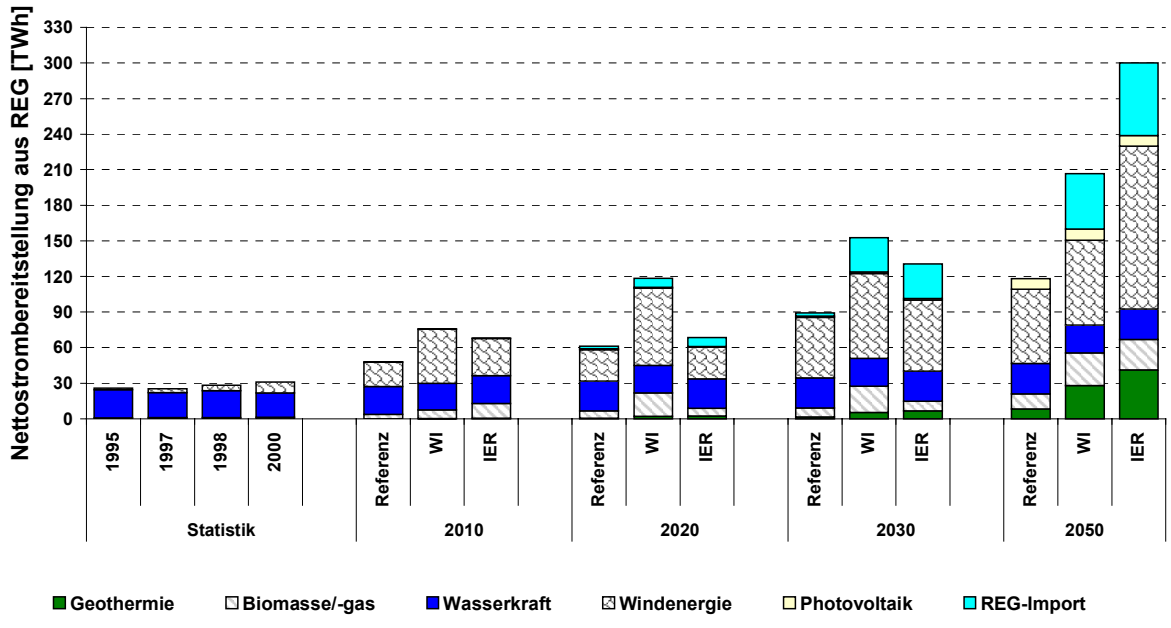
Stromerzeugung aus regenerativen Energien

Die erneuerbaren Energien stellen im Szenario Umwandlungseffizienz neben der Braun- und Steinkohle das zweite wichtige Standbein der Stromerzeugung dar. Insgesamt sind im Jahr 2050 im Inland im Szenario des WI 59 GW zur regenerativen Stromerzeugung installiert, bei IER sind es 112 GW. Diese Anlagen stellen dann 161,7 TWh (WI) bzw. 238,9 TWh (IER) Strom. Zusammen mit dem importierten REG-Strom steigt der Anteil von knapp 5 % im Basisjahr 1998 über rund 30 % im Jahr 2030 bis auf 45,0 % (IER) bzw. 44,6 % (WI) im Jahr 2050 jeweils einschließlich der Strombereitstellung aus Müll. Aufgrund der in den Modellrechnungen unterschiedlichen Gesamtstromnachfrage weichen die relativen Anteile in einem deutlich geringeren Maße voneinander ab als die absoluten Stromerzeugungsbeiträge der erneuerbaren Energien.

Tabelle 5.1-5: Nettostrombereitstellung aus REG, in TWh, Anteile in %

	1998	2010	2010	2030	2030	2050	2050
		IER	WI	IER	WI	IER	WI
Nettostrombereitstellung aus REG nach Energieträgern, TWh							
Wasserkraft	22.6	23.4	22.5	25.3	23.3	25.7	23.3
Windenergie	4.5	31.5	45.5	60.2	71.6	137.3	71.8
Photovoltaik	0.0	0.2	0.4	1.4	1.4	9.1	9.3
Geothermie	0.0	0.4	0.3	6.9	5.3	41.3	28.0
Biomasse/-gas	1.1	12.5	7.2	7.8	22.3	25.6	27.6
REG-Import	0.0	0.0	0.0	29.2	28.9	61.2	46.5
Summe	**28.3**	**67.9**	**75.9**	**130.7**	**152.7**	**300.1**	**206.6**
Nettostrombereitstellung aus REG nach Energieträgern, Anteile in %							
Wasserkraft	80.0	34.4	29.6	19.4	15.3	8.6	11.3
Windenergie	15.9	46.4	60.0	46.0	46.9	45.7	34.8
Photovoltaik	0.1	0.2	0.6	1.1	0.9	3.0	4.5
Geothermie	0.0	0.6	0.4	5.3	3.4	13.7	13.6
Biomasse/-gas	4.0	18.3	9.4	6.0	14.6	8.5	13.4
REG-Import	0.0	0.0	0.0	22.3	18.9	20.4	22.5
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Abbildung 5.1-6: Nettostrombereitstellung aus REG, in TWh



Den größten Zuwachs erfährt die regenerative Strombereitstellung aus Windkraftanlagen. Bei WI erreicht sie, vor allem auf der Basis von Offshore-Anlagen, bereits bis zum Jahr 2020 ein Niveau von über 65 TWh. Bis 2050 steigt die Windstromerzeugung weiter auf 71,8 TWh. Im Szenario des IER werden die Windkraftpotenziale auf dem Festland mit mittleren Windgeschwindigkeiten von mindestens 4,5 m/s sowie die Offshore-Potenziale vollständig genutzt. Die Erzeugung aus Windkraftanlagen steigt von 4,5 TWh im Basisjahr 1998 über 26,8 TWh in 2020 bis auf 137,3 TWh im Jahr 2050. Insbesondere gegen Ende des Betrachtungszeitraumes erfolgt damit der Ausbau bei IER deutlich stärker als im WI-Szenario.

Ebenfalls eine kräftige Ausweitung erfährt die Biomassenutzung. Bei IER und WI wird die Biomasse insbesondere in KWK-Anlagen für die Stromerzeugung genutzt. Die Ausweitung der Biomasse-Verstromung erfolgt zum einen durch den Zubau von KWK-Anlagen, zum anderen durch den Ersatz älterer Heizwerke durch neue, effizientere Anlagen mit gekoppelter Stromerzeugung. Während der Ausbau der Biomasse-Verstromung bei WI relativ kontinuierlich erfolgt, gewinnt er bei IER nach 2030 erheblich an Bedeutung. Im Jahr 2050 werden bei WI 27,6 TWh, bei IER 25,6 TWh Strom aus Biomasse bereit gestellt.

Die Geothermie stellt aufgrund der vorgegebenen Entwicklung bei den Investitionskosten eine interessante Option zur THG-Minderung am Ende des Betrachtungszeitraumes dar. Bei IER erfolgt eine Nutzung der HDR-Technologie sowohl in der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme als auch zur reinen Stromerzeugung. Die Nutzung in KWK-Anlagen wird im Wesentlichen durch die Einbindungsnotwendigkeit in größere Wärmenetze bestimmt. Entsprechend werden aus Geothermie im Jahr 2050 rund 13 TWh Strom gekoppelt und weitere 29 TWh ungekoppelt erzeugt. Bei WI liegt die Erzeugung im Jahr 2050 bei 28 TWh.

Die Potenziale zur Stromerzeugung aus Wasserkraft sind bereits heute weitgehend ausgeschöpft. Entsprechend nimmt die Erzeugung im Betrachtungszeitraum nur wenig zu. Mit 25,7 TWh (IER) bzw. 23,3 TWh (WI) spielt die heute noch dominierende Wasserkraft unter den regenerativen Energien im Jahr 2050 eine untergeordnete Rolle.

Dies gilt in verstärktem Maße auch für die Photovoltaik. Aufgrund ihrer Kostennachteile erfolgt der Ausbau im Szenario Umwandlungseffizienz etwa im selben Tempo wie in der Referenz. In Photovoltaikanlagen werden im Jahr 2050 bei IER 9,1 TWh Strom erzeugt, bei WI 9,3 TWh.

Der Import von Strom, der im Ausland auf Basis regenerativer Energien erzeugt wird und für den eine Obergrenze von max. 10 % der Strombereitstellung vorgegeben ist, gewinnt nach 2020 zusehends an Bedeutung. Mit Stromerzeugungskosten im Bereich von 7,3 Pf/kWh (inklusive Übertragung frei deutsche Grenze) kommt dabei vor allem dem Import von Windenergiestrom aus den Nachbarländern eine

wesentliche Bedeutung zu. Derartige Anlagen können damit deutlich günstiger CO_2-freien Strom erzeugen als neue Kohlekraftwerke mit CO_2-Abtrennung und –entsorgung. Bei WI nehmen die Stromimporte bis zum Jahr 2050 bis auf die zugelassene Grenze von 10 %, d.h. auf 46,5 TWh zu. Auch bei IER wird durchgehend Windstrom aus den Nachbarländern sowie zwischen 2020 und 2030 in geringerem Umfang Wasserkraftstrom aus dem Norden importiert. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums wird dann auch Solarstrom in Höhe von 4,2 TWh importiert. Insgesamt werden bei IER im Jahr 2050 ebenfalls rund 10 %, d.h. 61,2 TWh REG-Strom importiert.

KWK-Stromerzeugung

Entsprechend den Vorgaben der Enquete-Kommission wird die gekoppelte Stromerzeugung bis 2050 deutlich ausgebaut, von 50 TWh im Jahr 1998 auf 258,4 TWh (IER) bzw. 204,9 TWh (WI) im Jahr 2050. Zu diesem Zeitpunkt werden 42,7 % (IER) bzw. 48,7 % (WI) der gesamten Nettostromerzeugung durch KWK-Anlagen bereit gestellt.

Als Brennstoff für die KWK-Anlagen wird bei IER zunächst vor allem Erdgas und in geringerem Umfang Kohle eingesetzt. Gegen Ende des Betrachtungszeitraumes, wenn die Anforderungen an die THG-Reduktion sich verschärfen, wird es bei IER erforderlich, auf CO_2-ärmere Alternativen umzusteigen. Hierzu werden zum einen Kohleheizkraftwerke (mit CO_2-Entsorgung) und mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen genutzt. Der Wasserstoff wird mit REG-Strom elektrolytisch erzeugt. Daneben werden Biomasse- und Geothermie-basierte KWK-Anlagen eingesetzt. Erdgas wird dann in der gekoppelten Stromerzeugung kaum noch verwendet.

Tabelle 5.1-6: Nettostromzeugung aus KWK nach Energieträgern, in TWh, Anteile in %

	1998	2010	2010	2030	2030	2050	2050
		IER	WI	IER	WI	IER	WI
Nettostromerzeugung aus KWK nach Energieträgern, TWh							
Steinkohle	22.5	17.3	34.4	77.0	40.9	177.1	67.8
Braunkohle	8.7	1.9	14.3	0.0	13.2	0.0	0.0
Mineralöle	3.5	2.1	5.0	0.0	3.0	0.0	2.6
Erdgas	35.5	64.8	70.3	70.7	143.0	4.1	105.2
Müll	1.8	5.4	2.1	5.7	2.0	4.9	1.7
Andere Brennstoffe	0.6	19.4	7.2	18.5	22.3	72.3	27.6
Summe	**72.6**	**110.9**	**133.3**	**171.9**	**224.4**	**258.4**	**204.9**
Nettostromerzeugung aus KWK nach Energieträgern, Anteile in %							
Steinkohle	31.0	15.6	25.8	44.8	18.2	68.5	33.1
Braunkohle	12.0	1.7	10.7	0.0	5.9	0.0	0.0
Mineralöle	4.8	1.9	3.8	0.0	1.3	0.0	1.3
Erdgas	48.9	58.4	52.7	41.1	63.7	1.6	51.3
Müll	2.5	4.9	1.6	3.3	0.9	1.9	0.8
Andere Brennstoffe	0.8	17.5	5.4	10.8	9.9	28.0	13.5
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

In den Berechnungen des WI bildet eine - durch die Selbstverpflichtungserklärung zum Klimaschutz der deutschen Industrie und das KWK-Gesetz unterstützte - Modernisierungsoffensive bei den bestehenden KWK-Anlagen der industriellen Eigenversorgung und der öffentlichen Versorgung die tragende Säule für den Ausbau der KWK. In vielen der bereits bestehenden Anlagen wird durch Ertüchtigung und später auch durch Ersatzmaßnahmen eine signifikante Erhöhung der Stromkennzahl realisiert. Während im Bereich der öffentlichen Versorgung keine neuen Standorte für die KWK erschlossen werden, kommt es in der Industrie zu einem Ersatz industrieller Heizwerke durch Heizkraftwerke. Maßnahmen werden vor allem dort ergriffen, wo noch Potenzial für die Errichtung von größeren Anlagen (>200 MW_{el}) besteht, die im Wettbewerbsmarkt mit der Kondensationsstromerzeugung und hinsichtlich der resultierenden Treibhausgasminderungskosten auch gegenüber anderen Klimaschutzmaßnahmen gut bestehen können. Insgesamt geht WI von einem Neuanschluss von rund 3.000 MW_{el} an Kraftwerksleistung aus. Auch wenn bei WI der größte Anteil der KWK-Anlagen als Entnahme-Kondensationskraftwerke auf Erdgasbasis ausgeführt wird, steigt die Bedeutung der Kohle befeuerten KWK signifikant an und verdoppelt sich im betrachteten Zeitraum. Neben der Effizienzsteigerung durch die Wärmeauskopplung und die damit verbundene bessere Brennstoffausnutzung wirkt sich zum Ende des Betrachtungszeitraums auch die CO_2-Abtrennung und –entsorgung positiv auf die Klimabilanz dieser Anlagen aus. Wachsende Bedeutung erlangt zudem die gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung auf der Basis von Biomasse. Bis zum Jahr 2020, vor allem aber bis 2010, kommt es zudem zu einem moderaten Ausbau von Blockheizkraftwerken, die insbesondere von privaten Verbrauchern (KMU, Wohnungsbaugesellschaften) errichtet werden. Sofern der Bezug von Strom von

Außen den entstehenden Kosten entgegengerechnet wird, liegen gerade hier wirtschaftlich interessante Einsatzbedingungen vor, die zu jährlichen Zuwachsraten von maximal 200 MW/a im Jahr 2010 führen. Mit gut 20 TWh tragen BHKW ein knappes Zehntel zur KWK-Stromerzeugung bei. Nach 2010 werden nach Einschätzung des WI Brennstoffzellenanlagen auf Erdgasbasis die Marktreife erlangt haben und mit typischen Anlagengrößen von 1 bis 5 kW_{el} vor allem im Bereich der häuslichen Energieversorgung zu einer deutlichen Ausweitung der KWK beitragen. Die Zuwachsraten werden mit 600 MW/a allerdings bereits im Jahr 2020 ihr Maximum erreicht haben. Aufgrund des zunehmend rückläufigen Wärmebedarfs der zu versorgenden Objekte und der klimaschutzbedingt wachsenden Konkurrenz mit der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien kommt es nach dem Jahr 2030 zu keiner wesentlichen Ausweitung mehr. Der Brennstoffzellenmarkt wird dann zu einem reinen Ersatzmarkt. Mit mehr als 45 TWh im Jahr 2050 ist die Objektversorgung unter den Bedingungen des Szenarios ”Umwandlungseffizienz” aber eine der tragenden Säulen der KWK-Stromerzeugung.

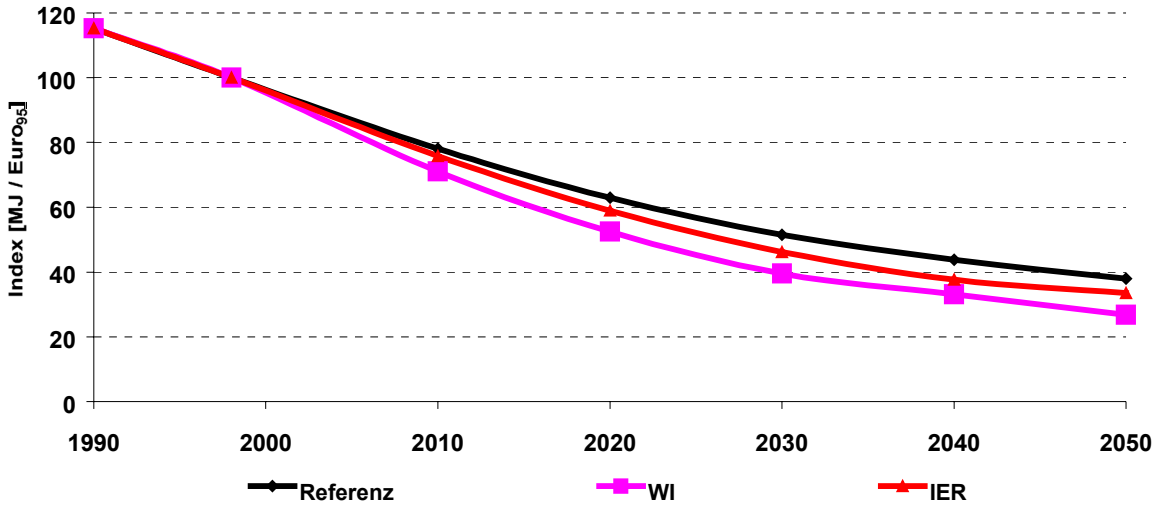
Die im Zeitverlauf bei den Verbrauchern sinkende Wärmenachfrage führt nicht nur bei der Objektversorgung sondern in den letzten beiden Dekaden des Betrachtungszeitraums auch insgesamt zu einem Rückgang des absoluten Beitrags der KWK. Der sich stetig verringernde Wärmebedarf kann durch eine Verdichtung in den fern- und nahwärmeversorgten Gebieten nur noch teilweise kompensiert werden.

Primärenergieverbrauch

Sämtliche Veränderungen auf der Nachfrageseite wie auch im Bereich der Energieumwandlung schlagen sich in der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nieder. Insgesamt verringert sich der Primärenergieverbrauch, ermittelt nach der Wirkungsgradmethode, im Szenario Umwandlungseffizienz zwischen 1998 und 2050 um 30,8 % (IER) bzw. 44,8 % (WI). Er liegt damit jeweils deutlich unterhalb des entsprechenden Wertes im Referenzszenario.

Diese Absenkung ist gleichbedeutend mit einer Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs, gemessen als PJ je Einheit BIP, im Betrachtungszeitraum um 66,5 % (IER) bzw. 71,2 % (WI).

Abbildung 5.1-7: Spezifischer Primärenergieverbrauch (MJ/Euro BIP), Index, 1998=100



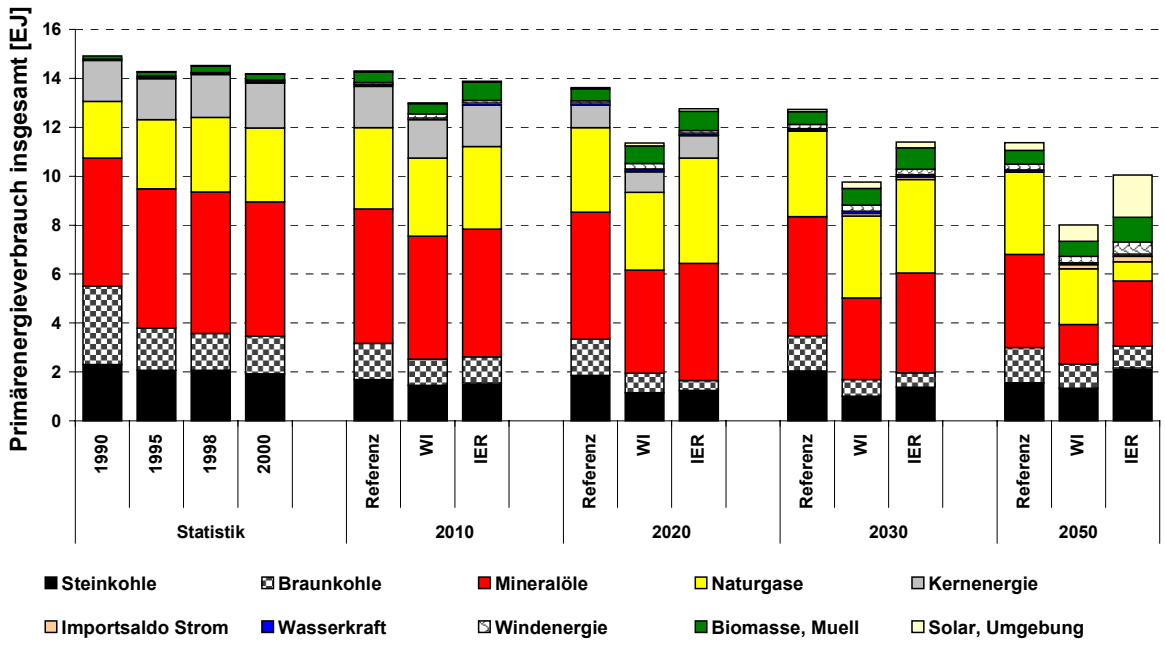
Zwischen den einzelnen Energieträgern kommt es dabei zu erheblichen Strukturverschiebungen. Leichte Anteilsgewinne verzeichnen aufgrund der Möglichkeit der CO_2-Abscheidung in Kraftwerken und Heizkraftwerken die Kohlen. Anteilsverluste zeigen sich beim Mineralöl, bei WI wegen der hohen Einsparungen im Verkehr stärker ausgeprägt als bei IER. Erdgas, das seinen Anteil zwischenzeitlich kräftig ausweiten kann, verliert bei IER zum Ende des Betrachtungszeitraums stark an Bedeutung. Bei WI liegt der Erdgasanteil auch 2050 noch höher als im Basisjahr, die absolute Nachfrage liegt allerdings um rund ein Viertel unterhalb des Ausgangswertes und noch deutlicher unterhalb des Niveaus des Referenzszenarios. Die regenerativen Energieträger erfahren zum Teil eine erhebliche Ausweitung ihres Beitrags zur Energieversorgung. Dieser steigt von 2,5 % im Jahr 1998 auf 33 % (IER unter Einbeziehung der Umgebungswärme) bzw. 20,3 % (WI ohne Umgebungswärme).

Im Zuge dieser Entwicklung verringert sich die Abhängigkeit von Energieimporten von 73,4 % im Basisjahr auf 60,5 % (IER) bzw. 66,2 % (WI) im Jahr 2050. Dazu trägt sowohl der Ausbau der regenerativen Energien wie auch die Nutzung der heimischen Braunkohle in CO_2-entsorgten Kraftwerken bei. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass das Niveau des Primärenergieverbrauchs insgesamt im Jahr 2050 deutlich unterhalb desjenigen der Referenzentwicklung liegt.

Tabelle 5.1-7: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, in PJ, Anteile in %

	1998	2010 IER	2010 WI	2030 IER	2030 WI	2050 IER	2050 WI
Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, PJ							
Steinkohle	2'059	1'540	1'447	1'370	1'000	2'156	1'334
Braunkohle	1'514	1'072	1'073	588	689	904	979
Kernenergie	1'762	1'691	1'560	0	0	0	0
Mineralöle	5'775	5'222	5'027	4'083	3'332	2'667	1'627
Naturgase	3'048	3'376	3'196	3'826	3'355	778	2'278
Importsaldo Strom	0	0	0	105	104	220	168
Wasserkraft	63	84	81	91	84	93	84
Windenergie	17	113	164	217	258	494	259
Biomasse, Muell	271	739	416	880	676	1'009	619
Solar, Umgebung	12	43	31	242	257	1'724	668
Summe	**14'521**	**13'881**	**12'994**	**11'402**	**9'754**	**10'044**	**8'015**
Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, Anteile in %							
Steinkohle	14.2	11.1	11.1	12.0	10.2	21.5	16.6
Braunkohle	10.4	7.7	8.3	5.2	7.1	9.0	12.2
Kernenergie	12.1	12.2	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mineralöle	39.8	37.6	38.7	35.8	34.2	26.5	20.3
Naturgase	21.0	24.3	24.6	33.6	34.4	7.8	28.4
Importsaldo Strom	0.0	0.0	0.0	0.9	1.1	2.2	2.1
Wasserkraft	0.4	0.6	0.6	0.8	0.9	0.9	1.0
Windenergie	0.1	0.8	1.3	1.9	2.6	4.9	3.2
Biomasse, Muell	1.9	5.3	3.2	7.7	6.9	10.0	7.7
Solar, Umgebung	0.1	0.3	0.2	2.1	2.6	17.2	8.3
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Abbildung 5.1-8: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, in EJ



Sonstige Umwelteffekte

Sowohl bei IER wie bei WI wird neben der Emission von Treibhausgasen auch der Ausstoß anderer Schadgase deutlich gemindert. Die NO_x-Emissionen verringern sich zwischen 1998 und 2050 um rund zwei Drittel, diejenigen von CO, Staub und SO_2 um jeweils etwa drei Viertel. Damit werden diese Schadstoffe weitaus stärker reduziert, als dies im Referenzszenario der Fall ist. Maßgeblich ist hierfür neben der Verbesserung der Rückhaltetechniken insbesondere der stark verringerte Einsatz schadstoffintensiver Primärenergieträger.

Die Flächeninanspruchnahme im Szenario Umwandlungseffizienz liegt groben Abschätzungen zufolge vermutlich oberhalb des Vergleichswertes der Referenzentwicklung, da in weitaus stärkerem Umfang flächenintensive Technologie (Windenergie) zugebaut wird.

Der Anfall an radioaktiven Abfällen verändert sich gegenüber der Referenz ebenso wenig wie der Einsatz von Erzen zur Anlagenherstellung.

Kosten der THG-Minderung

Mit der Verringerung der THG-Emissionen um 80 % bis zum Jahr 2050 sind - ohne Berücksichtigung externer Kosten - kumulierte Mehrkosten gegenüber der Referenzentwicklung (real in Preisen von 1998) in Höhe von 348,1 Mrd EUR (IER) bzw. 226,1 Mrd EUR (WI) verbunden. Abdiskontiert auf das Jahr 1998 entspricht dies einem Betrag von 78,5 Mrd EUR (IER) bzw. 35,7 Mrd EUR (WI).

Tabelle 5.1-8: Kosten der THG-Minderung

Mehrkosten gg. Trend					
		2010	**2020**	**2030**	**2050**
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. €$_{98}$)	WI	-0,6	0,3	1,0	20,2
	IER	1,0	2,9	8,5	21,9
Kumulierte Mehrkosten (Mrd. €$_{98}$)	WI	-6,5	-8,4	-1,7	226,1
	IER	7,2	18,4	81,0	348,1
Kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. €$_{98}$)	WI	-4,7	-5,8	-3,7	35,7
	IER	5,0	10,2	31,1	78,5

Bezieht man die externen Kosten, wie sie von der Fraktion der SPD/Bündnis 90/Die Grünen definiert wurden in die Betrachtung ein, so ergeben sich kumulierte Differenzkosten in Höhe von -6392 Mrd EUR (IER) bzw. -6529 Mrd EUR (WI). Abdiskontiert auf das Jahr 1998 entspricht dies -2321 Mrd EUR (IER) bzw. -2718 Mrd EUR (WI). Entsprechend der Vorgabe für die Ermittlung der externen Kosten wurden im Referenzszenario die Kosten des Klimawandels berücksichtigt, in den Reduktionsszenarien wurden sie gleich Null gesetzt.

Berücksichtigt man die externen Kosten gemäß Definition der Fraktion der CDU/CSU/FDP resultieren aus den Berechnungen des IER kumulierte Differenzkosten in Höhe von 576,6 Mrd EUR,

dies entspricht abdiskontiert auf das Jahr 1998 einem Betrag von 144,2 Mrd EUR. Die Modellstruktur des WI erlaubt keine entsprechende Berechnung der externen Kosten in dieser Definition.

Die großen Unterschiede der Differenzkosten, die sich aus den Modellrechnungen des IER unter Einbeziehung der externen Kosten ergeben, zeigen, dass die Ergebnisse durch die jeweils zu Grunde gelegte Definition entscheidend determiniert werden.

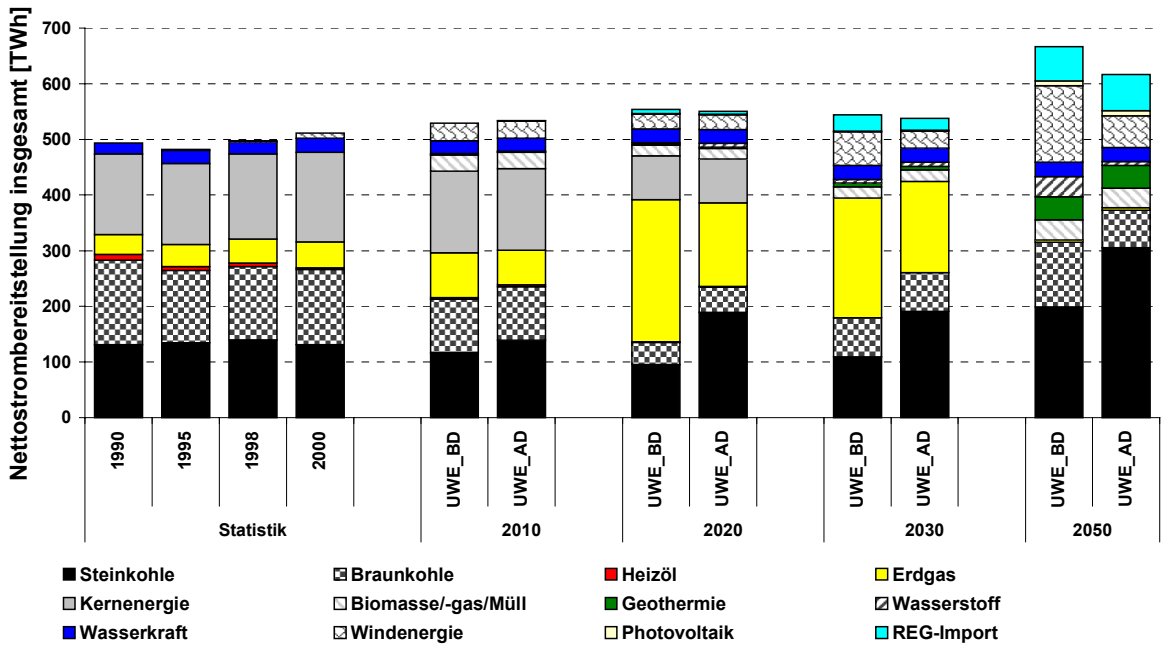
5.1.3 Ergebnisse der Variantenrechnung

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 (inkl. REG-Stromimport) eine im Vergleich mit dem Basisdatensatz langsamere bzw. nicht so starke Senkung der Investitionskosten vorgegeben. Zusätzlich sind auch die REG-Stromimportpotenziale zum Teil niedriger abgeschätzt.

Kurzerläuterung zur Variante 1 des Szenarios Umwandlungseffizienz (IER):

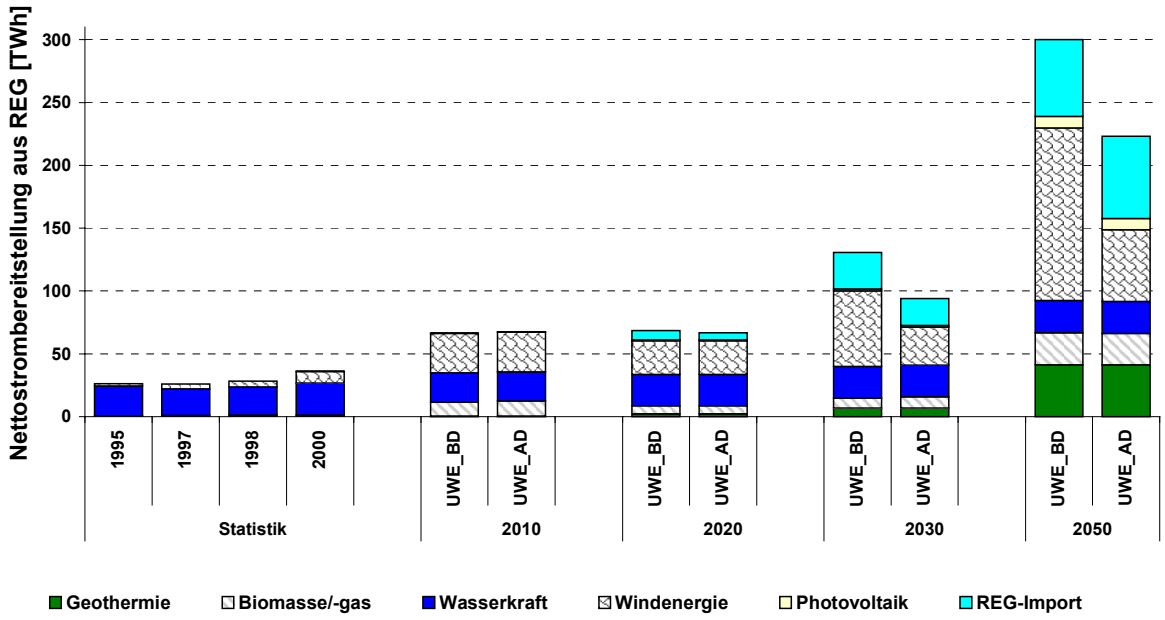
Unter den Annahmen des Basisdatensatzes stellt die Stromerzeugung in Braunkohle-Kraftwerken inklusive CO_2-Abtrennung insbesondere längerfristig eine interessante Option. Dies ändert sich mit dem alternativen Datensatz, so dass hier die Braunkohlestromerzeugung lediglich noch auf einem Niveau von rund 70 TWh bewegt (vgl. Abbildung 5.1-9).

Abbildung 5.1-9: Nettostrombereitstellung im Szenarienvergleich



Des Weiteren haben die modifizierten Annahmen zur Folge, dass die Steinkohle in der Stromerzeugung Gas substituiert (für Erdgas wurde keine CO_2-Abtrennung zugelassen), falls dies von der THG-Bewertung her möglich ist, und dass die Stromerzeugung aus Geothermie und von Wind (Offshore) ebenso wie auch der Windstromimport nicht mehr so attraktiv ist (vgl. Abbildung 5.1-10). Als REG-Stromimport-Quellen werden insbesondere Wasserkraft aus dem Norden und längerfristig der Solarstromimport genutzt. Im Szenario Umwandlungseffizienz verbessern sich bei Verwendung des Alternativen Datensatzes insgesamt die Bedingungen relativ zu Gunsten der Steinkohle so stark, dass überwiegend Steinkohlekraftwerke und –heizkraftwerke mit CO_2-Abtrennung betrieben werden.

Abbildung 5.1-10: Nettostrombereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen im Szenarienvergleich



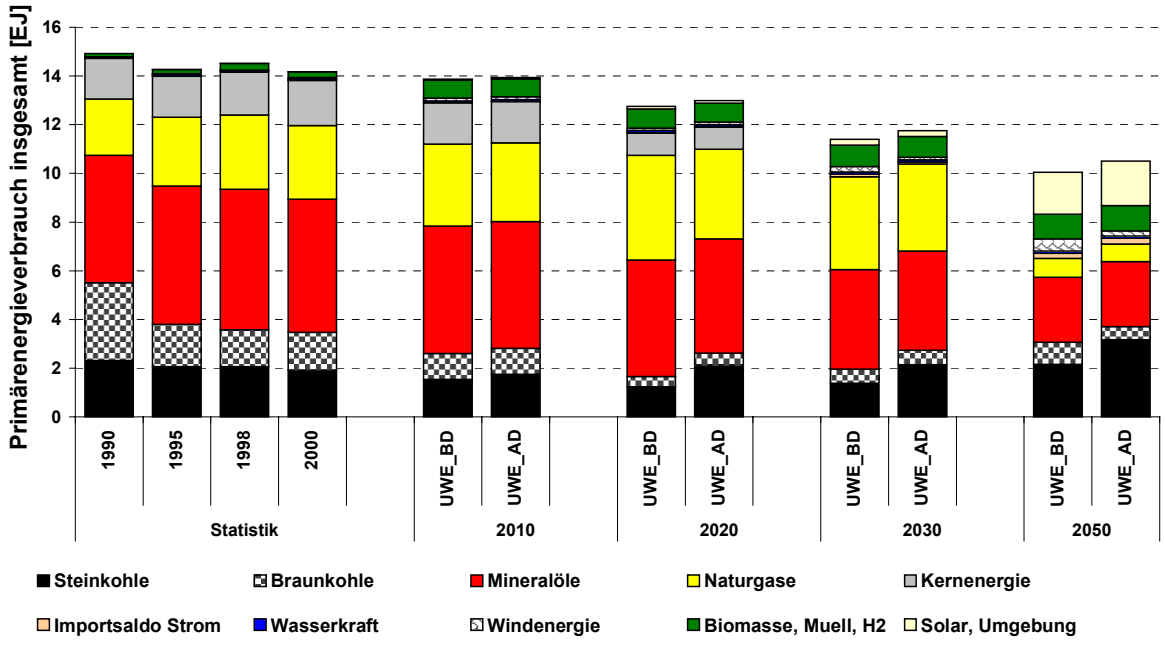
Aufgrund der günstigeren Stromgestehungskosten der konventionellen Kraftwerke sowie der teureren Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ergeben sich dabei jeweils auch Rückwirkungen auf die Stromnachfrage (vgl. Tabelle 5.1-9). In dieses Beziehungsgeflecht zwischen fossiler Stromerzeugung, REG-Stromerzeugung und nuklearer Stromerzeugung ist auch der Wasserstoff mit eingebunden, der jeweils mit als Ausgleichsfaktor wirkt. Im Szenario Umwandlungseffizienz wird hier insbesondere bei Verwendung des Alternativen Datensatzes im Jahr 2050 weniger Wasserstoff eingesetzt, da die Stromerzeugungskosten der für die Wasserstofferzeugung genutzten Technologien mit regenerativen Energieträgern im Verhältnis stärker steigen und die KWK-Quote direkt mit fossilen, CO_2-befreiten Steinkohle-Heizkraftwerken sowie mit Biomasse-Heizkraftwerken erfüllt wird.

Tabelle 5.1-9: Endenergieverbrauch an Strom und Nettostromverbrauch im Szenarienvergleich in TWh

	2010	2020	2030	2050
Endenergie				
UWE_BD	491,9	519,4	512,4	537,5
UWE_AD	496,0	518,4	508,4	573,9
Nettostrom				
UWE_BD	529,6	546,4	544,2	666,5
UWE_AD	533,8	550,8	537,8	617,0

Da das Szenario Umwandlungseffizienz insbesondere in der Langfristperspektive durch die THG-Minderungsziele sowie mittel- und langfristig durch die KWK-Quote eingeschränkt ist, ergeben sich die größten Unterschiede zwischen den Rechnungen mit dem Basisdatensatz und den Rechnungen mit dem alternativen Datensatz in der Mitte des Betrachtungszeitraumes (vgl. Abbildung 5.1-11). Er erfährt die Steinkohle eine deutliche Ausweitung sowohl zu Lasten des Erdgases als auch der erneuerbaren Energien. Längerfristig ist dieser Effekt nur noch zwischen der Steinkohle und den regenerativen Energien ersichtlich.

Abbildung 5.1-11: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich



Abweichungen ergeben sich bei den Kostendifferenzen, da sich hier die Spannweite zwischen fossilen Anlagen und REG-Anlagen sowie Energieeinsparung weiter öffnet als im Basisdatensatz. Werden für das Szenario Umwandlungseffizienz unter Verwendung des Basisdatensatzes kumulierte nicht abdis-

kontierte Differenzkosten zum Referenzszenario (mit Basisdatensatz – REF_BD) von ca. +348,1 Mrd. €$_{98}$ ermittelt und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von +78,5 Mrd. €$_{98}$, so ergeben sich bei Verwendung des Alternativen Datensatzes kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario (mit Alternativem Datensatz – REF_AD) von +330,6 Mrd. €$_{98}$ und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von 77,9 Mrd. €$_{98}$.

Die markantesten Veränderungen gegenüber den Ergebnissen der Modellrechnungen mit dem Basisdatensatz lassen sich wie folgt beschreiben:

- Der Primärenergieeinsatz liegt im Jahr 2050 um rund 5 % höher als im Basisfall, zusätzlich gibt es deutliche Strukturverschiebungen zu Gunsten der Steinkohle und in abgeschwächterer Form der Biomasse und zu Lasten der Braunkohle und der sonstigen regenerativen Energien.
- Die selben Strukturänderungen kennzeichnen die Stromerzeugung. Im Jahr 2050 ist zudem die Stromerzeugung in der Variante 1 geringer als im Basisfall (bis 2030 gibt es hier kaum Unterschiede), weil in der Variante weniger Wasserstoff auf elektrolytischem Weg erzeugt wird.
- Die Mehrkosten gegenüber der jeweiligen Referenz sind in der Variante 1 mit rund 331 Mrd. EUR98 kumuliert und nicht abdiskontiert geringfügig niedriger als im Basisfall. Ursache dafür ist, dass in den Rechnungen mit dem alternativen Datensatz die fossilen Technologien günstiger dargestellt werden als im Basisdatensatz.

5.2 Szenario REG- / REN-Offensive

5.2.1 Szenariophilosophie

Das Szenario ist entsprechend den Vorgaben der Kommission gekennzeichnet durch einen gegenüber der Referenz deutlich verstärkten kombinierten Einsatz effizienter Erzeugungs- und Nutzungstechnologien sowie erneuerbarer Energien. Es gibt Systemveränderungen, aus denen bereits deutliche Verschiebungen in den Aufgabenfeldern der relevanten Akteure resultieren. Das Energiedienstleistungsprinzip setzt sich als Konzept durch. Eine Energiebesteuerung im europäischen Rahmen findet statt. Im Jahr 2050 ist ein Anteil REG am PEV (Strom, Wärme, Treibstoffe) von mind. 50% vorzusehen, mit der Perspektive, ihn im weiteren Verlauf des Jahrhunderts auf 100% auszudehnen. Die öffentliche Hand geht – beispielgebend für andere Akteure – vorbildhaft voran (z.B. verstärkte Initiierung kommunaler Energiekonzepte, Bezug grünen Stroms, Effizienzerhöhung in und energetische Sanierung eigener Liegenschaften, usw.).

Energiepolitische Maßnahmen führen zu einer gegenüber der Referenz forcierten Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen. Auch in diesem Szenario werden die Einsparpotenziale zwar vor allem mit Blick auf die Kosteneinsparungen ausgeschöpft. Allerdings setzt die Erfüllung der energiepolitischen Vorgaben z.B. im Gebäudebereich eine deutliche Intensivierung der energetischen Sanierungsrate im Bestand voraus, die nicht allein durch Wirtschaftlichkeitsaspekte gesteuert werden kann. Im Neubaubereich bildet sich der fortgeschrittenste Stand der Technik ab. Der Standard wird gegenüber der Referenz wie in Tabelle 5-1 beschrieben erhöht. Dadurch erfolgt ein insgesamt gegenüber dem Trend deutlich verstärkter Einsatz moderner Technologien (erneuerbare Energien, hohe Energieeffizienz und erhöhte Einsparung). Entsprechendes gilt für Einsparungen (Strom und Prozesswärme) im Industriebereich.

Der – z.T. auch kleinteiligere – Ersatz bestehender Anlagen durch effizientere Neuanlagen mit höherer Stromkennzahl spielt im Bereich der KWK eine entscheidende Rolle für die Steigerung der Energieeffizienz. Bei industriellen Großverbrauchern werden verstärkt Heizwerke durch Heizkraftwerke ersetzt. Daneben kommt es zu einer Verdichtung der Wärmenutzung in geeigneten Versorgungsgebieten und einer Erweiterung im Bereich kleinerer Nahwärmenetze und der Objektversorgung. Es entstehen durch die technische Entwicklung in Richtung kleiner Einheiten und Energieträgerwechsel erweiterte Möglichkeiten für hoch effektive Energiesystemverbünde unterschiedlichster Größe, mit einem wachsenden Versorgungsanteil aus REG-Quellen. Der verstärkte Ausbau der dezentralen Stromerzeugung (virtuelle Kraftwerke) wird ermöglicht durch den Einsatz innovativer Steuerungstechnologien.

Regenerative Energien erreichen zunehmend ihre Wirtschaftlichkeit und damit steigende energiewirt-

schaftliche Bedeutung einerseits durch sinkende Bereitstellungskosten und andererseits durch politische Flankierung (z.B. Besteuerung, EEG) bis 2020. Die Ertüchtigung und Leistungserhöhung von bestehenden Wasser- und Windkraftanlagen wird kontinuierlich fortgeführt. Durch den europäischen Binnenmarkt wird der Import von REG-Strom erleichtert und kann bis zum Jahr 2050 bis zu 20 % der Stromnachfrage abdecken. Auch solarthermische Kraftwerke, die über die Kombination mit Erdgas z.B. im Süden Europas eingeführt werden, können dazu einen Beitrag leisten. Biomasse spielt im Kontext einer neuen Landwirtschaftspolitik regional eine wichtige Rolle. Fortschrittliche Methoden des Lastmanagements erlauben einen Anteil fluktuierender regenerativer Energiequellen an der Stromerzeugung von mindestens 50%.

Die bestehenden Kernkraftwerke werden gemäß der zwischen Bundesregierung und Kraftwerksbetreibern am 11.06.01 geschlossenen Vereinbarung sukzessive stillgelegt.

Für konventionell erzeugten Strom ist von einem ausgeglichenen Außenhandelssaldo auszugehen. Der Import an REG-Strom kann in 2050 auf bis zu 20% des Stromverbrauchs ausgebaut werden.

Die Bereitstellung von Nahwärme auf Basis regenerativer Energien wird deutlich ausgeweitet. Auch in der Industrie und im Kleinverbrauch wird Niedertemperaturwärme zu einem guten Teil regenerativ erzeugt. Der Deckungsanteil regenerativer Energien bei der Bereitstellung von Prozesswärme und in back-up-Systemen steigt kontinuierlich an. Mit der Einspeisung von REG-Gasen in die bestehenden Erdgasnetze ergibt sich ein zusätzlicher Handlungsspielraum.

Im Verkehr wird verstärkt Erdgas eingesetzt, sowohl direkt in Verbrennungsmotoren als auch in Brennstoffzellenfahrzeugen mit vorgeschalteten Großreformern als Vorstufe zum Wasserstoff. Zunehmend kommt es darüber hinaus zum Einsatz von regenerativ erzeugtem Wasserstoff und Biotreibstoffen. Es wird ein Mindestanteil von mit Wasserstoff betriebenen Bussen von 2 % in 2020, 6 % in 2030, 12 % in 2040 und 24 % in 2050 vorgegeben, bei den Flugzeugen soll der Wasserstoff in 2030 einen Mindestanteil von 1 %, in 2040 von 2 % und in 2050 von 5 % erreichen. Biomasse erreicht 2010 einen Mindestanteil von 6 % am Treibstoffverbrauch, 2020 von 12 % und 2030 von 15 %. Danach bleibt der absolute Verbrauch an Biokraftstoffen zumindest auf dem in 2030 erreichten Niveau. Die technische Entwicklung und organisatorische Verknüpfung der Verkehrsträger führt zu einem deutlich veränderten Flottenmix und Modal Split (auch in Richtung des nicht-motorisierten Verkehrs).

Im Bereich der konventionellen Kraftwerke wird eine Clean-Coal-Strategie ermöglicht. Eine Abtrennung und Deponierung von CO_2 ist nicht vorgesehen.

Für den Anteil heimischer Energieträger an der Energieversorgung gibt es ist keine Vorgabe.

5.2.2 Ergebnisse der Modellrechnungen

Übersicht über wichtige Unterschiede im Szenario REG-/REN-Offensive

Bereich	WI	IER
REG-PEV-Quote	Nach Substitutionsprinzip, Umgebungswärme nicht enthalten	Nach Wirkungsgradmethode, Umgebungswärme und Geothermie mit bilanziert
Private Haushalte	Sanierungsrate Gebäude ab 2010: 2 %/a	Sanierungsrate Gebäude bis 2010: 1 %/a, bis 2020: 1,5 %/a, bis 2030: 2 %/a, danach 2,5 %/a
	Verstärkte Maßnahmen bei der Gebäudedämmung induzieren Kostenreduktionen	Keine Kostendegression
	Standard im Neubau wie Referenz	Standard im Neubau gegenüber Referenz verbessert
	Substitutionsprogramm für Nachtspeicherheizungen; Einsatz von Gas-, später auch Elektrowärmepumpen	Substitution von Brennstoffen durch Strom
	Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz Nutzung erdgas-betriebener Brennstoffzellen	Direkte Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellen
GHD	Ausweitung der Einsparpotenziale durch Innovationsdynamik	Szenariounabhängige Einsparpotenziale
Industrie	Ausweitung der Einsparpotenziale durch Innovationsdynamik	Szenariounabhängige Einsparpotenziale
	Substitution von Brennstoffen durch Strom stark ausgeprägt	Substitution von Brennstoffen durch Strom weniger stark ausgeprägt
Verkehr	Kraftstoffverbrauch PKW 2050 um 50 % niedriger als in Referenz	Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch des PKW-Bestandes 2050 mit 3,3 l Benzinäquivalent je 100 km um 29 % niedriger als in Referenz (4,65 l/100 km)
	Kraftstoffverbrauch LKW 2050 um 41 % niedriger als in Referenz	Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch des LKW-Bestandes 2050 mit 16,6 l Dieseläquivalent je 100 km um 17 % niedriger als in Referenz (19,9 l/100 km)
	Im Vergleich zur Referenz um 15 % höhere Auslastung der LKW	Auslastung LKW wie Referenz
	Ausschöpfung der Einsparpotenziale unter Berücksichtigung einzelwirtschaftlicher Anreize, z.T. freiwilliger Übergang auf sparsamere Fahrzeuge	Ausschöpfung der Einsparpotenziale nach gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten
	Erdgas bedeutender Kraftstoff, auch in Brennstoffzellenfahrzeugen eingesetzt	Erdgas und Methanol in geringem Umfang in Brennstoffzellenfahrzeugen eingesetzt, Strom gewinnt an Bedeutung

Fortsetzung

	Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff	Wasserstoffnutzung im Verkehr gemäss Mindestvorgabe
	Erdgas als Wegbereiter für Wasserstoff	Betrachtungszeitraum endet 2050
	Biokraftstoffe gemäß Vorgabe bis 2020/30 auf 12 % Anteil steigend, danach relativ konstanter Anteil, aber absoluter Rückgang	Biokraftstoffe gemäß Vorgabe bis 2020/30 auf 12 % bzw. 15 % Anteil steigend, danach absolut nahezu konstant.
Ausbau KWK	Keine neuen Standorte für große KWK-Anlagen (in der Industrie Teilersatz von Heizwerken durch HKW)	Neue Standorte werden erschlossen
REG-Strom-, REG-Stromimport-, KWK-Strom-Quoten	Vorgaben bezogen auf Nettostromerzeugung	Vorgaben bezogen auf Nettostromverbrauch
	Primärenergiequote auf Substitutionsmethode bezogen, keine Einbeziehung der Umweltwärme	Primärenergiequote auf Wirkungsgradmethode bezogen, Einbeziehung der Umweltwärme
Stromerzeugung	geringe Nutzung der Windkraftpotenziale an windschwachen Standorten	stärkere Nutzung der Windkraftpotenziale an windschwachen Standorten mit entsprechend notwendigen Ersatzkapazitäten
	Stromerzeugung in Brennstoffzellen auf Erdgasbasis	Stromerzeugung in Brennstoffzellen auf Wasserstoffbasis
	HDR-Stromerzeugung wird - begründet mit dem Entwicklungsstand – nur vorsichtig (in 2050: 28,0 TWh) genutzt, obwohl sehr kostengünstige Stromerzeugungsoption	HDR-Stromerzeugung wird bis zu einem Potenzial von 41,3 TWh in 2050 ausgebaut, da sie zur Kostenminimierung beiträgt.

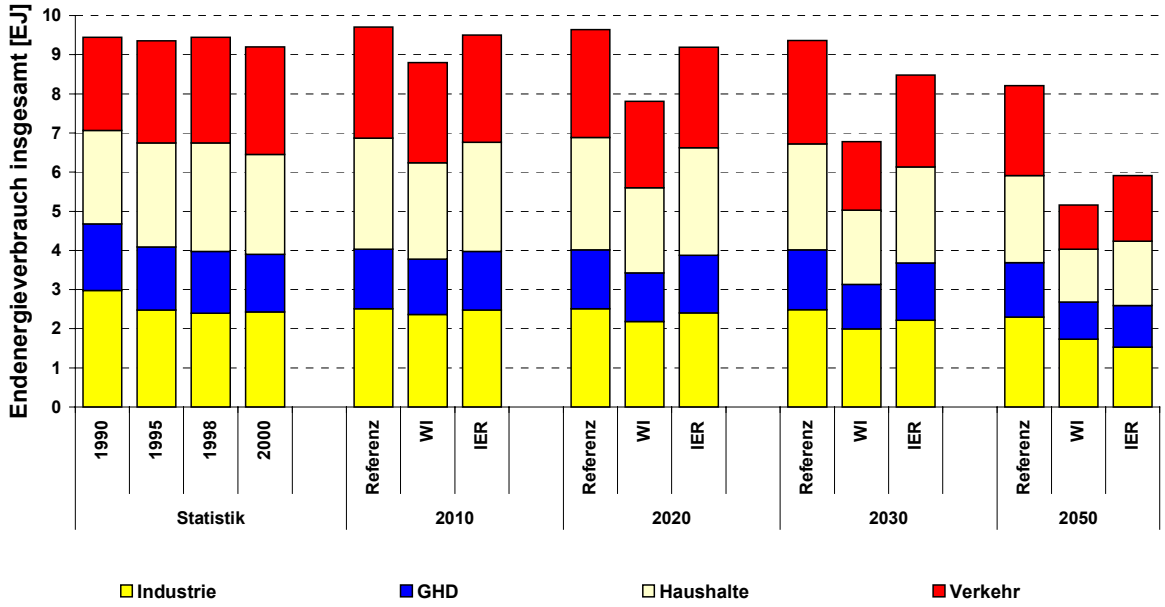
Endenergieverbrauch

Der Endenergieverbrauch liegt im Szenario REG/REN-Offensive im Jahr 2050 mit 5910 PJ (IER) bzw. 5156 PJ (WI) um 37,4 % bzw. 45,4 % unterhalb seines Ausgangswertes im Jahr 1998. Dieser im Vergleich zur Referenz im Zeitablauf stärkere Rückgang des Endenergieverbrauchs ist auf durchweg höhere Effizienzgewinne zurück zu führen. Im Endjahr der Betrachtung unterscheiden sich die Ergebnisse von IER und WI um 754 PJ. Damit liegt der Verbrauch bei IER um 14,5 % höher als bei WI.

Tabelle 5.2-1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren, in PJ, Anteile in %

	1998	2010	2010	2030	2030	2050	2050
		IER	WI	IER	WI	IER	WI
Endenergieverbrauch nach Sektoren, PJ							
Industrie	2'397	2'479	2'360	2'401	1'998	1'530	1'732
Gewerbe, Handel, Dien	1'576	1'497	1'420	1'472	1'130	1'057	950
Haushalte	2'779	2'789	2'459	2'748	1'898	1'654	1'352
Verkehr	2'692	2'738	2'563	2'566	1'754	1'669	1'122
Summe	**9'444**	**9'504**	**8'802**	**9'187**	**6'780**	**5'910**	**5'156**
Endenergieverbrauch nach Energieträgern, PJ							
Steinkohle	156	192	179	128	108	38	60
Braunkohle	101	55	44	34	19	15	3
Koks	232	166	149	133	98	92	54
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	0
Mineralöle	4'344	3'902	3'755	2'804	1'953	1'159	576
Gase (inkl. Methanol)	2'415	2'703	2'318	2'193	1'745	729	1'171
Strom	1'699	1'766	1'632	1'816	1'500	1'563	1'368
Fern-/Nahwärme	311	361	355	573	415	843	286
Biomasse	174	330	332	620	553	620	560
Solar, Umgebung	12	29	28	172	346	817	827
Wasserstoff	0	0	9	7	43	34	252
Summe	**9'444**	**9'504**	**8'802**	**8'481**	**6'780**	**5'910**	**5'156**
Endenergieverbrauch nach Sektoren, Anteile in %							
Industrie	25.4	26.1	26.8	26.1	29.5	25.9	33.6
Gewerbe, Handel, Dien	16.7	15.7	16.1	16.0	16.7	17.9	18.4
Haushalte	29.4	29.3	27.9	29.9	28.0	28.0	26.2
Verkehr	28.5	28.8	29.1	27.9	25.9	28.2	21.8
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**
Endenergieverbrauch nach Energieträgern, Anteile in %							
Steinkohle	1.7	2.0	2.0	1.5	1.6	0.6	1.2
Braunkohle	1.1	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3	0.1
Koks	2.5	1.7	1.7	1.6	1.4	1.6	1.0
Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mineralöle	46.0	41.1	42.7	33.1	28.8	19.6	11.2
Gase (inkl. Methanol)	25.6	28.4	26.3	25.9	25.7	12.3	22.7
Strom	18.0	18.6	18.5	21.4	22.1	26.5	26.5
Fern-/Nahwärme	3.3	3.8	4.0	6.8	6.1	14.3	5.5
Biomasse	1.8	3.5	3.8	7.3	8.2	10.5	10.9
Solar, Umgebung	0.1	0.3	0.3	2.0	5.1	13.8	16.0
Wasserstoff	0.0	0.0	0.1	0.1	0.6	0.6	4.9
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Abbildung 5.2-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren, in EJ



Endenergieverbrauch nach Sektoren

In der Struktur des Endenergieverbrauchs nach Sektoren zeigen sich insbesondere bei WI Veränderungen gegenüber dem Basisjahr. Die Bedeutung der Industrie nimmt bis 2050 deutlich zu, dagegen sinkt der Anteil des Verkehrssektors am Endenergieverbrauch.

Private Haushalte

Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte geht zwischen 1998 und 2050 um 40,5 % (IER) bzw. 51,3 % (WI) zurück.

Wesentlichen Anteil an den Energieeinsparungen gegenüber der Referenzentwicklung haben energetisch verbesserte Gebäude. Hierzu tragen insbesondere gegenüber der Referenz angehobene Sanierungsraten im Altbau bei. Der in den der letzten 50 Jahren beobachtete Sanierungsstau wird durch zusätzliche Sanierungsanreize (Informationskampagnen, stärkere Kontrollen, Energie- oder THG-Steuer, Förderprogramme) deutlich verringert. Im Referenzszenario beträgt die Gesamt-Sanierungsrate bei den Wohngebäuden 2,5 %/a. Aber nur an 20 % dieser Gebäude, d.h. 0,5 %/a, werden innerhalb des Sanierungszyklus auch wärmetechnische Sanierungen durchgeführt. Im Szenario REG-/REN-Offensive sind die Sanierungsraten dem gegenüber deutlich höher. Es wird davon ausgegangen, dass die Erhöhung der jährlichen Gebäudesanierungen im Rahmen des technisch sinnvollen Erneuerungszyklusses bleibt und eingebunden wird in eine ohnehin zum Erhalt der Gebäudesubstanz notwendige,

bisher aber nur unzureichend durchgeführte Sanierung der Gebäude. In diesem Fall kann ein Teil der anfallenden Kosten der Gebäudeertüchtigung (z. B. Gerüstbau, Abschlagen des Putzes, Erneuerung des Daches etc.) bei der Bestimmung der energetischen Sanierungskosten unberücksichtigt bleiben, da sie ohnehin zur Instandhaltung des Gebäudes notwendig sind.

IER geht bei seinen Modellrechnungen davon aus, dass bis 2010 gegenüber dem Referenzszenario eine Verdopplung der tatsächlich durchgeführten energetischen Sanierungen möglich ist (40 % oder 1,0 %/a). Danach steigt diese Rate bis 2020 auf 60 % bzw. 1,5 %/a, bis 2030 auf 80 % bzw. 2,0 %/a und danach auf 100 %. Die nach und nach steigende Sanierungsintensität führt dazu, dass die Effizienzsteigerungen im Haushaltsbereich zum Ende des Betrachtungszeitraumes hin deutlich zunehmen. Im Jahr 2050 liegt der Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser um 39,7 % unter dem Wert von 1998. Neben den Effizienzsteigerungen trägt die Substitution fossiler Brennstoffe durch Strom und regenerative Energiequellen zur THG-Minderung bei. Bei IER geschieht dies zum einen mit Hilfe von Elektro-Wärmepumpen, deren Nutzung nach 2020 eine deutliche Steigerung erfährt. Daneben werden verstärkt auch Gasmotor-Wärmepumpen und längerfristig in geringerem Umfang die untiefe Geothermie genutzt. Einen weiteren Ausbau erfahren im Laufe der Zeit die Biomassen und die Solarthermie, wobei letztere zunächst für die solare Warmwasserbereitung eingesetzt wird, längerfristig aber auch für die Raumwärmeerzeugung. Außerdem gelangen wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen in den Privaten Haushalten zum Einsatz.

WI rechnet ab 2010 mit einer Sanierungsrate von 2 %/a, womit es gegenüber der Referenzentwicklung zu einer Verdreifachung kommt. Das bedeutet, dass bei 80 % aller Gebäudesanierungen auch eine energetische Verbesserung der Gebäudehülle vorgenommen wird. Die energetische Sanierungsrate von 2 %/a ist gleichzusetzen mit einer kompletten Sanierung der wesentlichen Gebäudebestandteile, d. h. Fenster, Außenfassade aller Wohngebäude innerhalb eines Zeitraumes von 50 Jahren. Ein größerer Teil der Erhöhung der Sanierungsrate kann dabei bereits dadurch aufgefangen werden, dass vermehrt Sorge dafür getragen wird, dass die bestehenden Anforderungen bezüglich der energetischen Sanierung (vgl. Vorgaben der Energieeinsparverordnung) bei durchgeführten baulichen Maßnahmen auch tatsächlich eingehalten werden. Derzeit, und auch in der Referenzentwicklung, wird noch ein erheblicher Anteil von Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle ohne gleichzeitige energetische Sanierung durchgeführt, obwohl dies in vielen Fällen durch die gültige Wärmeschutzverordnung bzw. Energieeinsparverordnung vorgeschrieben wäre. Entsprechende Aufklärungs- und Anreizprogramme können helfen, die Lücke zu schließen.

Bei WI kommen nur hoch rentable Maßnahmenbündel mit Einsparkosten von im Mittel deutlich unterhalb von 2 Cent/kWh zur Umsetzung. Hier wird – anders als bei IER – angenommen, dass spezi-

fisch teurere Einzelmaßnahmen durch günstigere Optionen quersubventioniert werden. Generell wird durch die Sanierung sukzessive der im Bereich des Neubaus erzielte technische Fortschritt kontinuierlich auf den Altbau übertragen. Die Auswahl der Sanierungsmaßnahmen orientiert sich dabei an Erfahrungen aus der Praxis. So liegen die typischen Sanierungskosten von Einfamilienhäusern und kleinen Mehrfamilienhäusern zwischen 130 und 180 EUR/m^2 Wohnfläche (Vollkosten der Sanierung, dafür ist nur ein Teil auf die energetische Sanierung anzurechnen). Im Rahmen der bei WI an einzelwirtschaftlichen Kalkülen orientierten Einsparstrategie im Szenario REG-/REN-Offensive leiten sich die größten Einsparerfolge gegenüber dem Trend weniger aus einer drastischen Verringerung der spezifischen Verbräuche der Gebäude ab, sondern sind vielmehr auf die deutlich ausgeweiteten Sanierungsaktivitäten zurück zu führen. WI nimmt auch an, dass die für die Umsetzung der höheren Sanierungsrate erforderlichen Transaktionskosten im Wesentlichen durch Kostendegressionen (Masseneffekte und technische Innovationen) bei den spezifischen Minderungsmaßnahmen kompensiert werden können. Im Zuge der gegenüber der Referenzentwicklung steigenden Sanierungsrate reagieren die Bauwirtschaft und die Dämmstoffindustrie mit zusätzlichen Produktentwicklungen und Innovationen, die zu Kostendegression führen.

Bei der Bereitstellung der nachgefragten Wärme nimmt im Szenario REG-/REN-Offensive bei WI insbesondere der Anteil der erneuerbaren Energien (vor allem auch über Nahwärmenetze) im Zeitverlauf deutlich zu. Ebenso steigen die Anteile von elektrischen, insbesondere aber auch gasbetriebenen Wärmepumpen deutlich an. In der Anfangsphase kommt es unter Einhaltung der Sanierungszyklen zu einem zügigen Abbau der Nachtstromspeicherheizungen. Zudem werden Einzelheizungssysteme vermehrt durch effizientere zentrale Anlagen ersetzt. Zusätzlich werden bei WI vorübergehend verstärkt Brennstoffzellen in den Haushalten eingesetzt. Hier allerdings werden sie, im Gegensatz zu IER, mit Erdgas betrieben. Insgesamt verringert sich der Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser bei WI von 1998 bis 2050 um 44,6 %.

In den Berechnungen des WI sind im Jahr 2050 die Einsparungen der Haushalte im Wärmebereich von 716,1 PJ gegenüber der Referenz mit Kostensenkungen von 4,3 Mrd EUR verbunden. Je Kilowattstunde Minderverbrauch sparen die Privaten Haushalte demnach knapp 2,2 Cent ein.

Die Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten entspricht den Annahmen für das Referenzszenario. Allerdings weist das Szenario REG-/REN-Offensive eine deutlich stärkere Verbesserung der Geräteeffizienz auf als die Referenz. Primär werden dabei besonders wirtschaftliche Einsparoptionen erschlossen wie z.B. die Reduzierung der Stand-by-Verbräuche oder die Verringerung der spezifischen Stromverbräuche der Beleuchtung und von Gefriergeräten. Diese Effizienzsteigerungen führen dazu, dass der Stromverbrauch für den Betrieb der Elektrogeräte trotz steigender Geräteaus-

stattung der Haushalte zwischen 1998 und 2050 um 46,1 % (IER) bzw. rund 47,9 % (WI) zurück geht. Diese Einsparungen werden (vor allem bei IER) am Ende der Betrachtungsperiode allerdings durch den Anstieg der Stromnachfrage der elektrischen Heizungssysteme teilweise kompensiert.

Der gesamte Stromverbrauch der Privaten Haushalte liegt bei WI im Jahr 2050 um 61,4 % unter dem Ausgangswert 1998. Damit sind die Einsparungen beim Strom deutlich stärker ausgeprägt als beim Endenergieverbrauch insgesamt, der im selben Zeitraum um 51,3 % zurück geführt wird. Beim IER, bei dem die Substitution fossiler Brennstoffe durch Strom eine größere Rolle spielt, geht der Stromverbrauch der Privaten Haushalte zwischen 1998 und 2050 mit 40,9 % im selben Ausmaß zurück wie deren gesamter Endenergieverbrauch (40,5 %).

GHD

Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen verringert sich der Energieverbrauch zwischen 1998 und 2050 um 32,9 % (IER) bzw. 39,7 % (WI). Bis zum Jahr 2030 beträgt die Einsparung gegenüber dem Basisjahr 7,0 % (IER) bzw. 28,3 % (WI). Die verfügbaren Einsparpotenziale werden dem entsprechend als vergleichbar hoch eingeschätzt. Die Umsetzung erfolgt bei WI früher.

Im Szenario des IER werden - ebenso wie bei den Privaten Haushalten - auch im Sektor GHD Möglichkeiten genutzt, um mit Stromanwendungen fossile Brennstoffe zu substituieren (Wärmepumpe, Ökowatts usw.). Verstärkt werden Wärmepumpen sowohl mit Elektroantrieb als auch mit Gasantrieb eingesetzt. Umgebungswärme wird verstärkt gewonnen, um fossile Brennstoffe einzusparen. Zusätzlich wird die Solarenergie zunächst für die Warmwasserbereitstellung, später auch für die Raumwärmeerzeugung genutzt, darüber hinaus werden Biomasseanlagen ausgebaut. In geringerem Umfang wird untiefe Geothermie genutzt.

Im Szenario REG-/REN-Offensive kommt bei WI der Ausschöpfung der Einsparpotenziale auf der Nachfrageseite entscheidende Bedeutung für die THG-Minderung zu. WI geht davon aus, dass - unterstützt durch entsprechende politische Maßnahmen – nicht nur die technischen Potenziale im Rahmen einer engagierten Einsparstrategie langfristig ausgeschöpft werden können, sondern die Potenziale selber durch einen sich selbst verstärkenden Effekt (Innovationsdynamik) im Zeitverlauf gegenüber dem heutigen Niveau ausgeweitet werden. Die aus heutiger Sicht vorhandenen einzelwirtschaftlichen Energieeffizienzpotenziale werden bereits bis zum Jahr 2020 weitgehend genutzt. Bei den Stromanwendungen geht WI davon aus, dass bei Neuanschaffungen zu etwa 80% jeweils marktbeste Geräte und Anlagenkonzepte gewählt werden. Nur noch rund 20% der Neuanschaffungen sind durchschnittliche Techniken. Sofern Anlagen aufgrund gestiegener Anforderungen oder

Betriebsausweitungen vollständig neu installiert werden, werden die Möglichkeiten der integralen Planung und Optimierung genutzt. Generell nimmt WI an, dass es auch bei nach 2020 langsamem Wirtschaftswachstum möglich sein wird, durch eine entsprechende Modernisierungsstrategie die weiterhin bestehenden Effizienzpotenziale zu erschließen. Die im Sektor GHD im Jahr 2050 gegenüber der Referenz erzielte Verbrauchsreduktion von 440 PJ ist mit Kosteneinsparungen von 2 Mrd EUR verbunden. Je Kilowattstunde Minderverbrauch werden knapp 1,7 Cent eingespart.

Sowohl bei IER wie bei WI ist die Substitution von Brennstoffen durch Strom im GHD-Sektor ein Element der CO_2-Reduktionsstrategie. Bei WI vermindert sich deshalb der Stromverbrauch im Betrachtungszeitraum nur um 11 %, während der Endenergieverbrauch um 39,7 % absinkt. Beim IER ist die Substitutionsstrategie stärker ausgeprägt. Der Stromverbrauch nimmt im Zeitverlauf zu und übersteigt im Jahr 2050 den Ausgangswert um 9 %. Im selben Zeitraum sinkt der Endenergieverbrauch des Sektors GHD um 32,9 %.

Der spezifische Energieverbrauch - bezogen auf die Beschäftigten im Sektor GHD - verringert sich zwischen 1998 und 2050 um insgesamt 15 % (IER) bzw. 23,6 % (WI).

Industrie

Der Energieverbrauch in der Industrie sinkt bis 2050 im Vergleich zu 1998 um 36,2 % (IER) bzw. 27,7 % (WI). Da die Industrieproduktion sich im selben Zeitraum mehr als verdoppelt, ist dies gleichbedeutend mit einer Verringerung des spezifischen Verbrauchs um 71,8 % (IER) bzw. 68 % (WI).

Wie auch im Sektor GHD geht WI bei der Industrie davon aus, dass die bestehenden technischen Energieeinsparpotenziale im Rahmen einer engagierten Einsparstrategie durch einen sich selbst verstärkenden Effekt (Innovationsdynamik) im Zeitverlauf langfristig volkswirtschaftlich interessant werden und ausgeschöpft werden können. Damit werden auch hier die aus heutiger Sicht vorhandenen einzelwirtschaftlichen Energieeffizienzpotenziale bis zum Jahr 2020 bereits weitgehend genutzt.

Im Vergleich zum Referenzszenario kommt es im Szenario REG-/REN-Offensive bei WI in der Industrie bis 2020 zu einer Endenergieeinsparung von rund 13 % und bis 2050 von etwa 25 %, dies entspricht im Jahr 2050 566,7 PJ. Das sind Kosteneinsparungen von 179 Mio EUR. Je Kilowattstunde Minderverbrauch spart die Industrie rund 0,11 Cent ein. Mit der Absenkung des Energieverbrauchs ist ein durchschnittlicher Rückgang der Energieintensität von rd. 2,2 % pro Jahr über den gesamten Zeitraum bis 2050 verbunden.

Bei IER spielt in der Industrie - anders als im Bereich GHD - die Substitution fossiler Brennstoffe durch Strom eine untergeordnete Rolle in der CO_2-Reduktionsstrategie. Die größten absoluten Bei-

träge zur Energieeinsparung leisten die energieintensiven Branchen Verarbeitung von Steinen und Erden, die Grundstoffchemie, das Papiergewerbe, die Metallerzeugung, die NE-Metalle und Gießereien sowie der Fahrzeugbau. Diese Branchen tragen mit zwei Dritteln zur gesamten Verbrauchsminderung in der Industrie bei. Die größten Erfolge bei der Absenkung des spezifischen Energieverbrauchs weisen die NE-Metalle und Gießereien (-50 % gegenüber 1998) sowie Steine-und-Erden-Industrie und das Papiergewerbe (-25 % gegenüber 1998) auf. Insgesamt führen die Einsparmaßnahmen zwischen 1998 und 2050 zu einer jahresdurchschnittlichen Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs um 2,4 %.

Die Bedeutung der Strategie, Brennstoffe durch Strom zu substituieren, ist im Szenario REG-/REN-Offensive - insbesondere bei IER - weniger stark ausgeprägt. Das zeigt der Vergleich der Entwicklungen des gesamten Endenergieverbrauchs und des Stromverbrauchs. Bei IER verringert sich der industrielle Endenergieverbrauch zwischen 1998 bis 2050 um 36,2 %, der Stromverbrauch sinkt um 22,3 %. Beim WI geht der Energieverbrauch um insgesamt 27,7 % zurück, der Stromverbrauch dagegen reduziert sich nur um 7,6 %.

Verkehr

Im Verkehrsbereich liegen im Szenario REG-/REN-Offensive die Ergebnisse der Szenariorechnungen von IER und WI vergleichsweise weit auseinander. Bis 2050 sinkt der Energieverbrauch hier um 38 % (IER) bzw. um 58,3 % (WI).

Diese Unterschiede haben mehrere Ursachen. Bei den PKW werden die technischen Einsparpotenziale bei WI weiter ausgeschöpft als bei IER. So liegt der Kraftstoffverbrauch der PKW-Flotte bei WI im Jahr 2050 um mehr als die Hälfte unterhalb des Vergleichswertes des Referenzszenarios. Beim IER beträgt die durchschnittliche Absenkung gegenüber der Referenz 29 %. Zudem geht WI davon aus, dass die primär konventionellen Verbesserungen der Fahrzeugeffizienz (Verringerung des Roll- und Luftwiderstandes, Verbesserung des Fahrzeugantriebes) vor allem nach dem Jahr 2020 ergänzt werden durch eine bei gleichbleibenden Sicherheitseigenschaften sukzessive Verringerung des Fahrzeuggewichtes sowie den verstärkten Einsatz von effizienten Brennstoffzellenantrieben. Darüber hinaus nimmt WI an, dass – auch bedingt durch zunehmend spürbare Preissignale - die Verkehrsteilnehmer von sich aus verstärkt auf kleinere Fahrzeuge mit weniger Hubraum und geringerem spezifischem Verbrauch übergehen werden.

Bei den LKW liegt die Verbrauchsverminderung gegenüber den Referenzwerten im Jahr 2050 bei WI in einer Größenordnung von 41 %, beim IER sind es 17 %. WI nimmt an, dass aufgrund der hohen

Dynamik im LKW-Bereich (der größte Teil des Frachtverkehrs wird heute mit Fahrzeugen realisiert, die nicht älter als 5 Jahre sind), eine schnelle Umsetzung neuer Einspartechnologien möglich ist. Hinzu kommt, dass WI von einer Erhöhung der Auslastung der LKW um 15 % ausgeht, die durch verbessertes Flottenmanagement (Einsatz intelligenter Steuerungs- und Managementsysteme) ermöglicht wird.

Grund für die vergleichsweise weit gehende Ausschöpfung der Einsparpotenziale in den WI-Berechnungen ist die Annahme, dass in einzelwirtschaftlicher Betrachtung die realen Anreize zur Ausschöpfung der verfügbaren Optionen gerade im Bereich des Verkehrs (hohe Abgaben und Steuern) sehr hoch sind. In den Rechnungen des IER, das nach gesamtwirtschaftlichen Kostenkriterien vorgeht, kommt dieser Effekt nicht zum Tragen.

Sowohl im Szenario des IER als auch beim WI kommen, entsprechend den Vorgaben der Enquete-Kommission, verstärkt alternative Kraftstoffe zum Einsatz. Biodiesel wird zum einen in speziell darauf abgestimmten Fahrzeugen eingesetzt, zum anderen wird er dem konventionellen Diesel beigemischt und im Straßenverkehr wie auch in der Binnenschifffahrt genutzt. Elektrolytisch erzeugter Wasserstoff dient - im Rahmen der Vorgaben - als Treibstoff für Flugzeuge im Binnenflugverkehr und für Busse. Strom gewinnt bei IER zunehmend an Bedeutung im Verkehrssektor. Zum einen, weil eine Verkehrsverlagerung hin zum ÖSPV erfolgt, zum anderen, weil vermehrt PKW mit Elektroantrieb eingesetzt werden. Im Jahr 2050 liegt der Stromanteil am Energieverbrauch im Verkehr bei 12,8 % gegenüber 2,2 % im Jahr 1998. Erdgas und Methanol werden bei IER in geringem Umfang für den Antrieb von Brennstoffzellenfahrzeugen eingesetzt.

Eine größere Bedeutung als Kraftstoff hat Erdgas im Szenario des WI. Unter der Voraussetzung, das Erdgas auf breiter Front in Europa eingeführt und durch preispolitische Maßnahmen unterstützt wird, geht WI davon aus, dass sein Markanteil im motorisierten Individualverkehr bis 2030 auf 8 % und bis 2050 auf 25 % steigt. Später findet Erdgas dann vermehrt in Brennstoffzellenfahrzeugen Verwendung. Dabei werden zunächst Wasserstoffreformer an den Tankstellen eingesetzt. Erdgas nimmt bei WI auch eine wichtige Wegbereiterfunktion (Einstieg und Vorbereitung einer stärker gasbasierten Infrastruktur und Fahrzeugtechnik) für elektrolytisch erzeugten Wasserstoff ein, dessen Anteil am Verkehr am Ende der Betrachtungsperiode deutlich zunimmt.

Insgesamt sind in den Berechnungen des WI im Jahr 2050 die Einsparungen gegenüber der Referenz im Verkehrssektor von 1177 PJ (ohne Wasserstofferzeugung) mit Mehrkosten von 9,6 Mrd EUR verbunden. Jede eingesparte Kilowattstunde kostet demnach knapp 2,9 Cent.

Energieträgerstruktur des Endenergieverbrauchs

Die Veränderungen in den einzelnen Nachfragesektoren spiegeln sich im Einsatz der Endenergieträger wieder. Hier zeigen sich im Zeitablauf und im Vergleich zur Referenzentwicklung gravierende Verschiebungen. Grundsätzlich gewinnen die leitungsgebundenen Endenergieträger Strom und Fernwärme sowie die regenerativen Energien an Bedeutung.

Der markante Rückgang des Mineralölverbrauchs ist zum einen auf die Energieeinsparungen in den Nachfragesektoren zurück zu führen, zum anderen auf die Substitution von Öl durch CO_2-ärmere Brennstoffe oder Strom. Deutlich sichtbar werden im Vergleich der Ergebnisse von IER und WI die unterschiedlichen Entwicklungen im Verkehrssektor. Dies zeigt sich insbesondere im Ölverbrauch, der im Jahr 2050 bei IER einen Wert von 1159 PJ aufweist, während er bei WI auf 576 PJ sinkt. Größere Differenzen gibt es auch beim Gas. Hier werden in den IER-Berechnungen (einschließlich Methanol) im Jahr 2050 noch 729 PJ von den Endverbrauchssektoren nachgefragt, beim WI sind es 1171 PJ. Bei WI spielt zudem der Einsatz von Wasserstoff im Jahr 2050 eine Rolle.[1] Er deckt dann 4,9 % des Endenergiebedarfs.

Die Nutzung der regenerativen Energien wird im Betrachtungszeitraum deutlich ausgeweitet. Im Jahr 2050 ist der entsprechende Verbrauch fast 8 Mal (IER unter Einbeziehung der genutzten Umgebungswärme) bzw. 7,5 Mal (WI, ohne Umgebungswärme) so hoch wie im Jahr 1998. Die regenerativen Energien tragen im Jahr 2050 mit 24,3 % (IER) bzw. 26,9 % (WI) zur Deckung des Endenergiebedarfs bei. Der Biomasseanteil allein liegt dann bei zwischen 10 % und 11 %.

Der Endenergieverbrauch an Strom verringert sich bis 2050 bei IER um 8 % gegenüber 1998, bei WI sinkt er um 19,5 %. Da der Endenergieverbrauch insgesamt stärker zurück geht, erhöht sich der Deckungsbeitrag des Stroms am Endenergiebedarf von 18 % im Jahr 1998 in beiden Modellrechnungen auf 26,5 % im Endjahr der Betrachtung. Der Anteil der Nah- und Fernwärme liegt 2050 bei 14,3 % (IER) bzw. 5,5 % (WI), im Basisjahr 1998 waren es 3,3 %.

Der Nettostromverbrauch steigt im selben Zeitraum um 10,9 % (IER) bzw. sinkt um 6,5 % (WI). Die unterschiedliche Entwicklung der Endnachfrage nach Strom und des Nettoverbrauchs ist auf den Einsatz von Strom zur elektrolytischen Wasserstofferzeugung zurück zu führen. Dabei werden zum Teil Überschüsse aus der fluktuierenden Erzeugung der erneuerbaren Energiequellen genutzt, zum Teil erfolgt aber auch eine gezielte Erzeugung (auch im Sinne eines Lastmanagements) von Wasserstoff.

1 Der Wasserstoffeinsatz in Brennstoffzellen, die der einzelnen Objektversorgung dienen, wird bei IER nicht im Endenergieverbrauch erfasst, sondern in der Umwandlungsbilanz.

Abbildung 5.2-2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern, in EJ

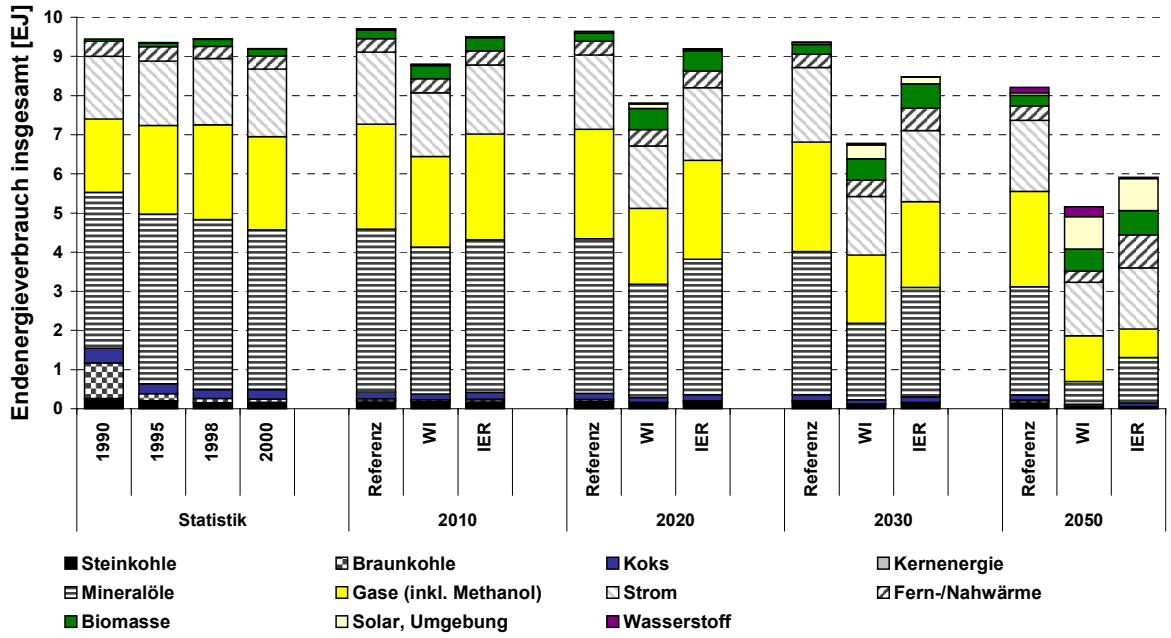
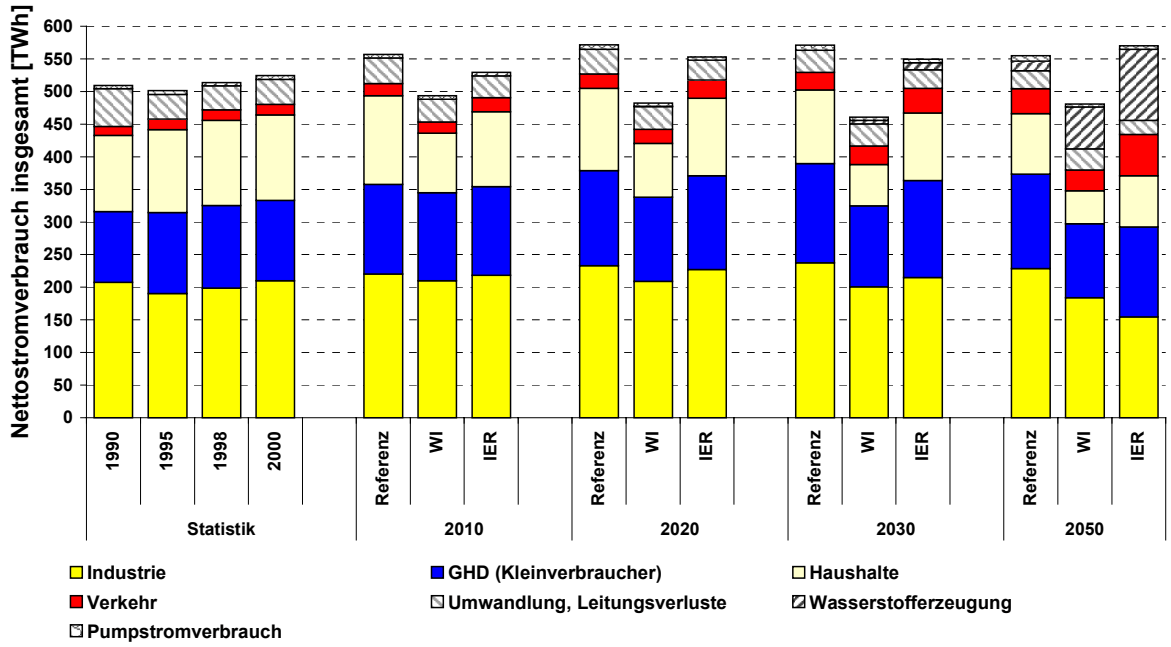


Tabelle 5.2-2: Endenergieverbrauch Strom nach Sektoren, in TWh, Anteile in %

	1998	2010 IER	2010 WI	2030 IER	2030 WI	2050 IER	2050 WI
Endenergieverbrauch Strom nach Sektoren, TWh							
Industrie	198.9	218.4	209.9	214.9	200.5	154.6	183.8
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	126.4	135.9	135.2	148.8	124.3	137.8	113.6
Haushalte	130.6	114.8	90.9	103.5	63.6	78.5	50.4
Verkehr	16.1	21.3	17.2	37.4	28.3	63.4	32.1
Summe	**471.9**	**490.4**	**453.3**	**504.6**	**416.6**	**434.3**	**379.9**
Endenergieverbrauch Strom nach Sektoren, Anteile in %							
Industrie	42.1	44.5	46.3	42.6	48.1	35.6	48.4
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	26.8	27.7	29.8	29.5	29.8	31.7	29.9
Haushalte	27.7	23.4	20.1	20.5	15.3	18.1	13.3
Verkehr	3.4	4.3	3.8	7.4	6.8	14.6	8.5
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Abbildung 5.2-3: Nettostromverbrauch insgesamt, in TWh



Stromerzeugung

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, hier spielt nur Erdgas 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 wird – vor allem in Windkraftanlagen und später auch in solarthermischen Kraftwerken.

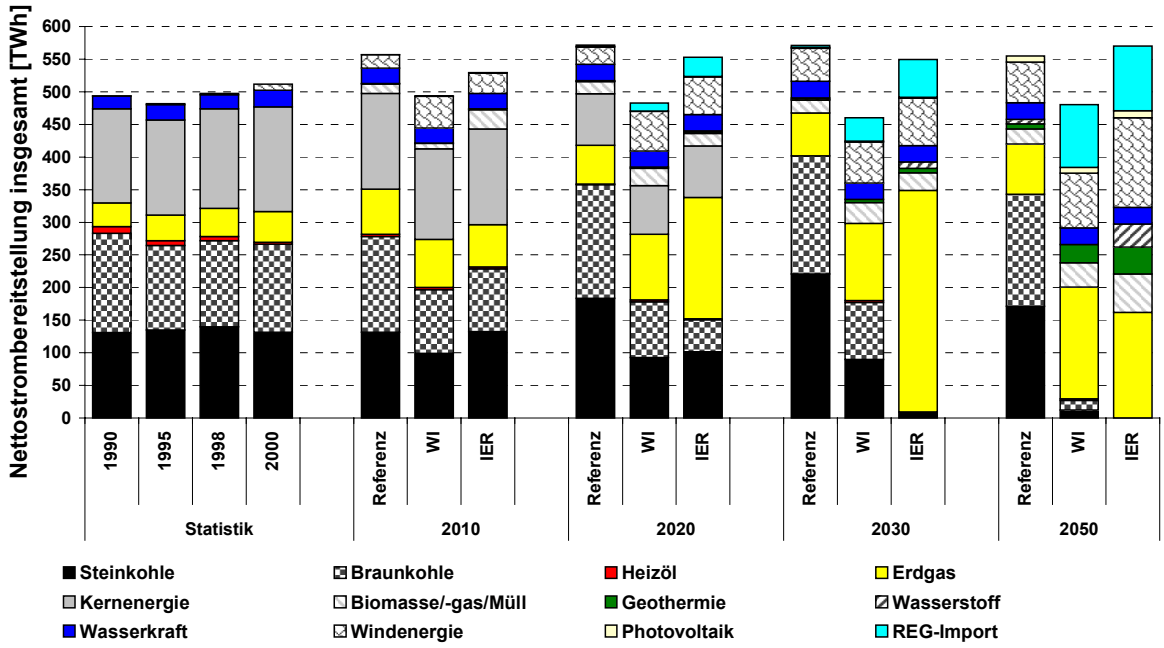
Die Stromerzeugung in KWK-Anlagen steigt zwischen 1998 und 2050 um den Faktor 3. Auch hierbei gewinnen die regenerativen Energien eine zunehmende Bedeutung. KWK-Anlagen auf Basis von Biomasse und Geothermie werden in der Nah- und Fernwärmeversorgung eingesetzt. In der Objektversorgung spielen kleine BHKW und Brennstoffzellen eine Rolle.

Insgesamt werden bei WI im Jahr 2050 3,4 % weniger Strom bereit gestellt als 1998, bei IER sind es 14,6 % mehr als 1998.

Tabelle 5.2-3: Nettostrombereitstellung nach Energieträgern, in TWh, Anteile in %

	1998	2010	2010	2030	2030	2050	2050
		IER	WI	IER	WI	IER	WI
Nettostrombereitstellung nach Energieträgern, TWh							
Steinkohle	139.7	132.2	98.7	9.3	89.8	0.0	12.5
Braunkohle	131.8	96.4	97.7	0.0	87.5	0.0	14.4
Kernenergie	153.1	146.5	138.6	0.0	0.0	0.0	0.0
Heizöl	6.3	2.9	3.4	0.0	2.6	0.0	2.3
Erdgas	43.4	65.0	74.0	339.6	118.3	161.6	171.6
Wasserkraft	21.1	23.4	23.3	25.3	25.1	25.7	25.4
Windenergie	2.0	31.5	48.5	72.6	62.5	137.3	84.0
Photovoltaik	0.0	0.3	0.4	1.4	1.4	11.0	9.1
Geothermie	0.0	0.4	0.3	6.9	5.3	41.3	28.0
Wasserstoff	0.0	1.0	0.0	9.6	0.0	35.3	0.0
Biomasse/-gas/Müll	0.0	29.7	8.7	27.0	31.8	59.1	37.0
REG-Import	0.0	0.0	0.0	57.5	36.2	98.9	96.2
Summe	**497.4**	**529.4**	**493.7**	**549.2**	**460.4**	**570.2**	**480.5**
Nettostrombereitstellung nach Energieträgern, Anteile in %							
Steinkohle	28.1	25.0	20.0	1.7	19.5	0.0	2.6
Braunkohle	26.5	18.2	19.8	0.0	19.0	0.0	3.0
Kernenergie	30.8	27.7	28.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Heizöl	1.3	0.5	0.7	0.0	0.6	0.0	0.5
Erdgas	8.7	12.3	15.0	61.8	25.7	28.4	35.7
Wasserkraft	4.2	4.4	4.7	4.6	5.4	4.5	5.3
Windenergie	0.4	5.9	9.8	13.2	13.6	24.1	17.5
Photovoltaik	0.0	0.1	0.1	0.3	0.3	1.9	1.9
Geothermie	0.0	0.1	0.1	1.3	1.1	7.2	5.8
Wasserstoff	0.0	0.2	0.0	1.8	0.0	6.2	0.0
Biomasse/-gas/Müll	0.0	5.6	1.8	4.9	6.9	10.4	7.7
REG-Import	0.0	0.0	0.0	10.5	7.9	17.4	20.0
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Abbildung 5.2-4: Nettostrombereitstellung nach Energieträgern, in TWh



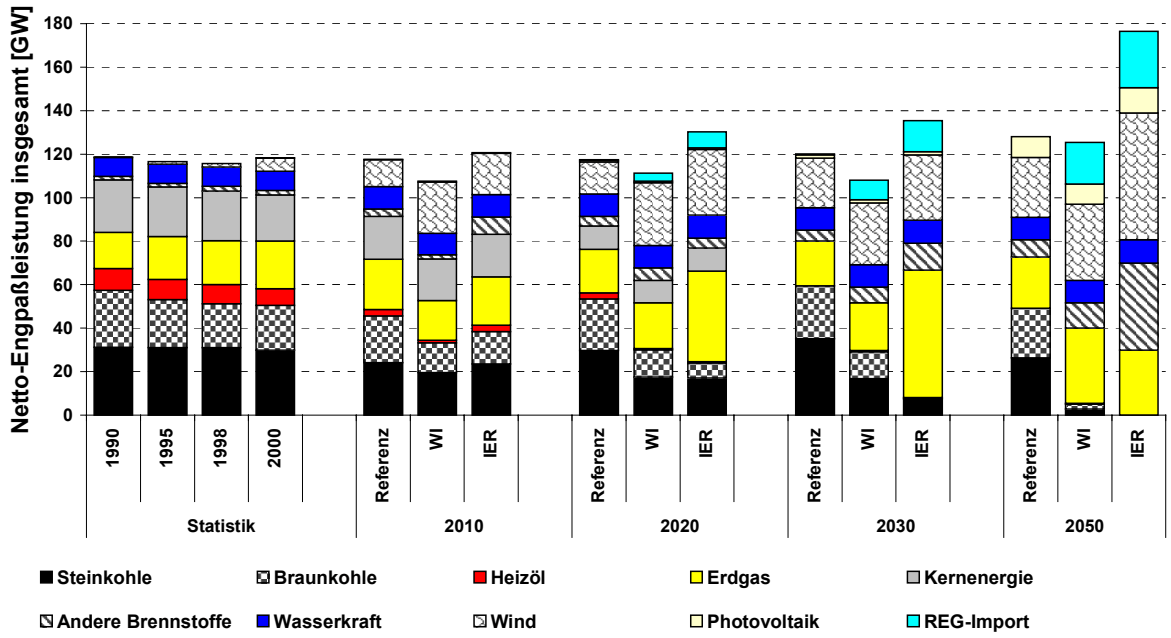
Kohlestromerzeugung

Stein- und Braunkohle spielen bei IER bis 2020 und bei WI bis 2030 noch eine wichtige Rolle in der Stromerzeugung. Danach nimmt ihre Bedeutung aufgrund des hohen Kohlenstoffgehalts drastisch ab. Im Jahr 2050 basieren bei WI noch 5,6 % der Stromerzeugung auf Kohle, bei IER wird Kohle dann nicht mehr verstromt.

Tabelle 5.2-4: Stromerzeugungskapazitäten, in GW, Anteile in %

	1998	2010 IER	2010 WI	2030 IER	2030 WI	2050 IER	2050 WI
Stromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern, GW							
Steinkohle	31.0	23.6	19.5	7.4	16.6	0.0	2.8
Braunkohle	20.2	14.9	13.8	0.6	12.5	0.0	2.2
Heizöl	8.8	2.9	1.1	0.0	0.5	0.0	0.5
Erdgas	20.2	22.2	18.3	58.6	21.9	29.9	34.5
Kernenergie	22.9	19.7	19.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Wasserkraft	8.9	10.3	9.9	10.6	10.3	10.7	10.4
Wind	1.5	19.0	23.5	30.0	28.4	58.3	35.0
Photovoltaik	0.0	0.4	0.4	1.5	1.5	11.6	9.3
Andere Brennstoffe	2.1	7.9	1.9	12.4	7.3	40.0	11.6
REG-Import	0.0	0.0	0.0	14.3	9.0	25.9	19.2
Summe	**115.6**	**120.8**	**107.6**	**135.4**	**108.1**	**176.5**	**125.5**
Stromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern, Anteile in %							
Steinkohle	26.8	19.5	18.1	5.5	15.4	0.0	2.2
Braunkohle	17.4	12.3	12.8	0.4	11.5	0.0	1.8
Heizöl	7.6	2.4	1.0	0.0	0.5	0.0	0.4
Erdgas	17.5	18.4	17.0	43.3	20.3	17.0	27.5
Kernenergie	19.8	16.3	17.8	0.0	0.0	0.0	0.0
Wasserkraft	7.7	8.5	9.2	7.8	9.5	6.1	8.3
Wind	1.3	15.7	21.9	22.1	26.3	33.1	27.9
Photovoltaik	0.0	0.3	0.4	1.1	1.4	6.6	7.4
Andere Brennstoffe	1.8	6.5	1.8	9.2	6.8	22.6	9.2
REG-Import	0.0	0.0	0.0	10.6	8.4	14.7	15.3
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Abbildung 5.2-5: Stromerzeugungskapazitäten, in GW



Erdgasstromerzeugung

Aufgrund vergleichsweise günstiger THG-Vermeidungskosten kommt Erdgas in der Strombereitstellung eine erhebliche Bedeutung zu. Sein Anteil liegt im Jahr 2050 bei 28,4 % (IER) bzw. 35,7 % (WI). Zwischenzeitlich (2030) steigt er bei IER sogar auf über 60 %. Die starke Ausweitung der Erdgaskapazitäten bis 2030 bei IER erklärt sich zum Teil mit der sukzessiven Außerbetriebnahme von Kernkraftwerken. Diese werden zum größten Teil durch Grundlast-fähige Erdgaskraftwerke ersetzt, die dann im Jahr 2030 noch alle am Netz sind. Rund ein Drittel (IER) bzw. die Hälfte (WI) der Erdgas-basierten Stromerzeugung im Jahr 2050 erfolgt in KWK-Anlagen.

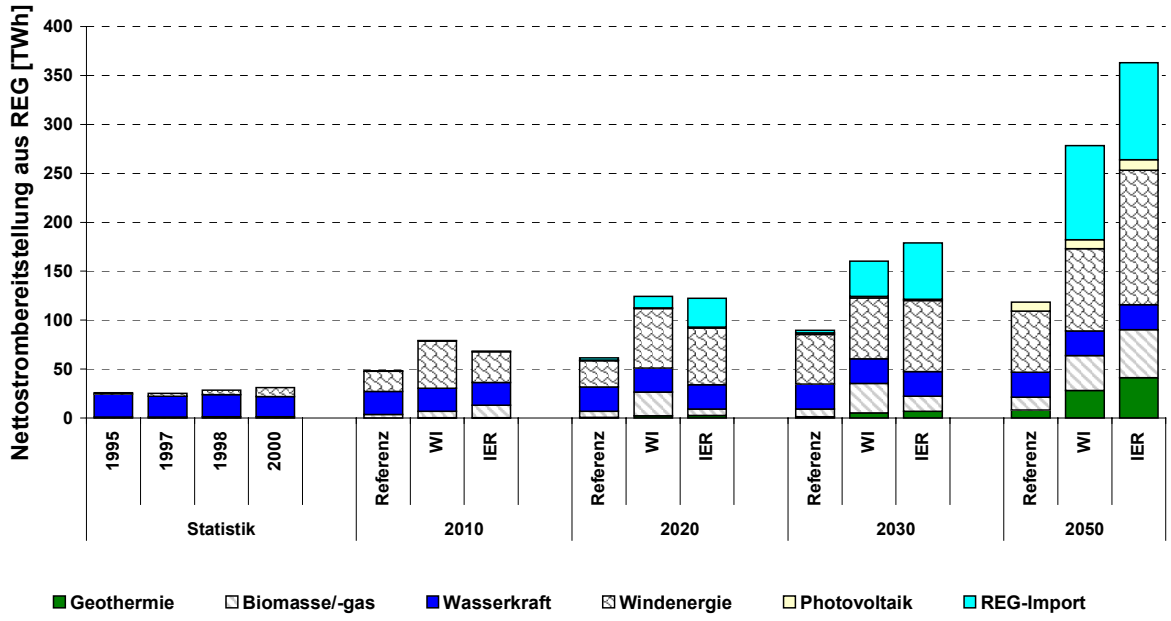
Stromerzeugung aus regenerativen Energien

Die erneuerbaren Energien stellen im Szenario REG-/REN-Offensive am Ende des Betrachtungszeitraumes noch vor dem Erdgas die bedeutendste Energiequelle für die Stromerzeugung dar. Insgesamt sind im Inland im Jahr 2050 im Szenario des WI 66 GW zur regenerativen Stromerzeugung installiert, bei IER sind es 119 GW (Tabelle). Diese Anlagen erzeugen dann 183,5 TWh (WI) bzw. 264,2 TWh (IER) Strom. Zusammen mit dem importierten REG-Strom steigt der Anteil an der Nettostrombereitstellung von knapp 5 % im Basisjahr 1998 über 33 bis 35 % im Jahr 2030 bis auf 63,7 % (IER) bzw. 58,2 % (WI) im Jahr 2050 jeweils einschließlich der Strombereitstellung aus Müll.

Tabelle 5.2-5: Nettostrombereitstellung aus REG, in TWh, Anteile in %

	1998	2010	2010	2030	2030	2050	2050
		IER	WI	IER	WI	IER	WI
Nettostrombereitstellung aus REG nach Energieträgern, TWh							
Wasserkraft	22.6	23.4	23.3	25.3	25.1	25.7	25.4
Windenergie	4.5	31.5	48.5	72.6	62.5	137.3	84.0
Photovoltaik	0.0	0.3	0.4	1.4	1.4	11.0	9.1
Geothermie	0.0	0.4	0.3	6.9	5.3	41.3	28.0
Biomasse/-gas	1.1	12.5	6.7	15.2	30.0	48.9	35.6
REG-Import	0.0	0.0	0.0	57.5	36.2	98.9	96.2
Summe	**28.3**	**68.2**	**79.2**	**178.9**	**160.4**	**363.1**	**278.3**
Nettostrombereitstellung aus REG nach Energieträgern, Anteile in %							
Wasserkraft	80.0	34.3	29.4	14.2	15.6	7.1	9.1
Windenergie	15.9	46.2	61.2	40.6	38.9	37.8	30.2
Photovoltaik	0.1	0.5	0.5	0.8	0.9	3.0	3.3
Geothermie	0.0	0.6	0.4	3.9	3.3	11.4	10.1
Biomasse/-gas	4.0	18.4	8.5	8.5	18.7	13.5	12.8
REG-Import	0.0	0.0	0.0	32.1	22.5	27.2	34.6
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Abbildung 5.2-6: Nettostrombereitstellung aus REG, in TWh



Den größten absoluten Zuwachs erfährt die regenerative Stromerzeugung in Windkraftanlagen. Bei WI erreicht sie, vor allem auf der Basis von Offshore-Anlagen, bereits bis zum Jahr 2020 ein Niveau von über 60,5 TWh. Bis 2050 steigt die Windstromerzeugung weiter auf 84 TWh. Bei der Onshore-Nutzung sieht WI noch eine leichte Steigerung, die in erster Linie aus dem Ersatz von Windenergieanlagen an bestehenden Standorten durch Anlagen mit größerer Leistung resultiert. Aufgrund der sich weiter entwickelnden Technologie kann so auf gleicher Fläche ein deutlich höherer Ertrag erwirtschaftet werden. Aufgrund zu erwartender Akzeptanzschwierigkeiten wird soweit möglich nach 2010 auf die Nutzung noch nicht belegter Flächen verzichtet, dies bedeutet insbesondere auch einen weitgehenden Verzicht auf die Nutzung weniger windhöffiger Gebiete (mittlere Windgeschwindigkeit < 4,5 m/s), wo nur sehr große Einzelanlagen (3 MW Klasse mit Nabenhöhen von 90 m und Rotordurchmesser von 87 m) gegenüber alternativen Nutzungsmöglichkeiten (z. B. Solarstromimport, geothermische Stromerzeugung) zu wirtschaftlichen Bedingungen zu errichten sind. Bei IER werden die Windenergiepotenziale auf dem Festland mit mittleren Windgeschwindigkeiten von wenigstens 4,5 m/s und Offshore mit Wassertiefen von 30 m und mehr vollständig genutzt. Damit werden 2020 rund 58 TWh Strom aus Windkraft erzeugt, 2050 sind es 137,3 TWh. Insbesondere gegen Ende des Betrachtungszeitraumes erfolgt damit der Ausbau bei IER deutlich stärker als im WI-Szenario.

Ebenfalls eine kräftige Ausweitung erfährt die Biomassenutzung. Bei IER und WI wird die Biomasse insbesondere in KWK-Anlagen für die Stromerzeugung genutzt. Die Ausweitung der Biomasse-Verstromung erfolgt zum einen durch den Zubau von KWK-Anlagen, zum anderen durch den Ersatz älte-

rer durch neue, effizientere Anlagen. Während der Ausbau der Biomasse-Verstromung bei WI relativ kontinuierlich erfolgt, gewinnt er bei IER nach 2030 erheblich an Bedeutung. Im Jahr 2050 werden bei WI 35,6 TWh, bei IER 48,9 TWh Strom aus Biomasse und -gas bereit gestellt.

Die Geothermie stellt aufgrund der vorgegebenen Entwicklung bei den Investitionskosten eine interessante Option zur THG-Minderung am Ende des Betrachtungszeitraumes dar. Dabei kommt der Geothermie zu Gute, dass sie im Gegensatz zu anderen regenerativen Energien (Wind, Sonne) auch im Grundlastbereich eingesetzt werden kann. Bei IER erfolgt eine Nutzung der HDR-Technologie sowohl in der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme als auch zur reinen Stromerzeugung. Die Nutzung in KWK-Anlagen wird im Wesentlichen durch die Einbindungsnotwendigkeit in größere Wärmenetze bestimmt. Entsprechend werden aus Geothermie im Jahr 2050 rund 13 TWh Strom gekoppelt und weitere 29 TWh ungekoppelt erzeugt. Bei WI liegt die Erzeugung im Jahr 2050 bei 28 TWh.

Die Potenziale zur Stromerzeugung aus Wasserkraft sind bereits heute weitgehend ausgeschöpft. Entsprechend nimmt die Erzeugung im Betrachtungszeitraum nur wenig zu. Mit 25,7 TWh (IER) bzw. 25,4 TWh (WI) spielt die Wasserkraft unter den regenerativen Energien im Jahr 2050 eine untergeordnete Rolle.

Von eher geringer energiewirtschaftlicher Bedeutung ist die Photovoltaik. Aufgrund ihrer Kostennachteile erfolgt der Ausbau im Szenario REG-/REN-Offensive etwa im selben Tempo wie in der Referenz. In Photovoltaikanlagen werden im Jahr 2050 bei IER 11 TWh Strom erzeugt, bei WI 9,1 TWh. Ein verstärkter Ausbau erfolgt bei IER hier vor allem gegen Ende des Betrachtungszeitraums, wenn die Kosten gefallen sind und der durch die Klimaschutzvorgaben ausgelöste Druck größer geworden ist. Insgesamt erfolgt der Ausbau kaum schneller als in der Referenzentwicklung und ist vor allem auf technologiepolitische Hintergründe zurückzuführen. Im Jahr 2050 wird etwa jedes zehnte für die Solarzellennutzung in Deutschland geeignete Hausdach eine Solaranlage haben.

REG-Stromimport

Der Import von Strom, der im Ausland auf Basis regenerativer Energien erzeugt wird, gewinnt nach 2010 zusehends an Bedeutung. Mit Stromerzeugungskosten im Bereich von 7,3 Pf/kWh (inklusive Übertragung frei deutsche Grenze) kommt dabei vor allem dem Import von Windenergiestrom aus den Nachbarländern eine wesentliche Bedeutung zu. Dies gilt vor allem für die ersten Jahrzehnte des Betrachtungszeitraums. Die Potenzialgrenzen werden beim Import von Windstrom über den gesamten Betrachtungzeitraum ausgenutzt.

Parallel zum Ausbau des Windenergieimportes erfolgt ein zunächst langsamer Einstieg in den Import

von Solarstrom aus dem Süden Europas bzw. dem Norden Afrikas. An Dynamik gewinnt diese Entwicklung nach dem Jahr 2030. Der wesentliche Grund hierfür ist in der ab diesem Zeitpunkt gegebenen Kostenstruktur für Strom aus solarthermischen Kraftwerken zu sehen, die dann nahezu genauso kostengünstig zur Verfügung stehen und zudem zu einer Erweiterung der Energiebasis beitragen können. Ein zweiter Grund ist in der zunächst erforderlichen Struktur in den Exportländern zu sehen. Unter sozialen Nachhaltigkeitsgesichtspunkten ist es nur dann sinnvoll derartigen Strom z. B. aus Nordafrika zu importieren, wenn dort in der Zwischenzeit entsprechende Möglichkeiten für die eigene Versorgung geschaffen worden sind. Im WI-Modell werden bis zum Jahr 2050 (2030) unter diesen Voraussetzungen mit 41 TWh (7,3 TWh) Strom aus dem Süden Europas bzw. dem Norden Afrikas importiert. Aufgrund der hohen Potenziale der solarthermischen Stromerzeugung in den sonnenreichen Regionen sind diesbezüglich keine Engpässe zu erwarten. Der limitierende Faktor liegt hier in den zu schaffenden Leitungskapazitäten (Hochspannungsgleichstromübertragungssysteme: HGÜ), deren Ausbau in den Transitländern gegebenenfalls zu Akzeptanzschwierigkeiten führen könnte. Eine derartige Entwicklung der REG-Stromimporte ist deshalb nur im europäischen Verbund möglich, wenn auch die Transitländer Nutznießer sind.

Im IER-Modell wird neben diesen Optionen zwischen 2020 und 2030 in geringerem Umfang Wasserkraftstrom aus dem Norden importiert.

Insgesamt werden durch den Import regenerativ erzeugten Stroms im Jahr 2050 knapp 100 TWh bereit gestellt.

KWK-Stromerzeugung

Bei IER wird die KWK-Stromerzeugung bis 2050 auf 147,5 TWh ausgebaut. Zu rund einem Drittel basiert die gekoppelte Stromerzeugung auf Erdgas, zu etwa zwei Dritteln auf regenerativen Energien. Zum einen kommen hier Biomasseheizkraftwerke und HDR-Anlagen zum Einsatz. Zusätzlich werden im Sektor GHD und bei den Privaten Haushalten Brennstoffzellen auf der Basis von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff betrieben. Der Wasserstoff wird dabei mit aus der den gleichzeitigen Bedarf übersteigenden Windstromerzeugung bereitgestellt und dient damit zum Teil auch für den Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik.

Auch im Modell des WI stoßen vor allem nach 2020 zunehmend - hier allerdings mit Erdgas betriebene - Brennstoffzellenanlagen in den BHKW-Markt vor und öffnen ihn für kleine Leistungseinheiten. Kleinstanlagen mit 1 bis 5 kW_{el}, werden zunächst in neu errichteten Mehrfamilienhäusern, später auch im Gebäudebestand eingesetzt. Allerdings hat der Ausbau der mit fossilen Energieträgern betrie-

benen Brennstoffzellen nur Übergangscharakter, da die ökologischen Vorteile dieser Anlagen in Konkurrenz zu regenerativ gestützten Nahwärmekonzepten zunehmend geringer werden.

Tabelle 5.2-6: Nettostromzeugung aus KWK nach Energieträgern, in TWh, Anteile in %

	1998	2010	2010	2030	2030	2050	2050
		IER	WI	IER	WI	IER	WI
Nettostromerzeugung aus KWK nach Energieträgern, TWh							
Steinkohle	22.5	17.5	31.2	9.8	30.1	0.0	16.7
Braunkohle	8.7	1.9	12.8	0.0	11.0	0.0	7.6
Mineralöle	3.5	1.2	4.6	0.0	2.6	0.0	2.3
Erdgas	35.5	31.2	65.6	91.5	111.8	50.9	85.0
Müll	1.8	5.4	2.0	5.7	1.8	4.9	1.4
Andere Brennstoffe	0.6	18.5	6.7	28.4	30.0	91.7	35.6
Summe	**72.6**	**75.7**	**122.9**	**135.4**	**187.3**	**147.5**	**148.6**
Nettostromerzeugung aus KWK nach Energieträgern, Anteile in %							
Steinkohle	31.0	23.1	25.4	7.2	16.1	0.0	11.2
Braunkohle	12.0	2.5	10.4	0.0	5.9	0.0	5.1
Mineralöle	4.8	1.6	3.7	0.0	1.4	0.0	1.5
Erdgas	48.9	41.2	53.4	67.6	59.7	34.5	57.2
Müll	2.5	7.1	1.6	4.2	1.0	3.3	0.9
Andere Brennstoffe	0.8	24.4	5.5	21.0	16.0	62.2	24.0
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Die tragende Säule für den KWK-Ausbau bildet in den Berechnungen des WI eine - durch die Selbstverpflichtungserklärung zum Klimaschutz der deutschen Industrie und das KWK-Gesetz unterstützte - Modernisierungsoffensive bei den bestehenden KWK-Anlagen der industriellen Eigenversorgung. In vielen der bereits bestehenden Anlagen wird durch Ertüchtigung und später auch durch Ersatzmaßnahmen eine signifikante Erhöhung der Stromkennzahl realisiert. Dabei werden die KWK-Anlagen meist als Entnahme-Kondensationskraftwerke auf Erdgasbasis ausgeführt bzw. umgerüstet, damit sie flexibler auf die schwankende Wärme- und Stromnachfrage reagieren und auch für das zunehmend schwankende Stromangebot der regenerativen Stromerzeugung als Regulativ wirken können. In beschränktem Umfang ist dieser Prozess bei WI mit einer weiteren Verdichtung in den fernwärmeversorgten Gebieten verbunden. Vergleichbare Maßnahmen werden bei den öffentlichen Heizkraftwerken umgesetzt. Dabei werden auch hier vor allem an bestehenden KWK-Standorten Ertüchtigungen und Modernisierungen durchgeführt. Durch die bis zum Jahr 2020 durchgeführte Erneuerung des KWK-Anlagenparks wird die Koppelstromerzeugung mehr als verdoppelt. Darüber hinaus werden bei WI im Bereich der Industrie weitere Großverbraucher für die KWK gewonnen. Vorteilhaft wirkt sich hier die Nutzbarkeit der Abwärme der gasturbinenbasierten Kraftwerke für die

Prozesswärmebereitstellung aus. Zu einem Ersatz industrieller Heizwerke durch Heizkraftwerke kommt es vor allem dort, wo noch Potenzial für die Errichtung von größeren Anlagen (>200 MW_{el}) besteht, die im Wettbewerbsmarkt mit der Kondensationsstromerzeugung und hinsichtlich der resultierenden Treibhausgasminderungskosten auch gegenüber anderen Klimaschutzmaßnahmen gut bestehen können. Insgesamt geht WI von einem Zubau von 2.000 MW aus. Bis 2020 rechnet WI zudem mit einem weiteren Ausbau von Blockheizkraftwerken, die vor allem von privaten Verbrauchern (KMU, Wohnungsbaugesellschaften) errichtet werden. Die jährlichen Zuwachsraten erreichen hier bis zu 200 MW/a (im Jahr 2010).

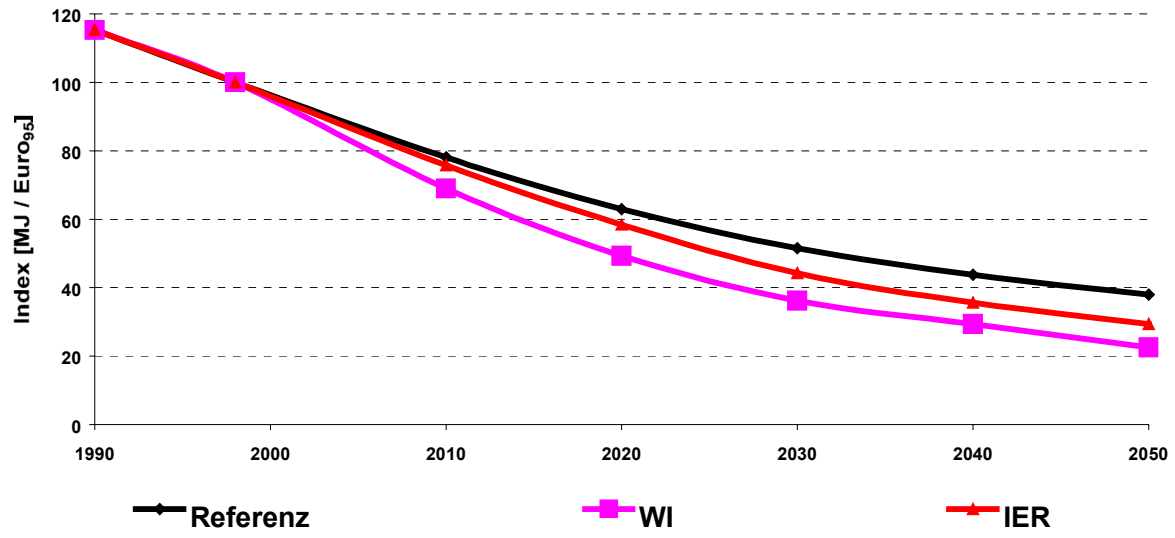
Außer auf Erdgas (57 %) und regenerativen Energien (25 %) basiert die KWK bei WI im Jahr 2050 noch zu 16 % auf Kohle.

Aufgrund der im Zeitverlauf bei den Verbrauchern sinkenden Wärmenachfrage ist der absolute Beitrag der KWK in den letzten beiden Dekaden des Betrachtungszeitraums rückläufig. Der sich stetig verringernde Wärmebedarf kann durch eine Verdichtung in den fern- und nahwärmeversorgten Gebieten nur zum Teil kompensiert werden. Insgesamt werden im Jahr 2050 bei IER und WI rund 148 TWh Strom in KWK-Anlagen erzeugt. Damit beträgt der Anteil des gekoppelt erzeugten Stroms bei IER 31,3 %, bei WI 38,7 %.

Primärenergieverbrauch

Sämtliche Veränderungen auf der Nachfrageseite wie auch im Bereich der Energieumwandlung schlagen sich in der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nieder. Insgesamt verringert sich der Primärenergieverbrauch, ermittelt nach der Wirkungsgradmethode, im Szenario REG-/REN-Offensive zwischen 1998 und 2050 um 39,3 % (IER) bzw. 53,4 % (WI). Er liegt damit jeweils deutlich unterhalb des entsprechenden Wertes im Referenzszenario.

Abbildung 5.2-7: Spezifischer Primärenergieverbrauch (MJ/Euro BIP), Index, 1998=100



Diese Absenkung ist gleichbedeutend mit einer Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs, gemessen als PJ je Einheit BIP, um 70,6 % (IER) bzw. 77,4 % (WI) zwischen 1998 und 2050.

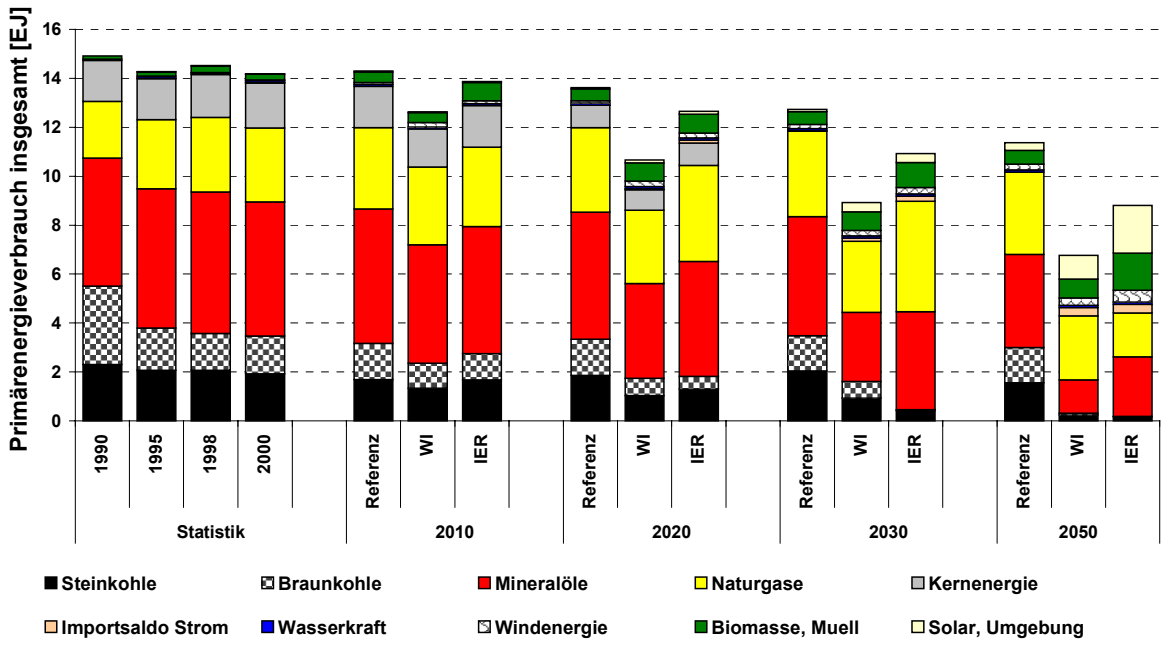
Zwischen den einzelnen Energieträgern kommt es dabei zu erheblichen Strukturverschiebungen. Kohle spielt zum Ende des Betrachtungszeitraumes kaum noch eine Rolle. Anteilsverluste zeigen sich beim Mineralöl, bei WI wegen der hohen Einsparungen im Verkehr stärker ausgeprägt als bei IER. Die Bedeutung von Erdgas nimmt bei WI bis 2050 zu, bei IER sinkt seine Bedeutung nach 2030. Allerdings liegt die absolute Nachfrage nach Erdgas auch bei WI um rund 15 % unterhalb des Ausgangswertes und noch deutlicher unterhalb des Niveaus des Referenzszenarios. Die regenerativen Energieträger erfahren eine erhebliche Ausweitung ihres Beitrags zur Energieversorgung. Dieser steigt (berechnet nach der Wirkungsgradmethode) unter Einbeziehung des importierten REG-Stroms von 2,5 % im Jahr 1998 auf 50,1 % (IER unter Einbeziehung der Umgebungswärme) bzw. 36,6 % (WI ohne Umgebungswärme).

Im Zuge dieser Entwicklung verringert sich die Abhängigkeit von Energieimporten von 73,4 % im Basisjahr auf 56,7 % (IER) bzw. 65,7 % (WI) im Jahr 2050. Dazu trägt vor allem der Ausbau der regenerativen Energien im Inland bei. Zusätzlich zu berücksichtigen ist, dass das Niveau des Energieverbrauchs insgesamt im Jahr 2050 deutlich unterhalb desjenigen der Referenzentwicklung liegt.

Tabelle 5.2-7: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, in PJ, Anteile in %

	1998	2010 IER	2010 WI	2030 IER	2030 WI	2050 IER	2050 WI
Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, PJ							
Steinkohle	2'059	1'665	1'336	415	919	161	231
Braunkohle	1'514	1'082	1'012	42	688	21	88
Kernenergie	1'762	1'691	1'560	0	0	0	0
Mineralöle	5'775	5'196	4'842	4'009	2'827	2'430	1'359
Naturgase	3'048	3'249	3'178	4'516	2'909	1'786	2'608
Importsaldo Strom	0	0	0	207	130	356	346
Wasserkraft	63	84	84	91	90	93	91
Windenergie	17	113	175	261	225	494	302
Biomasse, Muell	271	744	409	1'014	760	1'514	776
Solar, Umgebung	12	44	31	364	370	1'955	960
Summe	**14'521**	**13'869**	**12'626**	**10'920**	**8'918**	**8'810**	**6'762**
Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, Anteile in %							
Steinkohle	14.2	12.0	10.6	3.8	10.3	1.8	3.4
Braunkohle	10.4	7.8	8.0	0.4	7.7	0.2	1.3
Kernenergie	12.1	12.2	12.4	0.0	0.0	0.0	0.0
Mineralöle	39.8	37.5	38.3	36.7	31.7	27.6	20.1
Naturgase	21.0	23.4	25.2	41.4	32.6	20.3	38.6
Importsaldo Strom	0.0	0.0	0.0	1.9	1.5	4.0	5.1
Wasserkraft	0.4	0.6	0.7	0.8	1.0	1.1	1.4
Windenergie	0.1	0.8	1.4	2.4	2.5	5.6	4.5
Biomasse, Muell	1.9	5.4	3.2	9.3	8.5	17.2	11.5
Solar, Umgebung	0.1	0.3	0.2	3.3	4.1	22.2	14.2
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Abbildung 5.2-8: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, in EJ



Sonstige Umwelteffekte

Sowohl bei IER wie auch bei WI wird neben der Emission von Treibhausgasen auch der Ausstoß anderer Schadgase deutlich gemindert. Die NO_x-Emissionen verringern sich zwischen 1998 und 2050 um rund zwei Drittel, diejenigen von CO um rund drei Viertel, die Staub-Emissionen weisen einen Rückgang von fünf Sechsteln auf, die SO_2-Emissionen betragen 2050 noch rund 10% des Ausgangswertes im Jahr 1998. Damit werden diese Schadstoffe weitaus stärker reduziert als dies im Referenzszenario der Fall ist. Maßgeblich ist hierfür neben der Verbesserung der Rückhaltetechniken insbesondere der stark verringerte Einsatz schadstoffintensiver Primärenergieträger.

Die Flächeninanspruchnahme im Szenario REG-/REN-Offensive liegt Grobabschätzungen zufolge oberhalb des Vergleichswertes der Referenzentwicklung, da in weitaus stärkerem Umfang flächenintensive Technologien (vor allem die Windenergie) zugebaut werden. Der Anfall an radioaktiven Abfällen verändert sich gegenüber der Referenz nicht.

Kosten der THG-Minderung

Mit der Verringerung der THG-Emissionen um 80 % bis zum Jahr 2050 sind - ohne Berücksichtigung externer Kosten - kumulierte Mehrkosten gegenüber der Referenzentwicklung (real in Preisen von 1998) in Höhe von 617,4 Mrd EUR (IER) bzw. 201,1 Mrd EUR (WI) verbunden. Abdiskontiert auf das Jahr 1998 entspricht dies einem Betrag von 142 Mrd EUR (IER) bzw. 40,4 Mrd EUR (WI).

Tabelle 5.2-8: Kosten der THG-Minderung

Mehrkosten gg. Trend					
		2010	**2020**	**2030**	**2050**
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. €$_{98}$)	WI	-0,2	1,6	4,0	11,5
	IER	2,9	3,6	13,4	41,0
Kumulierte Mehrkosten (Mrd. €$_{98}$)	WI	-4,9	1,6	32,2	201,1
	IER	18,1	45,3	143,7	617,4
Kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. €$_{98}$)	WI	-3,7	-0,7	9,5	40,4
	IER	12,7	26,2	59,1	142,0

Die relativ starken Unterschiede in den Kostenabschätzungen gegenüber der Referenzentwicklung von IER und WI resultieren vor allem

- aus einer unterschiedlichen Interpretation der Zielformulierung eines 50 %-igen Anteils regenerativer Energien am Primärenergieverbrauch. Während IER diesen nach der Wirkungsgradmethode angesetzt hat, versteht WI die Vorgabe (aufgrund der anderen Bewertung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei der Wirkungsgradmethode) als Bezugsgröße für die Substitutionsmethode. Insofern stellt das Vorgehen des IER eine härtere Bedingung dar, was in einem Optimierungsmodell zwangsläufig zu höheren Kostendifferenzen führt.

Allerdings führt die Einbeziehung der Umweltwärme als regenerative Energiequelle in den IER-Rechnungen (bei WI wird diese nicht bilanziert) bei einem nicht unerheblichen Einsatz elektrischer Wärmepumpen zu einer Annäherung der Vorgaben,

- aus einer unterschiedlichen Bewertung der „wirtschaftlichen" Energieeinsparpotenziale bzw. der zugrunde liegenden Technologiekosten sowie der Möglichkeiten im Zuge einer verstärkten Einsparstrategie Innovationspotenziale auszuschöpfen,
- aus unterschiedlichen Kostenannahmen für die vorgabegemäße Veränderung des Modal Split zu Gunsten des ÖPNV, Eisenbahn-, Schienen- und Schiffsverkehrs,
- aus von einander abweichenden Einschätzungen bezüglich der von den Verbrauchern im Rahmen einer Klimaschutzstrategie freiwillig durchgeführten Maßnahmen. Dies gilt z. B. für die Annahme des WI, dass im Rahmen einer auf REG- und REN-Optionen basierten Klimaschutzstrategie sich eine insgesamt stärkere positive Grundstimmung der Verbraucher für den Klimaschutz herausbildet und eine stärkere Sensibilisierung eintritt, die u. a. auch auf die vorgabengemäß steigende Dienstleistungsorientierung und Vorbildfunktion der öffentlichen Hand zurückzuführen ist. Die Unterschiede manifestieren sich nur im Verkehrsbereich, z. B. in einer vom Trend abweichenden Wahl zum Teil gewichts- und hubraumärmerer Fahrzeuge,
- aus deutlichen Abweichungen beim Einsatz der Windenergie in weniger windstarken Gebieten,
- aus einem unterschiedlich schnellen Zugriff auf die wirtschaftlichen Einsparpotenziale, dies gilt z. B. für das Erschließen der Einsparpotenziale im Gebäudebestand, bei dem WI davon ausgeht, dass bereits bis zum Ende des ersten Jahrzehnts 80 % der Sanierungen gleichzeitig auch unter energetischen Gesichtspunkten erfolgen,
- aus einer unterschiedlichen Behandlung der Kapazitätseffekte bzw. der gesicherten Leistung und der importierten REG-Stromerzeugung.

Bezieht man die externen Kosten, wie sie von der Fraktion der SPD/Bündnis 90/Die Grünen definiert wurden in die Betrachtung ein, so ergeben sich kumulierte Differenzkosten in Höhe von -6646 Mrd EUR (IER) bzw. -7142 Mrd EUR (WI). Abdiskontiert auf das Jahr 1998 entspricht dies -2387 Mrd EUR (IER) bzw. -2870 Mrd EUR (WI). Entsprechend der Vorgabe für die Ermittlung der externen Kosten wurden im Referenzszenario die Kosten des Klimawandels berücksichtigt, in den Reduktionsszenarien wurden sie gleich Null gesetzt.

Berücksichtigt man die externen Kosten gemäß Definition der Fraktion der CDU/CSU/FDP resultieren aus den Berechnungen des IER kumulierte Differenzkosten in Höhe von 1075 Mrd EUR,

dies entspricht abdiskontiert auf das Jahr 1998 einem Betrag von 260 Mrd EUR. Die Modellstruktur des WI erlaubt keine entsprechende Berechnung der externen Kosten in dieser Definition.

Die großen Unterschiede der Differenzkosten, die sich aus den Modellrechnungen des IER unter Einbeziehung der externen Kosten ergeben, zeigen, dass die Ergebnisse durch die jeweils zu Grunde gelegte Definition entscheidend determiniert werden.

5.2.3 Ergebnisse der Variantenrechnung

Auf Basis des Szenarios REG-/REN-Offensive wurden 3 Varianten gerechnet.

Variante 1

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 (inkl. REG-Stromimport) eine im Vergleich mit dem Basisdatensatz langsamere bzw. nicht so starke Senkung der Investitionskosten vorgegeben. Zusätzlich sind auch die REG-Stromimportpotenziale zum Teil niedriger abgeschätzt.

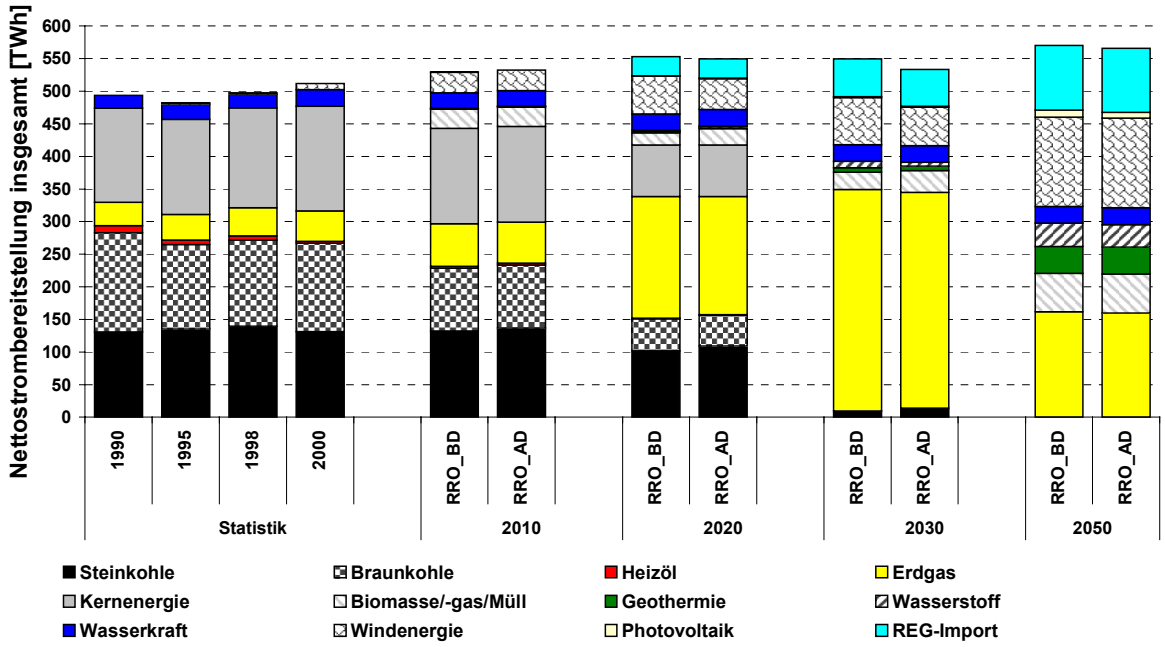
Kurzerläuterung zur Variante 1 des Szenarios REG-/REN-Offensive (IER):

Da die Braunkohle bereits unter den Annahmen des Basisdatensatzes sich im Wesentlichen durch den Weiterbetrieb der derzeit installierten Kapazitäten auszeichnet, soweit noch eine entsprechende Nutzungsdauer vorliegt, haben die modifizierten Annahmen vor allem zur Folge, dass die Steinkohle Gas substituiert (vgl. Abbildung 5.2-9), falls dies von der THG-Bewertung her möglich ist und dass die Stromerzeugung aus Wind (Offshore) ebenso wie auch der Windstromimport zwischenzeitlich nicht mehr so attraktiv ist (vgl. Abbildung 5.2-10) und dafür mehr Strom aus Biomassen erzeugt wird sowie verstärkt Stromeinsparpotenziale genutzt werden (vgl. Im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix verbessern sich folglich die Bedingungen relativ zu Gunsten der Steinkohle und der Kernenergie so stark, dass auch Steinkohlekraftwerke zum Teil die Braunkohlekraftwerke mit verdrängen und die Kernenergie nochmals einen stärkeren Zubau erfährt, so dass die gesamte vorgegebene maximale Zubaukapazität im Zeitablauf vollständig ausgeschöpft wird. Auf der anderen Seite erfolgt der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung nochmals reduziert gegenüber dem Szenario mit Verwendung des Basisdatensatzes. Dies betrifft vor allem die Windenergie und die Geothermie mit einer Reduktion der Stromerzeugung im Jahr 2050 um 13,0 TWh bzw. 33,3 TWh, so dass die erneuerbaren Energien insgesamt im Jahr 2050 noch einen Anteil am Nettostromverbrauch von 8,5 % erreichen.

Aufgrund der günstigeren Stromgestehungskosten der konventionellen Kraftwerke sowie der teureren Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ergeben sich dabei jeweils auch Rückwirkungen auf die

Stromnachfrage (vgl. Tabelle 2). Dabei wird auch ersichtlich, dass der Wegfall der REG-Strom-Quote im Jahr 2010 bei Verwendung des Alternativen Datensatzes einen höheren Stromverbrauch mit sich bringt.

Abbildung 5.2-9: Nettostrombereitstellung im Szenarienvergleich



Aufgrund der günstigeren Stromgestehungskosten der konventionellen Kraftwerke sowie der teureren Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ergeben sich somit jeweils auch Rückwirkungen auf die Stromnachfrage (vgl Tabelle 5.2-9). In dieses Beziehungsgeflecht zwischen fossiler Stromerzeugung, REG-Stromerzeugung und nuklearer Stromerzeugung ist auch der Wasserstoff mit eingebunden, der jeweils mit als Ausgleichsfaktor wirkt. Im Szenario REG-/REN-Offensive wird hier insbesondere bei Verwendung des Alternativen Datensatzes im Jahr 2050 weniger Wasserstoff eingesetzt, da die Stromerzeugungskosten der für die Wasserstofferzeugung genutzten Technologien mit regenerativen Energieträgern im Verhältnis stärker steigen und die REG-Strom- und -PEV-Quote die Nutzung des Wasserstoffs einschränkt, der im Zusammenhang des Szenarios REG-/REN-Offensive nur über erneuerbare Energien bereit gestellt werden könnte.

Abbildung 5.2-10: Nettostrombereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen im Szenarienvergleich

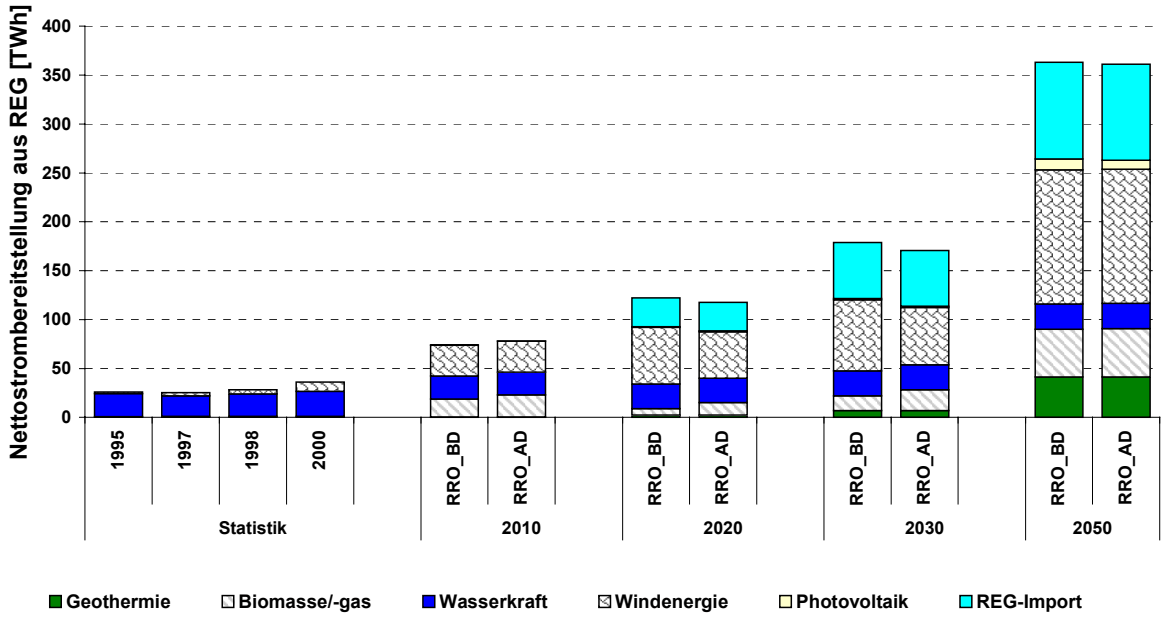


Tabelle 5.2-9: Endenergieverbrauch an Strom und Nettostromverbrauch im Szenarienvergleich in TWh

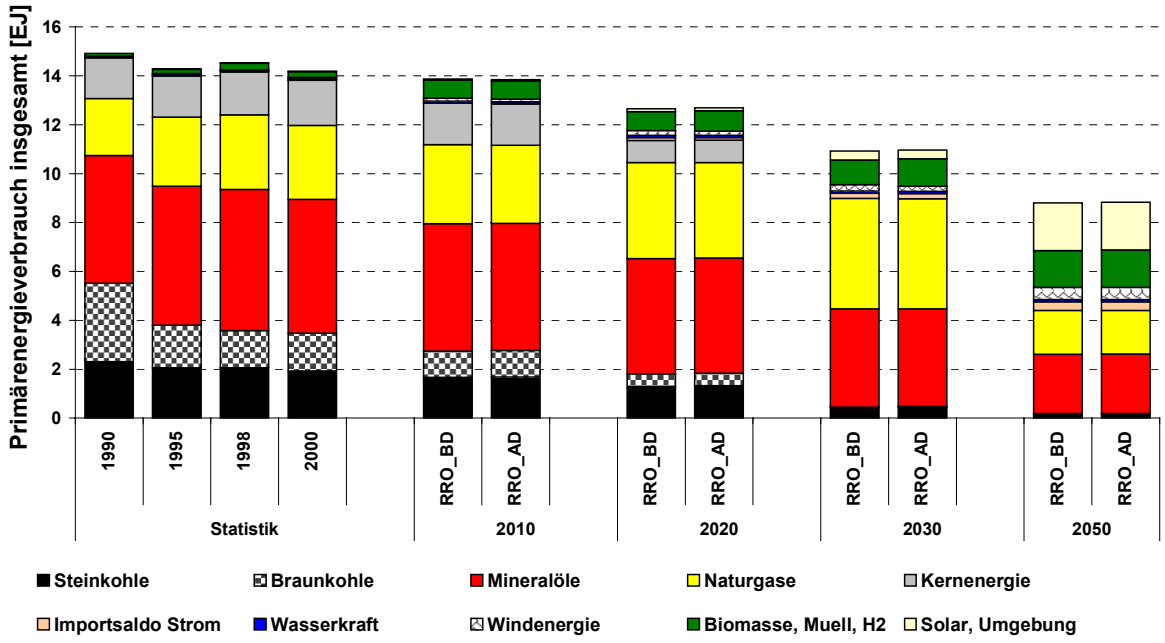
	2010	2020	2030	2050
Endenergie				
RRO_BD	490,4	517,5	504,6	434,3
RRO_AD	493,5	514,2	499,6	431,3
Nettostrom				
RRO_BD	529,4	553,0	549,2	570,2
RRO_AD	532,6	549,4	533,4	565,8

Da das Szenario REG-/REN-Offensive insbesondere in der Langfristperspektive durch die THG-Minderungsziele sowie mittel- und langfristig durch die REG-Strom- bzw. -PEV-Quoten eingeschränkt ist, ergeben sich die größten – wenn auch nur geringfügigen – Unterschiede zwischen den Rechnungen mit dem Basisdatensatz (RRO_BD) und den Rechnungen mit dem alternativen Datensatz (RRO_AD) beim Primärenergieverbrauch in der Mitte des Betrachtungszeitraumes (vgl.

Abbildung 5.2-11), ansonsten wirkt die Szenarienkonstruktion sehr einschränkend auf den Optimierungsspielraum zur Ausgestaltung des Energiesystems.

Abweichungen ergeben sich bei den Kostendifferenzen, da sich hier die Spannweite zwischen fossilen Anlagen und REG-Anlagen sowie Energieeinsparung weiter öffnet als im Basisdatensatz. Werden für das Szenario REG-/REN-Offensive unter Verwendung des Basisdatensatzes kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten zum Referenzszenario (mit Basisdatensatz – REF_BD) von ca. +617,4 Mrd. €$_{98}$ ermittelt und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von +142,0 Mrd. €$_{98}$, so ergeben sich bei Verwendung des Alternativen Datensatzes kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario (mit Alternativem Datensatz – REF_AD) von +802,8 Mrd. €$_{98}$ und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von +191,9 Mrd. €$_{98}$.

Abbildung 5.2-11: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich



Die energiewirtschaftlichen Veränderungen gegenüber den Ergebnissen der Modellrechnungen mit dem Basisdatensatz sind in der Variante 1 gering, wenn sich auch zwischenzeitlich kleinere Strukturverschiebungen zwischen Energieeinsparung auf der einen Seite und höherer CO_2-Abtrennung auf der anderen Seite, zwischen Kondensationsstromerzeugung und KWK-Stromerzeugung oder zwischen Steinkohle und Erdgas ergeben. Allerdings sind die Mehrkosten (ohne externe Kosten) im Vergleich zum Basisfall deutlich höher (kumuliert um 98 %, kumuliert und abdiskontiert um 112 %).

Variante 2

In der Variante 2 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 stellt das Szenario REG-/ REN-Offensive dar.

Kurzerläuterung zur Variante 2 des Szenarios REG-/REN-Offensive (IER):

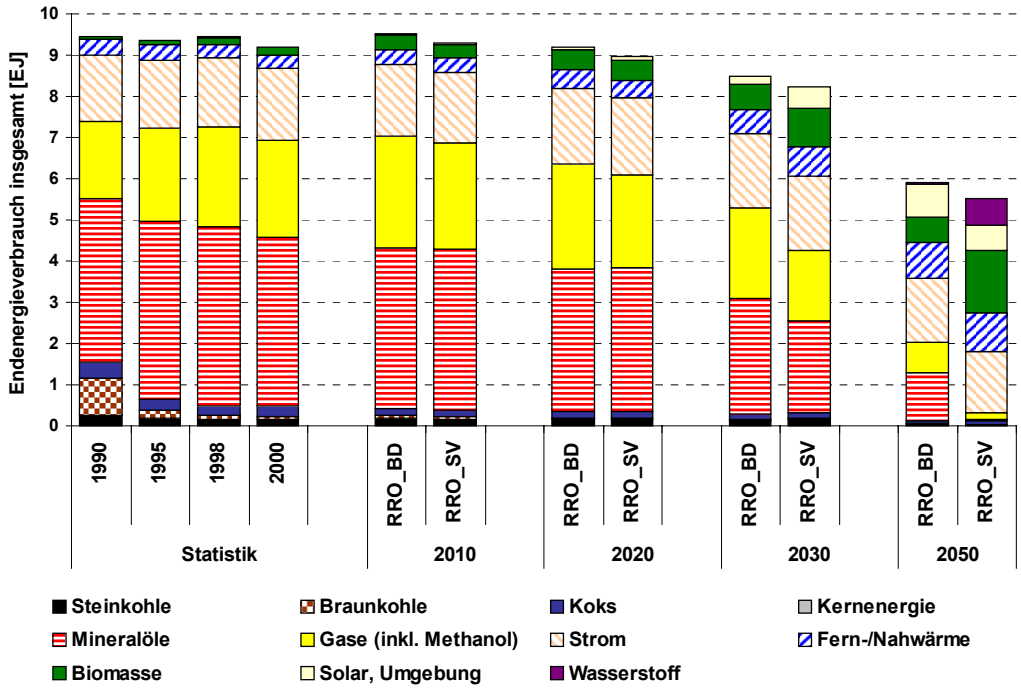
Im Vergleich zum Szenario REG-/REN-Offensive wurde jedoch in der Variante "Solare Vollversorgung" der zulässige Anteil des REG-Stromimports am Nettostromverbrauch erhöht (Szenario RRO_BD: 2020: 5 %, 2030: 10 %, 2040: 15 %, 2050: 20 %, Szenario RRO_SV: 2020: 10%, 2030: 20 %, 2040: 30%, 2050: 30%). Weiterhin wurde unterstellt, dass sich das nutzbare Wasserkraftpotenzial durch Effizienzsteigerungen insgesamt um 15 % erhöht. Zusätzlich wurde bedingt durch bessere Regelungsmöglichkeiten angenommen, dass die nötige Reserveleistung zur Absicherung fluktuierender Erzeugung in 2020 um 25 % und in 2030 um 50 % verringert werden kann. Schließlich wurde noch die Möglichkeit eröffnet, Wasserstoff zu importieren. Hierfür wurden in Anlehnung an die Anhörung der Enquete-Kommission Bereitstellungskosten frei Deutschland von 0,2 € je kWh_{LH2} in 2010, 0,15 € je kWh_{LH2} in 2020, 0,12 € je kWh_{LH2} in 2030, 0,10 € je kWh_{LH2} in 2040 und 0,09 € je kWh_{LH2} in 2050 angesetzt.

Im Szenario REG-/REN-Offensive werden im Jahr 2050 ein Anteil der erneuerbaren Energien an der Strombereitstellung von 63,4 % und am Primärenergieverbrauch, ermittelt nach der Wirkungsgrad-methode, von 50,0 % erreicht. Es ist nun für die weitere Ausweitung des Einsatzes der erneuerbaren Energien zu berücksichtigen, dass es Bereiche gibt, die in der Primärenergiebilanz erscheinen, die aber weniger einen energetischen sondern vielmehr einen prozessbezogenen Hintergrund haben, wie beispielsweise der Nichtenergetische Verbrauch oder der Energieeinsatz im Hochofen. Es wurde angenommen, dass diese Verwendungsbereiche auch weiterhin mit fossilen Energieträgern bedeckt werden können.

Somit ergibt sich, dass im Jahr 2050 der Endenergieverbrauch im Wesentlichen durch Strom, Fern- und Nahwärme, die erneuerbaren Endenergieträger sowie durch Wasserstoff bereitgestellt wird. Insgesamt ergeben sich Marktanteile am Endenergieverbrauch von 27 % für Strom (Szenario REG-/ REN-Offensive: 26,5 %), von 16,7 % für Fern- und Nahwärme (14,3 %), 38,7 % für die erneuerbaren Endenergieträger (24,3 %) sowie 12,1 % für Wasserstoff (insbesondere im Verkehrsbereich) (1,3 %).

Damit bleibt nur noch ein Anteil von 5,4 % des Endenergieverbrauchs (33,7 %), der mit fossilen Energieträgern abgedeckt wird (vgl. Abbildung 5.2-12).

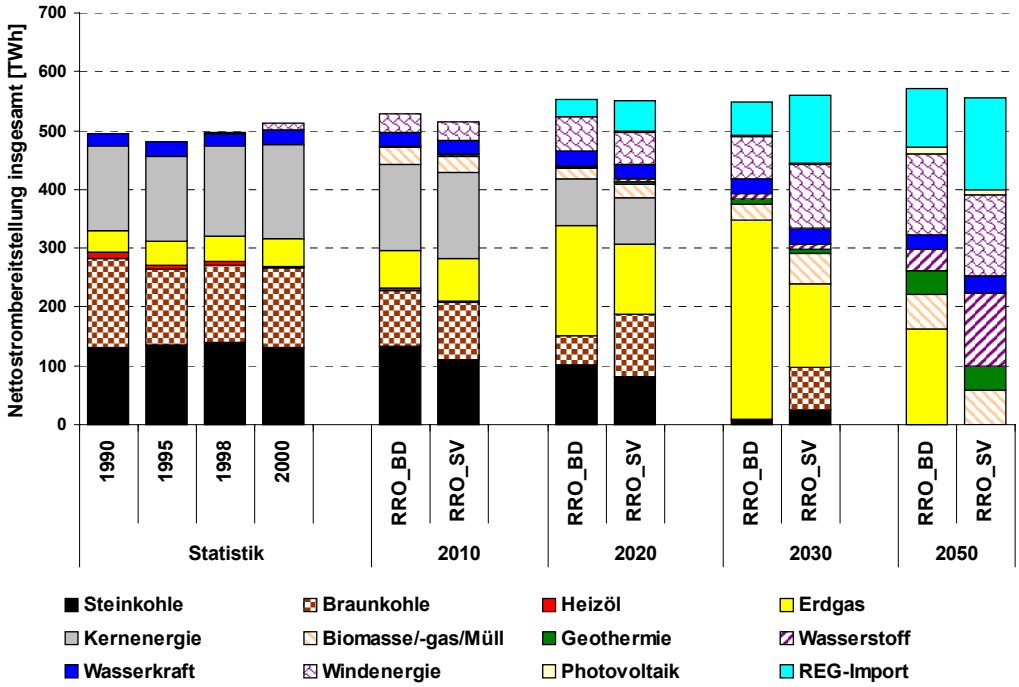
Abbildung 5.2-12: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich



Auch die Bereitstellung dieser Sekundärenergieträger erfolgt im Inland im Laufe des Betrachtungszeitraumes zunehmend auf der Basis erneuerbarer Energieträger. 72,0 % des Nettostromverbrauchs (inkl. Umwandlung, Leitungsverluste und Pumpstromverbrauch) werden im Jahr 2050 im Inland erzeugt. Davon werden 45,8 % in Kraft-Wärme-Kopplung bereitgestellt.

Bedingt durch die gegenüber dem Szenario „REG-/REN-Offensive“ erhöhten Anteilen der erneuerbaren Energieträgern an der Nettostrombereitstellung (2020: 25%, 2030: 45%, 2040: 70%, 2050: 100%) werden in den Jahren 2020 und 2030 verstärkt erneuerbare Energieträger zur Stromerzeugung eingesetzt. Darüber hinaus wird verstärkt REG-Strom importiert (vgl. Abbildung 5.2-13). Dadurch sinkt zum einen die verbleibende aus fossilen Energieträgern bereitzustellende Strommenge, zum anderen sinken durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Technologien sowie durch den REG-Import die THG-Emissionen. Dies hat zur Folge, dass bei gleicher THG-Obergrenze gegenüber dem Szenario „REG-/REN-Offensive“ zur Deckung des verbleibenden Strombedarfs fossile Energieträger mit höheren spezifischen THG-Emissionen eingesetzt werden können. Im Szenario „Solare Vollversorgung“ schlägt sich dies in den Jahren 2020 und 2030 in einer höheren Stromerzeugung aus Braunkohle nieder.

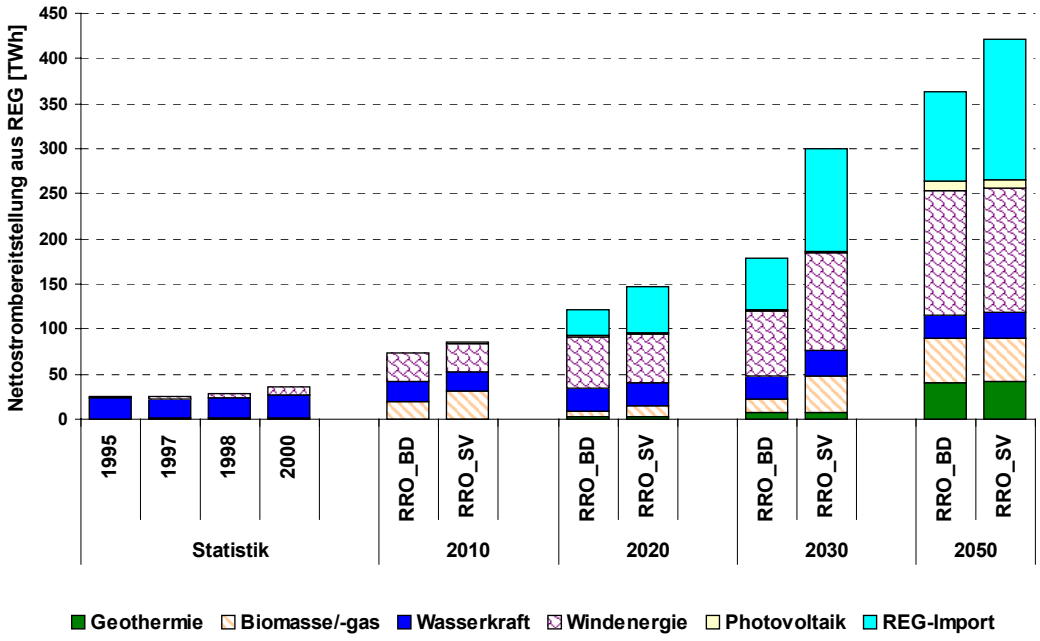
Abbildung 5.2-13: Nettostrombereitstellung im Szenarienvergleich



Innerhalb der erneuerbaren Strombereitstellung in Höhe von 417,3 TWh im Jahr 2050 werden 37,3 % oder 155,7 TWh durch REG-Stromimport zur Verfügung gestellt, 32,9 % oder 137,3 TWh durch Windenergie, 5,2 % oder 21,9 TWh durch Abfall-Biomasse und zusätzlich 4,8 % oder 20,2 TWh durch Biomasse aus Energiepflanzenanbau, 2,2 % oder 9,1 TWh aus Photovoltaik, 9,9 % oder 41,3 TWh aus Geothermie, 6,1 % oder 25,4 TWh aus Wasserkraft und schließlich noch 1,6 % oder 6,5 TWh aus Biogasen (vgl. Abbildung 5.2-14). Die KWK-Stromerzeugung wird im Wesentlichen über die Biomassen und Biogase und die Geothermie betrieben, jedoch auch in der Objektversorgung über mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen.

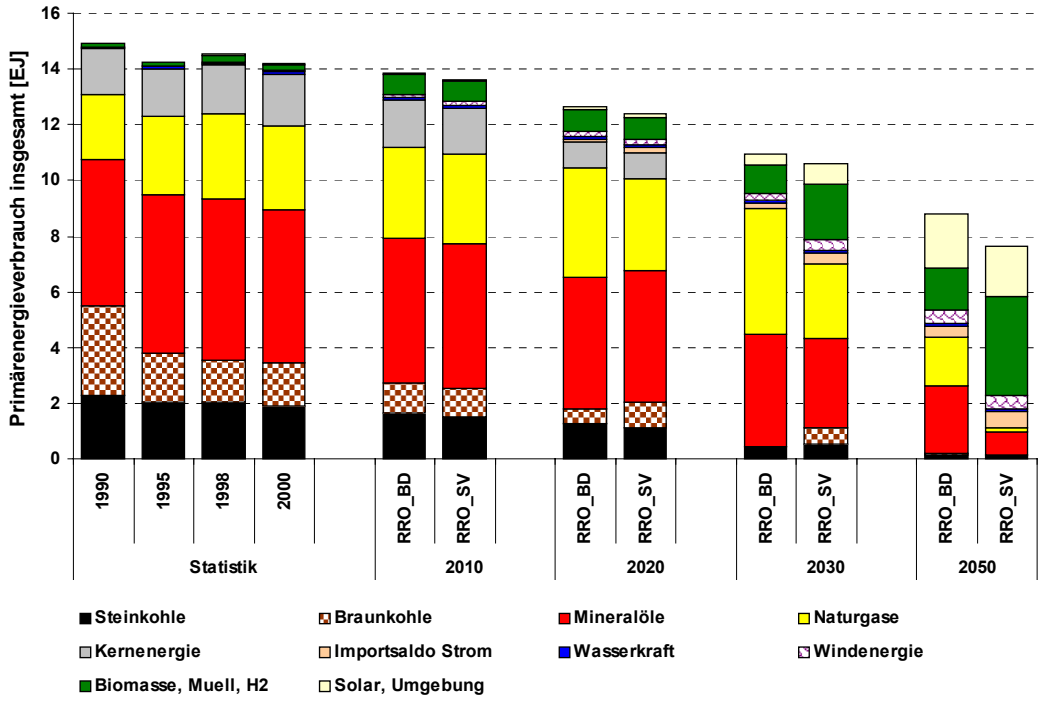
Damit ist es insgesamt möglich, den Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2050, ermittelt nach der Wirkungsgradmethode, zu 68,5 % aus erneuerbaren Energien bereit zu stellen einschließlich dem REG-Stromimport. Ermittelt nach der Substitutionsmethode sind es 74,8 %. Hinzu kommt noch der Wasserstoffimport mit einem Anteil von 16,7 % bzw. 13,4 %, so dass sich insgesamt ein Anteil von 85,2 % bzw. 88,2 % aus erneuerbarer Bereitstellung ergibt und noch ein Rest von 14,6 % bzw. 11,8 % über fossile Energien im Primärenergieverbrauch resultiert (vgl. Abbildung 5.2-15). Hinsichtlich der Importabhängigkeit ist zu erkennen, dass beim Primärenergieverbrauch aufgrund der Importe von REG-Strom, Wasserstoff und Biokraftstoffen insgesamt ein Importanteil von 49,2 % (Wirkungsgradmethode) bzw. 48,8 % (Substitutionsprinzip) verbleibt.

Abbildung 5.2-14: Nettostrombereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen im Szenarienvergleich



Abweichungen ergeben sich bei den Kostendifferenzen, da sich hier die weitere Durchdringung mit erneuerbaren Energien kostensteigernd auswirkt. Für das Szenario REG-/REN-Offensive (RRO_BD) ergeben sich unter Verwendung der Basisannahmen kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten zum Referenzszenario (mit Basisdatensatz) von ca. 617,4 Mrd. €98 mit einem Maximalwert von 1235,0 €98 pro Haushalt und Jahr und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von 142,0 Mrd. €98. Für die Variante 2 des Szenarios REG-/REN-Offensive (RRO_SV) ergeben sich zum Vergleich kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten gegenüber dem Referenzszenario von 1721,0 Mrd. €98 mit einem Maximalwert von 2480,4 €98 pro Haushalt und Jahr und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von 416,0 Mrd. €98.

Abbildung 5.2-15: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich



Insgesamt ergeben sich folgende markante Abweichungen von den Modellergebnissen des Basisfalles:

- Der Primärenergieverbrauch weist im Jahr 2050 in der Variante 2 annähernd das gleiche Volumen 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 (ohne externe Kosten) in der Variante 2 liegen deutlich oberhalb der Kosten im Basisfall, kumuliert um 179 %, kumuliert und abdiskontiert um 193 %.

Variante 3

Grundlage der Szenariorechnungen der Variante 3 ist die Vorgabe eines sofortigen Kernenergieausstiegs. Da auf Grund der Modellstrukturen 2005 das nächst gelegene Analysejahr ist, wird für die Variante 3 angenommen, dass in 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. Den Basisfall stellt das Szenario REG-/REN-Offensive dar. Generell ist anzumerken, dass es sich bei der Variante 3 aus Sicht der Gutachter um eine rein hypothetische Betrachtung handelt, da der ausfallende Kernenergiestrom auf der Grundlage der vorliegenden Leistungsbilanz kurzfristig weder vollständig durch andere Kapazitäten im Inland erzeugt werden noch auf Grund technischer Restriktionen sowie von Verfügbarkeiten im erforderlichen Umfang importiert werden könnte.

Kurzerläuterung zur Variante 3 des Szenarios REG-/REN-Offensive (IER):

Aufbauend auf diesen Annahmen wurden die Berechnungen für unterschiedliche Stromimportpreise durchgeführt (Stromimportpreisvarianten 2005: 2,65 Cent/kWh, 3,1 Cent/kWh, 4,1 Cent/kWh, 5,1 Cent/kWh).

Im Vergleich zum Szenario REG-/REN-Offensive (und auch zum Referenzszenario) sind im Jahr 2005 noch 156,8 TWh Strom aus Kernkraftwerken zu ersetzen, im Jahr 2010 noch 146,5 TWh und im Jahr 2020 noch 79,0 TWh. Bezüglich des Ersatzes sind dann drei Phasen zu unterscheiden: Zum einen die kurzfristige Reaktion im Jahr 2005, zum zweiten die Phase bis 2025, in der im Szenario REG-/REN-Offensive noch Strom in Kernkraftwerken erzeugt wird, und zum dritten die Phase nach 2025, in der bereits auch im Szenario REG-/REN-Offensive kein Kernenergiestrom mehr zur Strombereitstellung in Deutschland beiträgt.

In der Phase 1 ergeben sich deutliche Unterschiede zwischen den drei Stromimportpreispfaden, wie Tabelle 5.2-10 zeigt. Während bei einem Stromimportpreis von 5 Pf/kWh der gesamte Kernenergiestrom durch Importstrom ersetzt werden würde, werden bei einem Stromimportpreis von 6 Pf/kWh noch 145,0 TWh durch Importstrom und bei einem Stromimportpreis von 8 Pf/kWh nur noch 79,5 TWh der 156,8 TWh Kernenergiestrom durch Importstrom ersetzt. Weitere Maßnahmen folgen auch im Inland, wobei der Neubau von Gaskraftwerken kleiner Leistung und die verstärkte

Auslastung bestehender Gaskraftwerke sowie deren Ertüchtigung und Wirkungsgradsteigerung und der sukzessive Umbau von Kohlekraftwerken hin zu Gaskraftwerken – soweit technisch möglich und sinnvoll – interessante Ersatzoptionen darstellen. In einem liberalisierten Strommarkt kommt es jedoch auch zu Rückwirkungen auf die übrigen Stromerzeugung. Ein Stromimportangebot im Jahr 2005 in Höhe von 156,8 TWh zu 6 Pf/kWh oder zu 8 Pf/kWh würde nicht alleine die Kernenergie betreffen. Vielmehr werden dadurch auch nicht wirtschaftliche Braunkohle-, Steinkohle- und Heizölkraftwerke im Wettbewerb ungünstiger gestellt, so dass auch deren Erzeugung zurückgeht, sobald zusätzliche Maßnahmen als Ersatz des Kernenergiestroms wirtschaftlich attraktiv werden[2]. Erst wenn der Importstrom in 2005 dann 10 Pf/kWh kosten würde, überwiegen die positiven Tendenzen für die Stromerzeugung in Kohlekraftwerken. Zusätzlich werden dann immer noch 71,6 TWh importiert. Dies zeigt, dass die Reaktionszeit auf einen derart kurzfristigen Ausstieg nicht mehr ausreichen würde, Kompensationsmaßnahmen in genügendem Ausmaß im Inland durchzuführen. Eine Vorgabe eines CO_2- oder THG-Minderungsziels wurde für das Jahr 2005 nicht mit simuliert. Bei Stromimportpreisen von 8 Pf/kWh liegen die THG-Emissionen im Jahr 2005 in Deutschland um 33,6 Mio. t CO2* höher als im Szenario REG-/REN-Offensive und bei 10 Pf je kWh dann entsprechend um 38,8 Mio. t CO_2*. In allen Varianten stellt dann aber das Treibhausgasminderungsziel im Jahr 2010 eine bindende Restriktion dar, was im Szenario REG-/REN-Offensive nicht der Fall ist.

Hinsichtlich der Ersatzstrategie ist zu beachten, dass es sich bei dem genutzten Modellansatz um ein Modell mit vollkommener Voraussicht handelt. Damit ist im Kalkül z. B. mit enthalten, dass die Massnahmen, die kurzfristig bis 2005 ergriffen werden, für die Situation im Jahr 2010 kein größeres Hemmnis darstellen sollten. Somit werden zum Teil bereits frühzeitig Maßnahmen in Richtung einer stärkeren Erdgasorientierung des Kraftwerksparkes eingeleitet, die dann sowieso notwendig ist, um das Ziel in 2010 zu erfüllen, obwohl im Jahr 2005 kein CO_2- bzw. THG-Minderungsziel unterstellt ist. Es ist des Weiteren zu beachten, dass aus Kapazitätsgründen ein Umbau bestehender Kraftwerke auf Erdgas nicht auf einen Schlag in 2009 erfolgen kann. Er hat vielmehr so zu erfolgen, dass hierfür die Schwachlastzeiten genutzt werden können. Damit ist es aber maximal möglich, pro Jahr ca. 1000 bis 1500 MW umzustellen (in den ersten Jahren eher weniger). Um bis 2010 die Umstellung abzuschließen, müssen dann aber bereits auch diese ersten Jahre genutzt werden. Die 7 Jahre zwischen 2003 und 2009 reichen unter dieser Annahme dann gerade aus, die in Deutschland installierten rund 10,1 GW in Mischfeuerungsanlagen auf Erdgas umzustellen.

[2] Zu beachten ist dabei, dass Nettoeffekte ausgewiesen sind, so dass zwar ein Teil der Kohlekraftwerke höher ausgelastet werden wird, jedoch ein größerer Teil nicht gegen den "billigen" Importstrom konkurrieren kann.

Tabelle 5.2-10: Ersatz des Kernenergiestroms im Jahr 2005 in Abhängigkeit vom Stromimportpreis

	5 Pf/kWh	6 Pf/kWh	8 Pf/kWh	10 Pf/kWh
Stromverbrauch				
Industrie	0,0	0,0	-0,1	-0,3
GHD	0,0	0,0	-0,2	-0,4
Haushalte	0,0	-0,2	-2,4	-3,5
Verkehr	0,0	0,0	-0,1	-0,2
Endenergie	**0,0**	**-0,2**	**-2,8**	**-4,4**
Umwandlung	0,0	-0,2	-0,3	-0,3
Leitungsverluste	0,0	-0,1	-0,1	-0,1
Pumpstromverbrauch	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	**0,0**	**-0,5**	**-3,2**	**-4,7**
Importsaldo Strom	156,8	145,0	79,5	71,6
Inlandserzeugung	**-156,8**	**-145,5**	**-82,7**	**-76,4**
Stromerzeugung				
Steinkohle	0,0	-9,4	-2,3	0,8
Braunkohle	0,0	-3,1	-3,1	0,0
Heizöl	0,0	-2,5	0,2	0,3
Erdgas	0,0	26,3	79,3	79,3
Kernenergie	-156,8	-156,8	-156,8	-156,8
Wasserkraft	0,0	0,0	0,0	0,0
Wind	0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0
Andere Brennstoffe	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	**-156,8**	**-145,5**	**-82,7**	**-76,4**
dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	0,0	-0,4	0,5	0,7

In der Phase 2 erfolgt der Ersatz der Kernenergie (und des Stromimportes aus dem Jahr 2005) bei gleichzeitiger Einhaltung der THG-Minderungsziele durch Stromeinsparmaßnahmen und im Wesentlichen durch den Zubau und die verstärkte Nutzung von Erdgaskraftwerken. Um die THG-Minderungsziele einzuhalten, wird im Vergleich zum Szenario REG-/REN-Offensive auch weniger Strom in Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken erzeugt und es werden Mineralölprodukte und Kohlen bei den Endverbrauchern durch Gas und erneuerbare Endenergieträger substituiert. Dabei ist die Entwicklung in dieser Phase nahezu unabhängig von der Höhe des Stromimportpreises, zu dem im Jahr 2005 Strom als Kernenergieersatz importiert werden kann.

In der dritten Phase, in der bereits im Szenario REG-/REN-Offensive kein Kernenergiestrom mehr zur Verfügung steht, sind dann keine größeren Unterschiede aufgrund des kurzfristigen Ausstiegs im Vergleich zum Szenario REG-/REN-Offensive festzustellen. Lediglich im Jahr 2030 liegt der Primärenergieverbrauch bei den Varianten mit dem kurzfristigen Kernenergieausstieg geringfügig höher,

da hier der Effekt wirkt, dass die zeitnaher zu installierenden neuen Erdgaskraftwerke einen niedrigeren Nutzungsgrad aufweisen als die in der Zukunft für den Zubau möglichen Anlagen.

In den Differenzkosten zum Referenzszenario äußerst sich der kurzfristige Kernenergieausstieg insbesondere in den Perioden bis 2025 durch die höheren Investitionen, die hier getätigt werden müssen, sowie in den Perioden nach 2025, in denen dann teilweise ein geringerer Ersatzbedarf ansteht. Insgesamt werden jedoch über den gesamten Betrachtungszeitraum gesehen im Falle des kurzfristigen Ausstieges mehr neue Kapazitäten benötigt. So ergeben sich für den Fall eines Stromimportpreises in 2005 von 10 Pf/kWh kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten gegenüber dem Referenzszenario von 674,9 Mrd. €$_{98}$ und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von 173,6 Mrd. €$_{98}$. Zum Vergleich betragen unter Verwendung der Basisannahmen für das Szenario REG-/REN-Offensive (RRO_BD) die kumulierten nicht abdiskontierten Differenzkosten zum Referenzszenario (mit Basisdatensatz) ca. 617,4 Mrd. €$_{98}$ sowie die kumulierten auf 1998 abdiskontierten Differenzkosten rund 142,0 Mrd. €$_{98}$. Damit sind dem kurzfristigen Ausstieg – falls entsprechende Stromimportmengen zu 10 Pf/kWh zur Verfügung stehen – kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten gegenüber dem Referenzszenario von 57,5 Mrd. €$_{98}$ sowie kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von 31,9 Mrd. €$_{98}$ anzurechnen.

Die Ergebnisse der Modellrechnungen zur Variante 3 zeigen, dass vorübergehend (bis etwa 2005) die 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, im Inland errichtet. Nach 2030 gibt es keine wesentlichen Abweichungen der Ergebnisse der Variante 3 vom Basisfall. Denn auch in letzterem ist in Deutschland nach 2030 kein Kernkraftwerk mehr am Netz.

Kurzerläuterung zur Variante 3 des Szenarios REG-/REN-Offensive (WI)

Vorbemerkungen

Im Szenario REG-/REN-Offensive kommt es zu einer Übererfüllung der von der Kommission vorgegebenen THG-Minderungsziele. Maßgeblich ist hierfür die Ausschöpfung wirtschaftlicher Klimaschutzmaßnahmen (z. B. im Bereich der Energieeinsparung) sowie das Einleiten für den Klimaschutz im späteren Zeitverlauf essentieller Maßnahmen (z. B. sukzessiven Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien). Die Reduktion des THG-Ausstoßes liegt dementsprechend im Jahr 2010 bei 31,5 % (statt 21 % nach Kommissionsvorgabe) und im Jahr 2020 bei 45,6 % (im Vergleich zu 32,5 % entsprechend der Vorgabe der Kommission) gegenüber dem Niveau 1990. Hierdurch entsteht für einen vorzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie ein gewisser Spielraum.

Für die Variantenrechnung kann – auch aus Gründen der Vereinfachung - angenommen werden, dass die lukrativen Einsparpotentiale auf der Nachfrageseite bereits im Szenario Szenario REG-/REN-Offensive so frühzeitig wie möglich ausgeschöpft werden, sodass hier demnach kaum Möglichkeiten bestehen Maßnahmen vorzuziehen. Ein schnellerer Ausstieg führt vor diesem Hintergrund vor allem auf der Energieangebotsseite zu maßgeblichen Veränderungen. Nachfrageseitig kommt es bei der Stromnachfrage aufgrund der kurzfristig steigenden Stromimporte (hoher Importpreis) zu einer zusätzlichen Reduktion des Bedarfs der Endverbraucher von 6,9 TWh im Jahr 2005 (1,5 %) bzw. 1,4 TWh im Jahr 2010 (0,3 %) gegenüber dem Szenario REG-/REN-Offensive.

Energieangebotsseite

Kurzfristige Veränderungen im Kraftwerkspark

Im Rahmen der Arbeiten für die Enquete-Kommission konnte außer den unten aufgeführten eher grundsätzlichen Überlegungen zur derzeitigen Leistungsbilanz (vgl. Exkurs) keine detaillierten Analysen für die kurzfristig im Kraftwerkspark möglichen Maßnahmen durchgeführt werden. Dies betrifft auch die Abschätzung der genauen Zahl von Kraftwerken, die zeitnah aus der Kaltreserve in den Dauerbetrieb überführt werden können. Der Neubau von Kraftwerken bedarf unter den Rechtsbedingungen der Bundesrepublik (Genehmigungsverfahren, einschließlich UVP/UVU) einer Vorlaufzeit. Dies betrifft auch die Errichtung von größeren GUD-Anlagen, die unserer Einschätzung nach unter Einschluss der Planungsphase trotz der sicher vergleichsweise geringen Bauzeit mindestens 3 Jahre erfordert. Bis zum ersten Bezugsjahr 2005 der Modellrechnungen ist dies nicht im großen Umfang realisierbar. Geringere Vorlaufzeiten sind für den Ausbau der dezentralen

Stromerzeugung in z. B. BHKW erforderlich, ein richtiger Masseneffekt lässt sich aber auch hier erst nach 2005 erreichen.

Vor diesem Hintergrund wird – eigenen Abschätzungen zufolge - davon ausgegangen, dass die im Jahr 2005 entstehende Deckungslücke zu etwa der Hälfte durch nicht voll ausgelastete deutsche Kraftwerke (vor allem Gaskraftwerke und z. T. Kohlekraftwerke) und der darüber hinaus nicht abdeckbare Anteil – wie von der Kommission vorgegeben – hypothetisch durch Stromimporte gedeckt wird. Für den Import werden – entsprechend der Vorgabe der Kommission (Anlehnung an Importkosten in der Referenz) - mittlere Kosten von 5,11 Cent/kWh bzw. 10 Pf/kWh (kurzfristige Grenzkosten der nicht ausgelasteten Kraftwerke zuzüglich Netzentgelte frei deutsche Grenze) in Ansatz gebracht. Es sei noch einmal nachdrücklich darauf hingewiesen, dass es sich hierbei um eine hypothetische Annahme handelt. Eine praktische Realisierung einer derart hohen Strombezugsmenge wird unter diesen Bedingungen physikalisch (aufgrund der begrenzten Übertragungskapazitätzen nach Deutschland) nicht für möglich gehalten. Selbst wenn ein kurzfristiger (nach Szenariophilosophie im Jahr 2003) Ausgleich der Deckungslücke in dieser Form möglich wäre, würden sich mit hoher Wahrscheinlichkeit andere ökonomische Auswirkungen einstellen. Die Kosten für den Stromimport würden sich im Sinne von Angebot und Nachfrage vermutlich deutlich erhöhen.

Für die verstärkte Auslastung kommen vor allem ältere Kohlekraftwerke oder solche mit Mischfeuerung ebenso in Frage, wie die heute kaum zur Lastdeckung beitragenden Gas-/Ölkraftwerke, die primär in den 70er Jahren gebaut wurden. Einige von diesen Anlagen stehen kurz vor der Überführung in die Reservehaltung (sog. Kaltreserve), ihre Betriebszeit und –fähigkeit müßte demnach deutlich erhöht werden.

Eine Abschaltung eines Teils der Kernkraftwerke würde die Anforderungen an die Ersatzkraftwerke deutlich erhöhen. Die bisher weitgehend für die Spitzen- oder Reservestrombereitstellung vorgehaltenen Kraftwerke bzw. solche, die bereits in die Kaltreserve überführt worden sind, müssten zukünftig einen deutlich höheren Deckungsbeitrag leisten. Darüber hinaus müssten Anlagen, die heute in der Mittellast betrieben werden, deutlich höher ausgelastet werden um die im Grundlastbereich betriebenen Kernkraftwerke substituieren zu können. Dies führt nicht nur zu einer höheren dynamischen und mechanischen Belastung dieser zum Teil schon vergleichsweise alten Anlagen (mit entsprechender Wirkung auf die noch verbleibende Restlaufzeit), sondern aufgrund der fossilen Brennstoffbasis und der zu größeren Teilen schlechten Wirkungsgrade der Anlagen vor allem auch zu einer deutlichen Erhöhung der mit der Stromerzeugung korrespondierenden CO_2-Emissionen. Hinzu kommt der kurzfristig steigende Kohleanteil an der Stromerzeugung in der Variante gegenüber dem Szenario REG-/REN-Offensive. Insgesamt führt dies gegenüber dem Szenario REG-/REN-Offensive

zu einer Erhöhung der THG-Emissionen um rund 93 Mio. t CO_2-Äquivalent. Dennoch liegt das im Jahr 2010 erreichte THG-Niveau um 22,4 % unterhalb desjenigen des Bezugsjahres. Das THG-Minderungsziel (21 %) wird damit im Jahr 2010 leicht übertroffen.

Für das Jahr 2005 ergibt sich ebenfalls eine signifikante Erhöhung der THG-Emissionen gegenüber dem Szenario REG-/REN-Offensive. Diese liegt ohne die Betrachtung der zusätzlichen Stromimporte bei 41 Mio. t. Bewertet man die Stromimporte mit den durchschnittlichen spezifischen CO2-Emissionen des deutschen Kraftwerkspark erhöht sich die Differenz um 46,8 Mio. t auf dann insgesamt 87,8 Mio. t CO_2-Äquivalent.

Mittel- bis langfristige Veränderungen im Kraftwerkspark

Bis zum Jahr 2010 (bzw. 2020) wird die durch den vorzeitig abgängigen Kernenergiebeitrag entstehende Deckungslücke durch

- eine stärkere Auslastung der bestehenden und einen begrenzten Zubau neuer Kohlekraftwerke (dies führt im Jahr 2010 zu einer gg. dem Szenario REG-/REN-Offensive um 79,2 TWh erhöhten Stromerzeugung aus Kohle),
- eine stärkere Auslastung bestehender Gaskraftwerke und einen deutlich schnelleren Ausbau der Gasstromerzeugung (inkl. dezentraler Objektversorgungssysteme und Nahwärmelösungen) um 49 TWh im Jahr 2010 bzw. 42,4 TWh im Jahr 2020 (eine großmaßstäbliche Umrüstung bestehender Kohlekraftwerke auf Gasfeuerung erfolgt nicht, da die im Szenario REG-/REN-Offensive vorgelegte über das THG-Ziel deutlich hinausgehende Minderung der THG-Emissionen ausreichend Spielraum für eine signifikante Erhöhung der Kohlestromerzeugung lässt) sowie
- ein Vorziehen des größten Teils der im Szenario REG-/REN-Offensive eigentlich bis zum Jahr 2020 im Bereich der Biomassestromerzeugung geplanten Ausbauaktivitäten auf die erste Dekade des Betrachtungszeitraums (gg. Szenario REG-/REN-Offensive ergibt sich im Jahr 2010 entsprechend ein um 9,3 TWh erhöhter Stromerzeugungsbeitrag).

Längerfristig schwenkt die Variante zunehmend auf den Entwicklungspfad des Szenarios REG-/REN-Offensive ein. Im Jahr 2050 ergeben sich nur noch marginale Unterschiede.

Exkurs: Zur Leistungsbilanz im deutschen Kraftwerkspark

Zur Beurteilung der vorzeitigen Optionen für die Abschaltung deutscher Kernkraftwerke ist zunächst

eine Analyse der Leistungsbilanz des deutschen Kraftwerksparks notwendig (vgl. Tabelle 1). Hier erfolgt eine Gegenüberstellung zwischen den verfügbaren, Strom bereitstellenden Kapazitäten und der zeitgleichen Nachfrage nach elektrischer Energie im Netz der öffentlichen Versorgung am Tage der Höchstlast. Die Tabelle beschränkt sich dabei auf eine Betrachtung der Ist-Zahlen. Vorschauen, wie sie früher regelmäßig von der DVG veröffentlicht worden sind, werden seit der Liberalisierung der Strommärkte nach einer anderen Systematik durchgeführt[3]. Erstmals ist diese neue Methodik für die Bilanzerstellung des Jahres 2000 verwendet worden. In der nachfolgenden Tabelle war es deshalb notwendig aus Gründen der Vergleichbarkeit mit den zurückliegenden Jahren auf der Basis eigener Schätzungen eine Umrechnung der von der DVG ausgewiesenen Zahlen auf die alte Systematik vorzunehmen.

Nach der offiziellen Bilanzierungssystematik der DVG hat sich die freie Leistung im Kraftwerkspark in den letzen Jahren verringert und lag im Jahr 2000 noch bei rund 6,6 GW (nach 10,8 GW im Jahr 1999), d. h. Kraftwerke mit einer Leistung von 6,6 GW waren zum Zeitpunkt der Höchstlast im öffentlichen Stromnetz grundsätzlich einsetzbar, sind aber zur Abdeckung der Last nicht benötigt worden. Unterstellt man ähnliche Verhältnisse für das Jahr 2001 hieße dies, dass rund 30 % der deutschen Kernkraftwerksleistung (die Nettoleistung aller deutschen KKW umfasst derzeit rund 21,1 GW, ohne Mülheim-Kärlich) für die Lastabdeckung nicht notwendig sind, auf ihren Einsatz demnach theoretisch sofort verzichtet werden könnte. Dies entspricht zusammengenommen knapp der Leistung der acht ältesten KKW (Obrigheim, Stade, Biblis A und B, Neckarwestheim 1, Brunsbüttel, Isar 1 und Unterweser stellen in Summe eine Netto-Leistung von 7,1 GW bereit), d. h. aller Anlagen, die bis Ende der 70er Jahre ihren Leistungsbetrieb aufgenommen haben.

Ein wesentlicher Grund für den Rückgang der freien Kapazitäten in den letzten Jahren ist die Stilllegung von ineffizienten und nicht mehr zwingend notwendigen (fossilen) Kraftwerken in Folge der Liberalisierung der Strommärkte und des dadurch ausgelösten Kostendrucks. Leistungsseitig kam es zwar durch den starken Zuwachs der Windenergie zu einer Kompensation (in Tabelle 5.2-11 zeigt sich, dass die Kraftwerks- und Bezugsleistung im Zeitverlauf nahezu konstant geblieben ist). Allerdings kann die Windenergie aufgrund ihres fluktuierenden Energieangebotes nur zu 10 bis 15 % als gesichert zur Verfügung stehende Leistung angerechnet werden.

[3] Während früher die Verbundunternehmen für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zuständig waren, fällt diese Aufgabe jetzt den Übertragungsnetzbetreibern (UBN) zu. Diese haben keinen direkten Zugang mehr zu den relevanten Informationen, was angesichts der Zurückhaltung der Unternehmen Informationen im Wettbewerbsmarkt frei zur Verfügung zu stellen zu großen Problemen führt. So sind insbesondere belastbare Prognosen über Im- und Exporte, die allein in der Verantwortung der Kraftwerksbetreiber stehende Dauerreserve und den Kraftwerkseinsatz selber kaum noch zu erstellen.

Tabelle 5.2-11: Leistungsbilanz im Netz der öffentlichen Versorgung nach der alten Systematik der Deutschen Verbund Gesellschaft (DVG) in GW (Jahresberichte der DVG)

	1997	1998	1999	2000
Höchstlast (Zeitpunkt der Höchstlast)	72,3 (4.12 17^{45})	72,4 (9.12 18^{00})	70,9 (19.11 18^{00})	76,8[1] (14.11 18^{00})
Lieferleistung für Ausland frei-gehalten	1,0	0,8	1,5	1,0[2]
nicht einsetzbare Leistung[4]	9,8	9,3	12,2	8,5
aktive Reserveleistung (Aus-fälle, Revisionen)	3,8	5,7	7,7	9,1
nicht benötigte Reserveleistung	14,8	12,3	7,8	8,0
Resultierende freie Leistung[3]	8,0	9,8	10,8	6,6
Kraftwerks- und Bezugsleistung	109,7	110,3	110,9	110,0 (3,8[5])

[1] im Jahr 2000 wurde eine neue Erfassungssystematik eingeführt (z. B. wurden erstmalig auch Kleinwasserkraftwerke unterhalb von 1 MW Leistung einbezogen) [2] eigener Schätz-wert [3] umfasst auch die für die Industrie vorzuhaltende aber nicht abgerufene Reservelei-stung [4] aufgrund z. B. nicht ausreichenden Wasserstandes oder einer zeitgleichen Aus-kopplung von Fernwärme [5] aus den Statistiken abgeschätzter Saldo zwischen Bezugs- und Lieferleistung aus dem Ausland bzw. an das Ausland.

Nach einer Vorausberechnung der DVG für die nächsten Jahre (DVG Leistungsbilanz in der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland – Vorschau 2020 bis 2004) ist davon auszugehen, dass die für das Jahr 2000 ausgewiesene freie Leistung (in der neuen Systematik spricht man von "verbleibender Leistung") im Zeitverlauf weiter abnehmen wird. Lastprojektionen für den jeweils 3. Mittwoch im Januar (11 Uhr) zeigen eine Abnahme der freien Leistung von 6,6 GW im Jahr 2000 auf 3,8 GW für die Jahre 2002 und 2004.

Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass die verbleibende Leistung nach Aussagen der DVG keine Überkapazitäten (m klassischen Sinne) darstellen, sondern die von den Kraftwerksbetreibern bereitzustellende Stundenreserve beinhalten. Die ÜBN übernehmen zwar primär die Verantwortung für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit, tun dies mit ihrer Sekunden- und Minutenreserve aber nur bis zu einem Zeitfenster von etwa einer Stunde.

Fasst man alle genannten Aspekte zusammen, so ist zu konstatieren, dass der Spielraum für einen kurzfristige Ausstieg aus der Kernenergie – der offiziellen Statistik folgend - insgesamt begrenzt erscheint. Verschiedene Aspekte, die nachfolgend aufgeführt sind, deuten aber darauf hin, dass unter Ausschöpfen aller Möglichkeiten der reale Spielraum höher sein könnte:

- Der in der DVG Statistik ausgewiesenen Angabe für die Höchstlast für das Jahr 2000 liegt eine neue Erfassungssystematik zugrunde. So wurden beispielsweise erstmals auch kleine Wasserkraftwerke (< 1MW Leistung) in die Betrachtungen mit einbezogen. Dies ist einer der

Gründe für den statistisch ausgewiesenen hohen Zuwachs der Höchstlast von 1999 bis 2000 von rund 8 %, der damit den Zuwachs der Nachfrage nach elektrischer Energie von 2 % um ein Mehrfaches übertraf. In der Regel weichen die Zunahme von Höchstlast und Stromverbrauch zwar voneinander ab, die Differenz hält sich aber üblicherweise in überschaubaren Grenzen. Durch eine stetige Vergleichmäßigung der Last stieg die Höchstlast in den letzten Jahren sogar häufig unterproportional gegenüber dem Stromverbrauch. Dieser Effekt kann durch eine intelligente Tarifpolitik auch gezielt herbeigeführt werden.

- In Deutschland wurde bisher von einer vergleichsweise hohen erforderlichen Reserveleistung ausgegangen, die im Jahr 2000 22,3 % der Höchstlast beträgt. Das dahinter liegende Konzept basiert auf einer Sicherheitsphilosophie bei der jedes einzelne Unternehmen seine Last zu jedem Zeitpunkt mit einer Wahrscheinlichkeit von 93 % decken kann. Für das deutsche Verbundnetz führte dies zu einem Zuverlässigkeitsniveau von 99,99 %. Das heißt, dass “nur” an etwa einem Tag innerhalb von 10 Jahren die Aushilfe der benachbarten Stromverbundsysteme (UCTE, Nordel, Centrel) in Anspruch genommen werden müssen. Mit der Liberalisierung haben sich die Verantwortlichkeiten für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit zwar geändert, dennoch kann weiterhin von einer sehr hohen Sicherheitsphilosophie ausgegangen werden, die sich auch in der neuen Bilanzierungssystematik der DVG widerspiegelt.

In vielen Ländern (z. B. Japan) wird eine deutlich geringere Marge vorgehalten ohne damit wesentliche Abstriche am Niveau der Versorgungssicherheit zu machen. Während in Deutschland durchschnittlich jeder Kunde 6 Minuten im Jahr ohne Strom auskommen muss, liegt diese Größenordnung in Frankreich um fast den Faktor 10 höher, bei heute rund 52 Minuten. Geht man vor diesem Hintergrund beispielsweise von einer Reservevorhaltung von 15 % bezogen auf die jeweilige Jahreshöchstlast als ausreichend aus, erhöht sich die verfügbare freie Leistung entsprechend Tabelle 5.2-12 im Jahr 2000 auf 12,1 GW, was bereits deutlich mehr als der Hälfte des aktuellen deutschen Kernkraftwerksleistung entspricht.

Tabelle 5.2-12: Vergleich der Leistungsbilanzen im Netz der öffentlichen Versorgung für unterschiedliche Sicherheitsphilosophien nach der alten Systematik der Deutschen Verbund-Gesellschaft (DVG) in GW (Jahresberichte der DVG)

	1997	1998	1999	2000
Abweichende Leistungsbilanz (15 % Reservevorhaltung):				
Resultierende freie Leistung	15,7	15,7	16,9	12,1
Anteil an der KKW-Leistung	74,4 %	74,4 %	80,1 %	55, 2 %
Leistungsbilanz nach der DVG Statistik:				
Resultierende freie Leistung	8,0	9,8	10,8	6,6
Anteil an der KKW-Leistung	37,9 %	46,4 %	51,2 %	31,3 %
Nettoleistung der deutschen KKW (außer Mülheim Kärlich): ca. 21,1 GW				

- Für den Zeitraum von 2001 bis 2003 wird die Inbetriebnahme von neuen Kraftwerken mit einer Leistung von insgesamt 4,3 GW erwartet. Gleichzeitig ist die Abschaltung von Anlagen mit einer installierten Leistung von 1,35 GW vorgesehen. Eine Verschiebung der geplanten Außerbetriebnahme würde den Handlungsspielraum bezüglich der Abschaltung der KKW erhöhen. Zudem könnten unter Umständen kürzlich außer Betrieb genommene Kraftwerke reaktiviert und für eine Reservehaltung eingesetzt werden (z. B. Kraftwerk Moorburg in Hamburg).
- Die Höhe der Höchstlast kann durch eine aktiveres Lastmanagement gezielt beeinflusst werden (z. B. durch den verstärkten Einsatz von Rundsteueranlagen zur Abschaltung von Lasten im Bedarfsfall ⇨ unterbrechbare Lieferverträge).
- Unter Umständen ist auch eine Verringerung der nicht einsetzbaren Leistung denkbar. Vorübergehend könnte zum Beispiel die Abtragung der Fernwärmelasten durch reine Heizwerke erfolgen und die Heizkraftwerke zum Zeitpunkt der elektrischen Höchstlast (an dem allerdings in der Regel auch immer sehr hohe Wärmelasten vorliegen) vollständig für die Stromerzeugung vorgehalten werden.

Fasst man alle genannten Aspekte zusammen, so scheint prinzipiell eine Halbierung (mit gewissem zeitlichen Vorlauf ggf. auch mehr) der derzeitigen Kernkraftwerksleistung möglich, ohne gravierende Nachteile hinsichtlich der Versorgungssicherheit und bedarfsgerechten Abdeckung der Nachfrage nach elektrischer Energie in Kauf nehmen zu müssen. Ein vollständiger sofortiger Ausstieg aus der Kernenergie ist angesichts der heute in Deutschland verfügbaren Kraftwerkskapazitäten allerdings nicht möglich. Er würde nur dann realisierbar sein, wenn größere Leistungen direkt aus dem Ausland bezogen werden könnten. Aufgrund der von der DVG angegebenen freien Leistung von bis zu 50 GW allein im westeuropäischen UCTE-Netz scheint dies prinzipiell zwar möglich. In der Realität wird die kurzfristige Umsetzung aber durch die begrenzten Übertragungskapazitäten limitiert. Außerdem

basieren die freien Leistungen hier zu großen Anteilen auf der verstärkten Auslastung bestehender KKW, vor allem in Frankreich und Tschechien).

5.3 Szenario Fossil-nuklearer Energiemix

5.3.1 Szenariophilosophie

Das Szenario ist dadurch gekennzeichnet, 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. Die Anstrengungen zur F+E im Energiebereich werden ausgeweitet, um technologische Fortschritte und Innovationen zu ermöglichen, die Energie rationeller zu nutzen, Umwelteinwirkungen der Energienutzung zu reduzieren, den Ressourcenaufwand für die Bereitstellung von Energiedienstleistungen zu reduzieren und die verfügbare Energiebasis zu erweitern. Ökologische Lenkungssteuern, die dem Verursacherprinzip widersprechen, werden abgeschafft. Die öffentliche Hand geht bei der Ausschöpfung von Nachhaltigkeitspotenzialen beispielhaft voran. Technologien, die effiziente Beiträge zu einer nachhaltigen Energieversorgung leisten können, werden politisch nicht ausgegrenzt.

Maßnahmen zur Energieeinsparung in allen Bereichen werden in dem Umfang umgesetzt, wie sie einen effizienten Beitrag zur Erreichung der Nachhaltigkeitsziele leisten können.

Kosteneffiziente Potenziale von Technologien mit höheren Umwandlungswirkungsgraden und Effizienzverbesserungsmöglichkeiten durch Steigerung der Anlagenleistung werden bewußt ausgenutzt.

Der Ausbau der regenerativen Energien erfolgt bis 2010 auf der Grundlage des von der Bundesregierung beschlossenen Verdopplungsziels. Der weitere Ausbau ist abhängig von der Kosteneffizienz der REG zur Erreichung der ökologischen Nachhaltigkeitsziele.

Ein Zubau neuer Kernkraftwerke ist ab 2010 zulässig.

Beim Stromaußenhandel ist bei konventionell erzeugtem Strom von einem ausgeglichenen Saldo auszugehen. Der Netto-Import von REG-Strom ist nur dann möglich, wenn es wirtschaftlich ist.

Auf Basis regenerativer Energien erzeugte Wärme wird entsprechend ihrem Beitrag zur effizienten Erreichung der ökologischen Nachhaltigkeitsziele genutzt.

Die Bewertung der Verkehrssysteme bezüglich Nachhaltigkeitsgesichtspunkten führt zu Veränderungen des Modal-Splits gegenüber dem Referenzszenario.

Clean-Coal-Technologien (effiziente Kraftwerke und CO_2 Abtrennung und –speicherung) stehen zur Verfügung. Ihre Nutzung ergibt sich aus Effizienzabwägungen.

Die Mindestmengen für die Nutzung heimischer Stein- und Braunkohle sind gegenüber der Referenz reduziert (siehe Tabelle 5-1)

Für den Anteil der heimischen Energieträger an der gesamten Energieversorgung gibt es keine Vorgabe.

5.3.2 Ergebnisse der Modellrechnungen

Übersicht über wichtige Unterschiede im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix

Bereich	WI	IER
Private Haushalte	Sanierungsrate Gebäude ab 2010: 1,3 %/a	Sanierungsrate Gebäude bis 2010: 1 %/a, bis 2020: 1,5 %/a, bis 2030: 2 %/a, danach 2,5 %/a
	Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz	Direkte Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellen
GHD	Substitution von Brennstoffen durch Strom weniger stark ausgeprägt	Substitution von Brennstoffen durch Strom stark ausgeprägt
Industrie	Substitution von Brennstoffen durch Strom weniger stark ausgeprägt	Substitution von Brennstoffen durch Strom stark ausgeprägt
GHD und Industrie	Ausweitung der technischen und wirtschaftlichen Potenziale durch induzierte Innovationsdynamik	Szenariounabhängige Einsparpotenziale
Verkehr	Kraftstoffverbrauch bei Benzin-PKW 2050 um 33 % niedriger als in Referenz, bei Diesel-PKW um 40 %	Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch des PKW-Bestandes 2050 mit 4,14 l Benzinäquivalent je 100 km um 11 % niedriger als in Referenz (4,65 l/100 km)
	Kraftstoffverbrauch LKW 2050 um 41 % niedriger als in Referenz	Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch des LKW-Bestandes 2050 mit 19,3 l Dieseläquivalent je 100 km um 3 % niedriger als in Referenz (19,9 l/100 km)
	Im Vergleich zur Referenz um 15 % höhere Auslastung der LKW	Auslastung LKW wie Referenz
	Ausschöpfung der Einsparpotenziale auch unter Berücksichtigung einzelwirtschaftlicher Anreize	Ausschöpfung der Einsparpotenziale nach gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten
	Modal-Split Änderung wie in Szenario UWE	Modal-Split Änderung nach gesamtwirtschaftlichen Kriterien
	Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff	Keine Wasserstoffnutzung im Verkehr, deutliche Erhöhung des Stromeinsatzes
	Erdgas als Wegbereiter für Wasserstoff	Betrachtungszeitraum endet 2050

Fortsetzung

	Biokraftstoffe gemäß Vorgabe bis 2020/30 auf 12 % Anteil steigend, danach relativ konstant, absolut Rückgang	Biokraftstoffe erreichen einen Anteil am Endenergieverbrauch des Verkehrs von 8,8 % in 2040 und 18,9 % in 2050.
KWK	Keine neuen Standorte für große KWK-Anlagen (in der Industrie Teilersatz von Heizwerken durch HKW)	Neue Standorte werden erschlossen
	Kein Einsatz nuklearer KWK in großen Fernwärmenetzen und Industrie	Einsatz nuklearer KWK in großen Fernwärmenetzen und in der Industrie
Stromerzeugung	Erdgasverstromung aus Gründen der Energieträgerdiversifizierung bis 2050	2050 minimale Erdgasverstromung
	Laufzeit bestehender KKW 40 Betriebsjahre	Laufzeit bestehender KKW 40 Volllastjahre
	Ausbau REG-Strom-Import, Windenergie und Biomasse aus Gründen der Diversifizierung	starker Ausbau Geothermie und in ähnlicher Größenordnung der Windenergie, REG-Strom-Import erfolgt nicht
	Brennstoffzellenmarkteinführung (einzelwirtschaftlicher Anreiz) durch staatliche Förderung unterstützt	Brennstoffzelleneinsatz insbesondere im Zusammenhang mit der Wasserstofferzeugung und dem Lastausgleich
	Photovoltaikausbau im Sinne der Technikentwicklung durch staatliche Förderung unterstützt	Photovoltaik nur in ausgewählten Demoanlagen genutzt

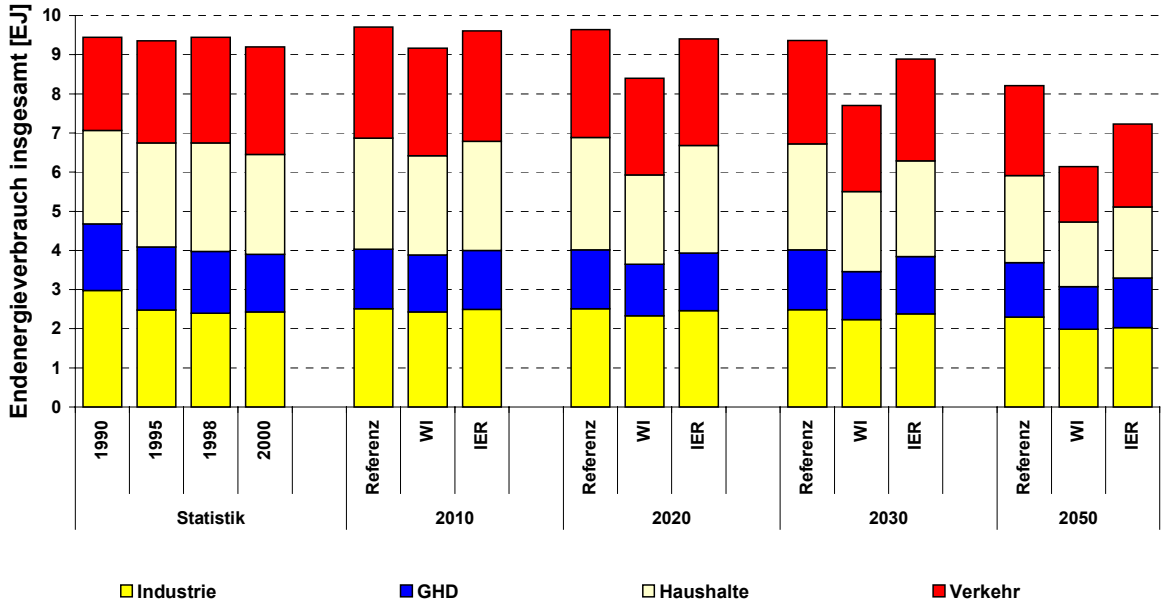
Endenergieverbrauch

Der Endenergieverbrauch liegt im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix im Jahr 2050 mit 7229 PJ (IER) bzw. 6140 PJ (WI) um 23,5 % bzw. 35 % unterhalb seines Ausgangswertes im Jahr 1998. Dieser im Vergleich zur Referenz im Zeitablauf stärkere Rückgang des Endenergieverbrauchs ist auf höhere Effizienzgewinne zurück zu führen. Im Endjahr der Betrachtung unterscheiden sich die Ergebnisse von IER und WI um 1089 PJ. Damit liegt der Verbrauch bei IER um 17,7 % höher als bei WI.

Tabelle 5.3-1 Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren, in PJ, Anteile in %

	1998	2010	2010	2030	2030	2050	2050
		IER	WI	IER	WI	IER	WI
Endenergieverbrauch nach Sektoren, PJ							
Industrie	2'397	2'498	2'429	2'459	2'226	2'026	1'987
Gewerbe, Handel, Dien	1'576	1'498	1'454	1'471	1'231	1'275	1'093
Haushalte	2'779	2'791	2'535	2'748	2'047	1'814	1'651
Verkehr	2'692	2'825	2'746	2'726	2'195	2'115	1'409
Summe	**9'444**	**9'612**	**9'163**	**9'404**	**7'700**	**7'229**	**6'140**
Endenergieverbrauch nach Energieträgern, PJ							
Steinkohle	156	193	156	162	93	48	36
Braunkohle	101	53	49	39	20	15	4
Koks	232	166	144	139	93	91	49
Kernenergie	0	0	0	38	0	134	0
Mineralöle	4'344	4'137	4'105	3'457	2'782	1'715	1'049
Gase (inkl. Methanol)	2'415	2'672	2'391	2'375	2'231	771	1'327
Strom	1'699	1'777	1'766	2'020	1'760	2'628	1'793
Fern-/Nahwärme	311	390	338	363	270	761	240
Biomasse	174	196	198	254	276	587	285
Solar, Umgebung	12	28	17	41	128	478	451
Wasserstoff	0	0	0	0	47	0	906
Summe	**9'444**	**9'612**	**9'163**	**8'886**	**7'700**	**7'229**	**6'140**
Endenergieverbrauch nach Sektoren, Anteile in %							
Industrie	25.4	26.0	26.5	26.1	28.9	28.0	32.4
Gewerbe, Handel, Dien	16.7	15.6	15.9	15.6	16.0	17.6	17.8
Haushalte	29.4	29.0	27.7	29.2	26.6	25.1	26.9
Verkehr	28.5	29.4	30.0	29.0	28.5	29.3	23.0
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**
Endenergieverbrauch nach Energieträgern, Anteile in %							
Steinkohle	1.7	2.0	1.7	1.8	1.2	0.7	0.6
Braunkohle	1.1	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1
Koks	2.5	1.7	1.6	1.6	1.2	1.3	0.8
Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	1.9	0.0
Mineralöle	46.0	43.0	44.8	38.9	36.1	23.7	17.1
Gase (inkl. Methanol)	25.6	27.8	26.1	26.7	29.0	10.7	21.6
Strom	18.0	18.5	19.3	22.7	22.9	36.4	29.2
Fern-/Nahwärme	3.3	4.1	3.7	4.1	3.5	10.5	3.9
Biomasse	1.8	2.0	2.2	2.9	3.6	8.1	4.6
Solar, Umgebung	0.1	0.3	0.2	0.5	1.7	6.6	7.3
Wasserstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	14.8
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Abbildung 5.3-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren, in EJ



Endenergieverbrauch nach Sektoren

In der Struktur des Endenergieverbrauchs nach Sektoren zeigen sich insgesamt keine starken Veränderungen gegenüber dem Basisjahr. Beim WI liegt im Jahr 2050 der Anteil der Industrie etwas höher als in der Referenz, derjenige des Verkehrsbereichs entsprechend niedriger.

Private Haushalte

Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte geht zwischen 1998 und 2050 um 34,7 % (IER) bzw. 40,6 % (WI) zurück.

Wesentlichen Anteil an den Energieeinsparungen gegenüber der Referenzentwicklung haben energetisch verbesserte Gebäude. Hierzu tragen insbesondere gegenüber der Referenz angehobene Sanierungsraten im Altbau bei. Der in den der letzten 50 Jahren beobachtete Sanierungsstau wird durch zusätzliche Sanierungsanreize (Informationskampagnen, stärkere Kontrollen, Energie- oder THG-Steuer, Förderprogramme) zumindest teilweise abgebaut. Im Referenzszenario beträgt die Gesamt-Sanierungsrate bei den Wohngebäuden 2,5 %/a. Bei 20 % dieser Gebäude, d.h. 0,5 %/a, werden innerhalb des Sanierungszyklus auch wärmetechnische Sanierungen durchgeführt. Im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix sind die Sanierungsraten dem gegenüber deutlich höher. Es wird davon ausgegangen, dass die Erhöhung der jährlichen Gebäudesanierungen im Rahmen des technisch sinnvollen Erneuerungszyklusses bleibt und eingebunden wird in eine ohnehin zum Erhalt der Gebäudesubstanz

notwendige, bisher aber nur unzureichend durchgeführten Sanierung der Gebäude. In diesem Fall kann ein Teil der anfallenden Kosten der Gebäudeertüchtigung (z. B. Gerüstbau, Abschlagen des Putzes, Erneuerung des Daches etc.) bei der Bestimmung der energetischen Sanierungskosten unberücksichtigt bleiben, da sie ohnehin zur Instandhaltung des Gebäudes notwendig sind.

IER geht bei seinen Modellrechnungen davon aus, dass bis 2010 gegenüber dem Referenzszenario eine Verdopplung der tatsächlich durchgeführten energetischen Sanierungen möglich ist (40 % oder 1,0 %/a). Danach steigt diese Rate bis 2020 auf 60 % bzw. 1,5 %/a, bis 2030 auf 80 % bzw. 2,0 %/a und danach auf 100 %. Die nach und nach steigende Sanierungsintensität führt dazu, dass die Effizienzsteigerungen im Haushaltsbereich zum Ende des Betrachtungszeitraumes hin deutlich zunehmen. Im Jahr 2050 liegt der Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser um rund 35 % unter dem Wert von 1998.

WI rechnet ab 2010 mit einer Sanierungsrate von 1,3 %/a, womit es gegenüber der Referenzentwicklung zu mehr als einer Verdoppelung kommt. Die bei WI angenommene energetische Sanierungsrate von 1,3 %/a ist gleichzusetzen mit einer kompletten Sanierung der wesentlichen Gebäudebestandteile, d. h. Fenster, Außenfassade aller Wohngebäude innerhalb eines Zeitraumes von 75 Jahren. Die Energiekennwerte für die Sanierung im Gebäudebestand und für den Neubau liegen nur leicht unterhalb der Werte der Referenzentwicklung. Damit wird im Gebäudebestand der im Bereich des Neubaus erzielte technische Fortschritt kontinuierlich auf den Altbau übertragen. Im Rahmen der an einzelwirtschaftlichen Kalkülen orientierten Einsparstrategie kommt es gegenüber dem Trend deshalb weniger zu höheren spezifischen Minderungen im Einzelfall, sondern vor allem zu verstärkten Sanierungsaktivitäten. Ausgehend von der Szenariophilosophie, kommt bei WI dem Strom im Heizungsbereich eine größere Bedeutung zu als in der Referenz. So werden die derzeit in rd. 6 % der Wohnfläche bestehenden Nachtspeicherheizungen dauerhaft weiter betrieben. Darüber hinaus erfolgt insbesondere nach 2020 eine signifikante Marktpenetration der elektrischen Wärmepumpe. Ihre Marktanteile liegen schließlich bei über 20 %. Der Einsatz erfolgt zunächst im Neubau, wo diese Beheizungsform in der Planung berücksichtigt werden kann. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums werden diese Marktanteile dann auch im Altbau erreicht. Insgesamt geht bei WI der Energieverbrauch für die Bereitstellung vom Raumwärme und Warmwasser zwischen 1998 und 2050 um 32,3 % zurück. In den Berechnungen des WI sind im Jahr 2050 die Einsparungen der Haushalte im Wärmebereich von 426,4 PJ gegenüber der Referenz mit Kosteneinsparungen von 2,5 Mrd EUR verbunden. Je Kilowattstunde Minderverbrauch sparen die Privaten Haushalte demnach knapp 2,1 Cent ein.

Bei den elektrischen Haushaltsgeräten werden im Rahmen der Effizienzsteigerungsstrategie im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix bei WI vor allem die besonders wirtschaftlichen Optionen wie z.B.

die Reduzierung der Stand-by-Verbräuche, die Verringerung der spezifischen Stromverbräuche der Beleuchtung und von Gefriergeräten etc. erschlossen. Absolut gesehen kommt es dadurch zu einer kontinuierlichen Abnahme der Stromnachfrage der elektrischen Haushaltsgeräte, die am Ende des Betrachtungszeitraums durch den Rückgang der Bevölkerungs- und Haushaltszahlen noch verstärkt wird. Dem Verbrauchsrückgang bei den Elektrogeräten wirkt allerdings der steigende Stromverbrauch für Beheizungszwecke entgegen. Die Effizienzsteigerungen führen dazu, dass der Stromverbrauch für den Betrieb der Elektrogeräte trotz steigender Geräteausstattung der Haushalte zwischen 1998 und 2050 bei IER um rund 35,2 % und bei WI um rund 41,3 % zurück geht.

Der gesamte Stromverbrauch der Privaten Haushalte liegt bei WI im Jahr 2050 um 9 % über dem Ausgangswert von 1998, während der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte im selben Zeitraum um 40,6 % zurück geht. Diese Unterschiede sind eine Folge der Substitution von Brennstoffen durch Strom. Noch stärker ausgeprägt ist diese Tendenz beim IER. Die Ausweitung des Stromverbrauchs zwischen 1998 und 2020 liegt bei 43,8 %, der Energieverbrauch insgesamt verringert sich dagegen um 34,7 %.

GHD

Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen verringert sich der Energieverbrauch zwischen 1998 und 2050 um 19,2 % (IER) bzw. 30,7 % (WI). Bis zum Jahr 2030 beträgt die Einsparung gegenüber dem Basisjahr 7,3 % (IER) bzw. 22,9 % (WI).

Die Substitution von Brennstoffen durch Strom spielt auch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen eine bedeutende Rolle. So werden bei IER verstärkt Wärmepumpen genutzt und eine aktivere Ökowatt-Strategie gefahren. Auch bei WI liegt im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix der Schwerpunkt der Klimaschutzmaßnahmen auf der Energieangebotsseite. Die hohe Stromerzeugung in grundlastfähigen Kernkraftwerken führt zu tendenziell niedrigen Strompreisen. Hierdurch werden Stromeinsparoptionen und Techniken zur Substitution von Strom durch andere Energieträger ökonomisch weniger attraktiv. Zudem gewinnen Stromanwendungen mit antizyklischer Zeitkomponente (z. B. Nachtspeicherheizungen) vermehrt an Bedeutung. Insgesamt führt dies zu einem verstärkten Einsatz von Wärmepumpen, elektrischen Öfen, Klimatisierungseinrichtungen, elektrischen Warmwasserbereitungsanlagen und Elektroheizungen.

Die bei WI im Sektor GHD realisierten Einsparungen bleiben im Rahmen der einzelwirtschaftlichen Einsparpotenziale. Mit den Einsparungen gegenüber der Referenz im Jahr 2050 in Höhe von 297,2 PJ sind Kosteneinsparungen von 1,9 Mrd EUR verbunden. Je Kilowattstunde Minderverbrauch werden knapp 2,2 Cent gespart.

Die Substitution von Brennstoffen durch Strom im GHD-Sektor als wichtiges Element der CO_2-Reduktionsstrategie äußert sich auch im Vergleich der Entwicklungen des Stromverbrauchs und des gesamten Endenergievebrauchs. Bei WI steigt der Stromverbrauch im Betrachtungszeitraum leicht an, im Jahr 2050 liegt er um 5,8 % höher als 1998, während der Endenergieverbrauch um 30,7 % absinkt. Beim IER ist die Substitutionsstrategie stärker ausgeprägt. Der Stromverbrauch übersteigt im Jahr 2050 den Ausgangswert um 38,4 %. Im selben Zeitraum sinkt der Endenergieverbrauch des Sektors GHD um 19,1 %.

Industrie

Der Energieverbrauch in der Industrie sinkt bis 2050 im Vergleich zu 1998 um 15,5 % (IER) bzw. 17,1 % (WI). Da die Industrieproduktion sich im selben Zeitraum mehr als verdoppelt ist dies gleichbedeutend mit einer Verringerung des spezifischen Verbrauchs um 54,6 % (IER) bzw. 62,4 % (WI).

Wie für den Sektor GHD gilt auch in der Industrie, dass die Anreize zur Energieeinsparung im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix weniger stark ausgeprägt sind. Ein wesentliches Element der THG-Reduktion ist bei WI und IER die Substitution von Brennstoffen durch Strom. Neben den beim GHD-Sektor genannten Optionen kommen in der Industrie zum Beispiel ORC-Anlagen oder auch elektrische Schweissanwendungen in Frage. In der Grundstoffchemie und in der Eisenschaffenden Industrie gewinnen Elektroprozesse gegenüber alternativen Produktionsverfahren, so beispielsweise in der Stahlherstellung (Elektrostahl) an Bedeutung. In den Rechnungen des WI bleiben die Maßnahmen zur THG-Reduktion in der Industrie im Rahmen der einzelwirtschaftlichen Einsparpotenziale. Mit den Einsparungen gegenüber der Referenz im Jahr 2050 in Höhe von 312,2 PJ sind Kosteneinsparungen von 208 Mio EUR verbunden. Je Kilowattstunde Minderverbrauch spart die Industrie rund 0,24 Cent ein.

Die größten absoluten Beiträge zur Energieeinsparung leisten bei IER die energieintensiven Branchen Verarbeitung von Steinen und Erden, die Grundstoffchemie und das Papiergewerbe. Allein diese drei Branchen tragen 56 % zur gesamten Verbrauchsminderung in der Industrie bei. Die größten Erfolge bei der Absenkung des spezifischen Energieverbrauchs weisen die NE-Metalle und Gießereien sowie die Steine-und-Erden-Industrie und das Papiergewerbe auf.

Insgesamt führen die Einsparmaßnahmen zwischen 1998 und 2050 bei IER und WI zu einer jahresdurchschnittlichen Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs um rund 1,9 %.

Die Bedeutung der Strategie, Brennstoffe durch Strom zu substituieren, wird auch in der Industrie beim Vergleich der Entwicklungen des gesamten Endenergieverbrauchs und des Stromverbrauchs

offensichtlich. Dies gilt für die Ergebnisse beider Institute, wobei die Substitutionsstrategie beim IER stärker ausgeprägt ist. Während der industrielle Endenergieverbrauch beim IER zwischen 1998 und 2050 um 15,5 % abnimmt, steigt der entsprechende Stromverbrauch um 38,4 %. Beim WI geht der Energieverbrauch um insgesamt 17,1 % zurück, der Stromverbrauch dagegen erhöht sich um 5,8 %.

Verkehr

Im Verkehrsbereich führen die Berechnungen von IER und WI zu größeren Unterschieden. Bis 2050 sinkt der Energieverbrauch hier um 21,4 % (IER) bzw. um 47,6 % (WI).

Im Wesentlichen sind diese Unterschiede auf zwei Einflussfaktoren zurück zu führen.

- Zum einen werden die technischen Einsparpotenziale bei WI weiter ausgeschöpft als bei IER. So liegt der Kraftstoffverbrauch der PKW-Flotte bei WI im Jahr 2050 um 32,6 % bei Benzinern und um 40,5 % bei Dieselfahrzeugen unter dem Wert des Referenzszenarios. Beim IER beträgt die durchschnittliche Absenkung gegenüber der Referenz knapp 11 %.
- Ähnlich ist es bei den LKW. Die Verbrauchsverminderung gegenüber den Referenzwerten liegt 2050 bei WI in einer Größenordnung von 40 %, beim IER sind es 3 %. Hinzu kommt, dass WI von einer Erhöhung der Auslastung der LKW um 15 % ausgeht, die durch verbessertes Flottenmanagement ermöglicht wird.

Grund für die vergleichsweise weit gehende Ausschöpfung der Einsparpotenziale in den WI-Berechnungen ist die Annahme, dass in einzelwirtschaftlicher Betrachtung die realen Anreize zur Ausschöpfung der verfügbaren Optionen gerade im Bereich des Verkehrs (hohe Abgaben und Steuern) sehr hoch sind. In den Rechnungen des IER, das nach gesamtwirtschaftlichen Kostenkriterien vorgeht, kommt dieser Effekt nicht zum Tragen.

Sowohl im Szenario des IER als auch beim WI kommen verstärkt alternative Antriebe zum Einsatz. Beim IER werden im motorisierten Individualverkehr vor allem auf Kurzstrecken Elektro-Pkw eingesetzt. Daneben kommen im ÖPNV Oberleitungsbusse zum Einsatz. Eine weitere wichtige Rolle im zukünftigen Verkehrssystem nimmt der Einsatz von Biodiesel ein, der sowohl im Individualverkehr als auch bei den LKW und bei den Binnenschiffen Verwendung findet. Wasserstoff spielt bei IER im Verkehrsbereich keine Rolle, da hier die Energiebereitstellungskette größere Verluste aufweist und die direkte Stromnutzung energetisch und bezüglich der THG-Minderungskosten günstiger ist. Eine Steigerung des Auslastungsgrades von Lkw wird bei IER nicht berücksichtigt.

Bei WI nimmt beim motorisierten Individualverkehr der Anteil von Dieselfahrzeugen (inkl. Biodiesel)

im Vergleich zu Benzin deutlich zu. Der größte Teil des Biodiesels wird – wie bei IER – importiert, da aufgrund der bestehenden Flächenkonkurrenzen (z. B. ökologischer Landbau) nur begrenzte Erzeugungsmöglichkeiten im Inland bestehen. Auch bei WI steigt im Zeitverlauf die Bedeutung von Stromanwendungen im Individualverkehr. Während im Referenzszenario bereits Anteile von 5 % im Jahr 2050 erreicht werden, liegt der Wert in diesem Szenario am Ende des Betrachtungszeitraums bei rund 9 %. Dabei beschränken sich die Stromanwendungen bei WI zur Vermeidung von Entladungsverlusten vor allem auf Fahrzeuge mit planbarem Fahreinsatz (z. B. Linienbusse, Lieferfahrzeugflotte der Post und Paketdienste im Nahverkehr sowie Stadtautos, die jeweils nur kurze Entfernungen zurücklegen). Im MIV oder im Güterverkehr spielen Elektrofahrzeuge keine größere Rolle. Übergangsweise gewinnt Erdgas, unterstützt durch steuerpolitische Maßnahmen, als Kraftstoff an Bedeutung und wird mit einem Marktanteil von knapp 10 % im motorisierten Individualverkehr im Jahr 2030 zu einer wichtigen Stütze des Verkehrssystems, wozu die ”Erdgas Mobil” Offensive verschiedener großer Mineralölunternehmen und der Gaswirtschaft beiträgt. Während zunächst spezifisch auf den Erdgasantrieb ausgerichtete Motoren zum Einsatz kommen, finden bei WI im späteren Zeitverlauf unter Einbeziehung der stationären Wasserstofferzeugung (zunächst Wasserstoff-Reformer an den Tankstellen und später dann Großelektrolyseure) vermehrt auch Brennstoffzellen-Fahrzeuge Verwendung. Auf eine mobile Reformierung im Fahrzeug selbst, die heute noch nicht hinreichend gelöst ist, kann so verzichtet werden. Spätestens nach 2040 sinkt der Erdgasanteil zugunsten des direkten Wasserstoffeinsatzes sukzessive wieder ab. Mit einem Anteil von 35 % im Bereich des MIV und rund 30 % im Güterverkehr hat Wasserstoff im Jahr 2050 bereits eine bedeutende Rolle als Treibstoff erreicht. Voraussetzung für die dargestellte Steigerung des Erdgas- und später dann auch des Wasserstoffanteils ist, dass mit innovativen Tanksystemen (z. B. flexible in die Hohlräume des Fahrzeugs optimal eingepaßte Tanks) ausreichend hohe Reichweiten erzielt werden können. Während der Erdgasanteil in der Aufbauphase der Infrastruktur im MIV erst sehr langsam ansteigt, geht WI davon aus, dass im Bereich des ÖSPV aufgrund geringerer Akzeptanzprobleme und begrenztem Aktionsradius (im Linienbusverkehr besteht keine Notwendigkeit einer europaweiten Versorgung mit Erdgas) ein schnellerer Ausbau möglich ist.

Hinzu kommt bei WI im Personenverkehr und im Güterfernverkehr eine leichte Veränderung des Modal Split zu Gunsten der Bahn und des ÖSPV (Personenverkehr) bzw. des Schifftransportes (Güterfernverkehr), wodurch auch der Stromverbrauch ansteigt. Insgesamt sind in den Berechnungen des WI im Jahr 2050 die Einsparungen gegenüber der Referenz im Verkehrssektor von 651 PJ (ohne Wasserstofferzeugung) mit Mehrkosten von 7,1 Mrd EUR verbunden. Jede eingesparte Kilowattstunde kostet demnach knapp 4 Cent.

Energieträgerstruktur des Endenergieverbrauchs

Die Veränderungen in den einzelnen Nachfragesektoren spiegeln sich im Einsatz der Endenergieträger wieder. Hier zeigen sich im Zeitablauf und im Vergleich zur Referenzentwicklung zum Teil recht starke Verschiebungen. Grundsätzlich gewinnen Strom und regenerative Energien an Bedeutung. Beim Strom spielt hierbei eine wichtige Rolle, dass er zum großen Teil CO_2-frei in Kernkraftwerken erzeugt wird. Bei IER nimmt zudem der Anteil der Fernwärme zu. Bei WI gewinnt zum Ende des Betrachtungszeitraums Wasserstoff als CO_2-freier Energieträger Marktanteile, im Jahr 2050 deckt er 14,8 % des Endenergiebedarfs

Der markante Rückgang des Mineralölverbrauchs ist zum einen auf die Energieeinsparungen in den Nachfragesektoren zurück zu führen, zum anderen auf die Substitution von Öl durch Strom. Deutlich sichtbar werden im Vergleich der Ergebnisse von IER und WI die unterschiedlichen Entwicklungen im Verkehrssektor. Dies zeigt sich insbesondere im Ölverbrauch, der im Jahr 2050 bei IER einen Wert von 1715 PJ aufweist, während er bei WI auf 1049 PJ sinkt. Größere Differenzen gibt es auch beim Gas. Hier werden in den IER-Berechnungen im Jahr 2050 (inkl. Methanol) noch 771 PJ von den Endverbrauchssektoren nachgefragt, beim WI sind es 1327 PJ.

Die Nutzung der regenerativen Energien wird im Betrachtungszeitraum deutlich ausgeweitet. Im Jahr 2050 ist der entsprechende Verbrauch um beinahe mehr als 6 Mal (IER unter Einbeziehung der genutzten Umgebungswärme) bzw. 4 Mal (WI ohne Umgebungswärme) so hoch wie im Jahr 1998. Die regenerativen Energien tragen im Jahr 2050 mit 14,7 % (IER) bzw. 12 % (WI) zur Deckung des Endenergiebedarfs bei.

Der Stromverbrauch steigt bis zwischen 1998 und 2050 bei IER um 54,7 %, bei WI um 5,5 %. Damit erhöht sich der Deckungsbeitrag des Stroms am Endenergiebedarf von 18 % im Jahr 1998 auf 36,4 % (IER) bzw. 29,2 % (WI) im Endjahr der Betrachtung. Der Anteil der Nah- und Fernwärme liegt 2050 bei 10,5 % (IER) bzw. 3,9 % (WI), im Basisjahr 1998 waren es 3,3 %.

Abbildung 5.3-2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern, in EJ

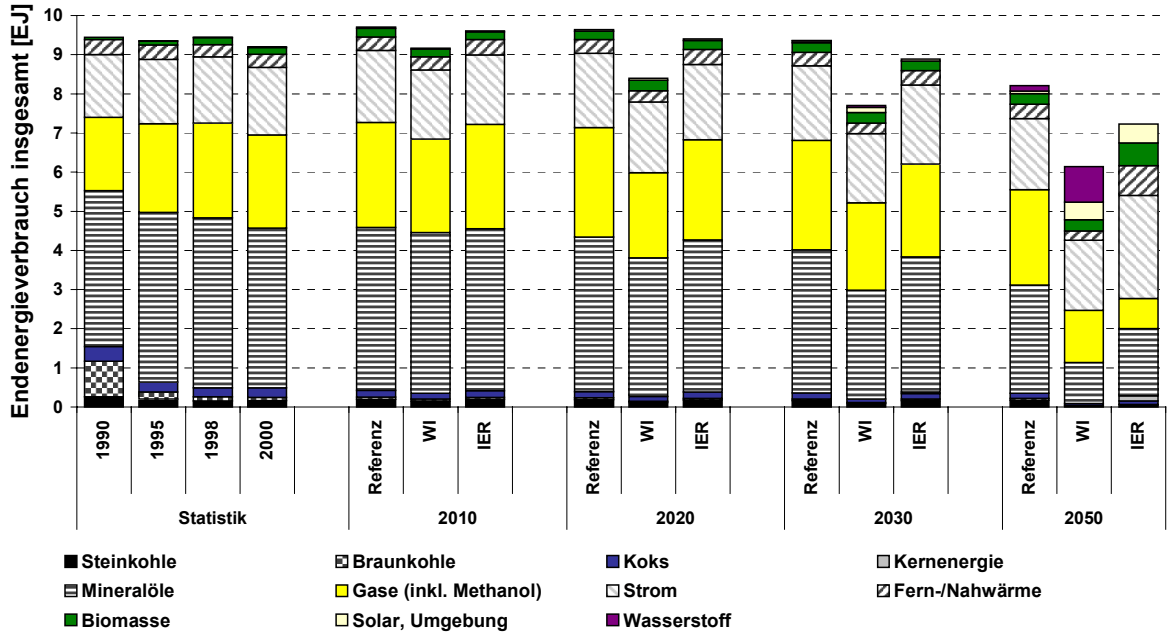


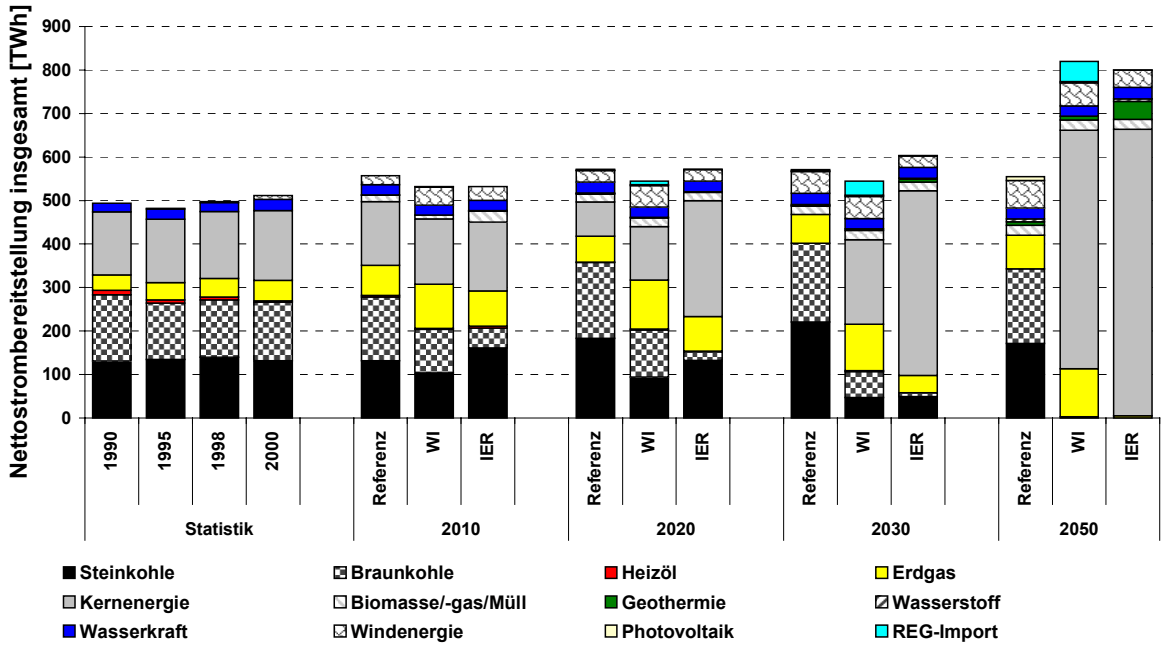
Tabelle 5.3-2: Endenergieverbrauch Strom nach Sektoren, in TWh, Anteile in %

	1998	2010 IER	2010 WI	2030 IER	2030 WI	2050 IER	2050 WI
Endenergieverbrauch Strom nach Sektoren, TWh							
Industrie	198.9	220.1	217.3	237.4	227.3	348.1	215.8
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	126.4	136.2	139.5	157.1	138.9	174.9	135.1
Haushalte	130.6	119.0	119.2	139.9	101.0	143.8	109.0

Tabelle 5.3-3: Nettostrombereitstellung nach Energieträgern, in TWh, Anteile in %

	1998	2010	2010	2030	2030	2050	2050
		IER	WI	IER	WI	IER	WI
Nettostrombereitstellung nach Energieträgern, TWh							
Steinkohle	139.7	161.2	103.8	48.6	46.8	0.0	0.0
Braunkohle	131.8	45.8	99.6	9.7	59.4	0.0	0.0
Kernenergie	153.1	158.3	150.6	424.2	193.9	659.0	548.6
Heizöl	6.3	3.8	2.3	0.0	2.8	0.0	3.2
Erdgas	43.4	81.2	101.7	40.0	106.7	4.6	109.9
Wasserkraft	21.1	23.4	22.5	25.3	23.3	25.7	23.3
Windenergie	2.0	31.5	42.3	26.8	51.2	39.8	52.8
Photovoltaik	0.0	0.3	1.0	0.7	2.7	0.6	3.7
Geothermie	0.0	0.4	0.2	6.9	4.0	41.3	9.5
Wasserstoff	0.0	0.7	0.0	1.8	0.0	6.4	0.0
Biomasse/-gas/Müll	0.0	25.3	8.4	19.6	21.4	23.1	23.1
REG-Import	0.0	0.0	0.0	0.0	32.3	0.0	45.7
Summe	**497.4**	**532.0**	**532.5**	**603.6**	**544.4**	**800.3**	**819.7**
Nettostrombereitstellung nach Energieträgern, Anteile in %							
Steinkohle	28.1	30.3	19.5	8.1	8.6	0.0	0.0
Braunkohle	26.5	8.6	18.7	1.6	10.9	0.0	0.0
Kernenergie	30.8	29.8	28.3	70.3	35.6	82.3	66.9
Heizöl	1.3	0.7	0.4	0.0	0.5	0.0	0.4
Erdgas	8.7	15.3	19.1	6.6	19.6	0.6	13.4
Wasserkraft	4.2	4.4	4.2	4.2	4.3	3.2	2.8
Windenergie	0.4	5.9	8.0	4.4	9.4	5.0	6.4
Photovoltaik	0.0	0.1	0.2	0.1	0.5	0.1	0.4
Geothermie	0.0	0.1	0.0	1.1	0.7	5.2	1.2
Wasserstoff	0.0	0.1	0.0	0.3	0.0	0.8	0.0
Biomasse/-gas/Müll	0.0	4.8	1.6	3.2	3.9	2.9	2.8
REG-Import	0.0	0.0	0.0	0.0	5.9	0.0	5.6
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Abbildung 5.3-4: Nettostrombereitstellung nach Energieträgern, in TWh



Nukleare Stromerzeugung

Den Vorgaben zufolge ist im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix ein Ausbau der Kernenergie ab 2010 zulässig. Diese Option zur THG-Minderung wird sowohl von IER als auch von WI wegen ihrer vergleichsweise niedrigen direkten CO_2-Minderungskosten intensiv genutzt. So sind im Jahr 2050 bei IER 60 Kernkraftwerke im Einsatz (91,8 GW), bei WI 52 Anlagen (80,2 GW). Bei IER werden rund 11 % des von Kernkraftwerken bereit gestellten Stroms gekoppelt erzeugt. Die Wärme wird in heute bestehende größere Fernwärmenetze eingespeist oder direkt in der Industrie genutzt. Bei WI spielen Kernkraftwerke für die Wärmeversorgung keine Rolle. Ein Teil der Anlagen wird aber dazu genutzt, um elektrolytisch Wasserstoff zu erzeugen.

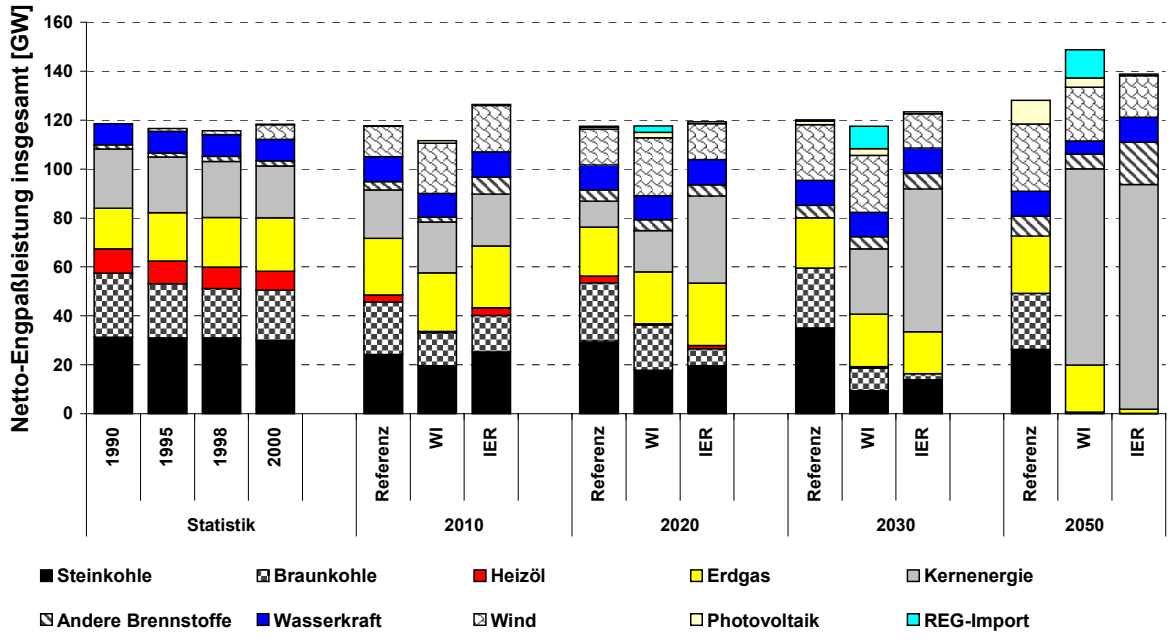
Kohlestromerzeugung

Kohlekraftwerke verlieren für die Stromerzeugung zunehmend an Bedeutung, größere neue Anlagen werden nicht mehr errichtet. In Folge dessen geht die Kohleverstromung bis zum Jahr 2050 auf Null zurück. Im Jahr 2030 liegt der Beitrag der Kohle zur Stromversorgung noch bei rund 20 % (WI) bzw. 10 % (IER).

Tabelle 5.3-4: Stromerzeugungskapazitäten, in GW, Anteile in %

	1998	2010 IER	2010 WI	2030 IER	2030 WI	2050 IER	2050 WI
Stromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern, GW							
Steinkohle	31.0	25.3	19.6	13.8	9.4	0.1	0.0
Braunkohle	20.2	14.8	13.5	2.5	9.2	0.0	0.0
Heizöl	8.8	3.3	0.5	0.0	0.6	0.0	0.6
Erdgas	20.2	25.2	24.1	17.2	21.5	1.7	19.3
Kernenergie	22.9	21.3	20.8	58.4	26.7	91.8	80.2
Wasserkraft	8.9	10.3	9.7	10.3	9.9	10.3	5.4
Wind	1.5	19.0	20.6	14.1	23.3	16.9	22.0
Photovoltaik	0.0	0.4	1.1	0.8	2.8	0.7	3.7
Andere Brennstoffe	2.1	6.9	1.9	6.3	5.0	17.3	6.1
REG-Import	0.0	0.0	0.0	0.0	9.2	0.0	11.4
Summe	**115.6**	**126.4**	**111.6**	**123.4**	**117.5**	**138.8**	**148.7**
Stromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern, Anteile in %							
Steinkohle	26.8	20.0	17.6	11.2	8.0	0.1	0.0
Braunkohle	17.4	11.7	12.1	2.0	7.8	0.0	0.0
Heizöl	7.6	2.6	0.4	0.0	0.5	0.0	0.4
Erdgas	17.5	19.9	21.6	13.9	18.3	1.2	13.0
Kernenergie	19.8	16.8	18.6	47.3	22.8	66.1	53.9
Wasserkraft	7.7	8.1	8.7	8.3	8.4	7.4	3.6
Wind	1.3	15.1	18.4	11.4	19.8	12.2	14.8
Photovoltaik	0.0	0.3	1.0	0.6	2.4	0.5	2.5
Andere Brennstoffe	1.8	5.5	1.7	5.1	4.2	12.5	4.1
REG-Import	0.0	0.0	0.0	0.0	7.8	0.0	7.7
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Abbildung 5.3-5: Stromerzeugungskapazitäten, in GW



Erdgasstromerzeugung

Erdgas hat im Szenario des WI in der Stromerzeugung bis 2050 eine wichtige Bedeutung. Aus Kostengründen - für den Einsatz der Kernenergie im Mittellastbereich (< 5.500 h/a) bestehen stärkere Konkurrenzbeziehungen - aber auch vor dem Hintergrund einer hinreichenden Diversifizierung des Energieangebotes kommen bei WI außerhalb der Grundlast vor allem Erdgas-GUD-Anlagen (inkl. KWK-Anlagen) zum Einsatz. Bis 2030 werden aus Erdgaskraftwerken rund 107 TWh Strom bereit gestellt, 2050 sind es 110 TWh. Da bei IER auch Wärme aus nuklearer KWK bereitgestellt wird, wird die Erdgasverstromung hier vollständig verdrängt.

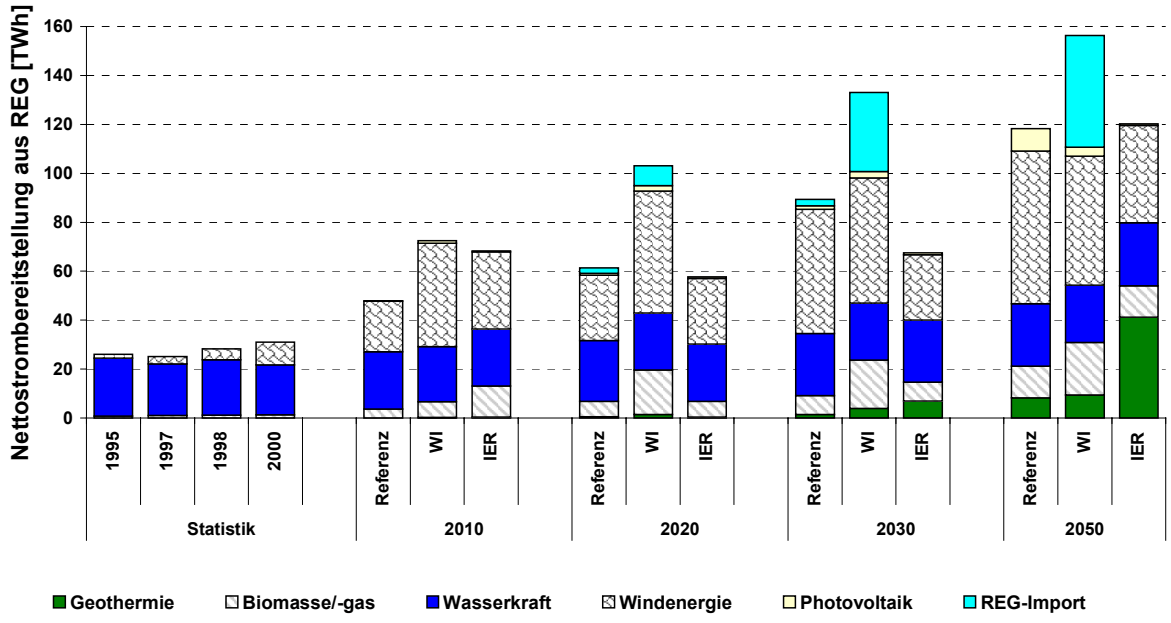
Stromerzeugung aus regenerativen Energien

Die erneuerbaren Energien stellen im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix neben der Kernenergie eine wichtige Quelle für die Stromerzeugung dar. Insgesamt sind im Jahr 2050 im Szenario des WI einschließlich der Anlagen im Ausland, aus denen regenerativer Strom importiert wird, 49 GW zur regenerativen Stromerzeugung installiert, bei IER sind es 43 GW und damit weniger als in der Referenz. Diese Anlagen erzeugen dann einschließlich der Importe 156,3 TWh (WI) bzw. 120,2 TWh (IER) Strom. Damit steigt der Anteil des REG-Stroms (einschließlich des aus Müll erzeugten Stroms) von knapp 5 % im Basisjahr 1998 auf 19,3 % (WI) bzw. 15,0 % (IER) im Jahr 2050.

Tabelle 5.3-5: Nettostrombereitstellung aus REG, in TWh, Anteile in %

	1998	2010	2010	2030	2030	2050	2050
		IER	WI	IER	WI	IER	WI
Nettostrombereitstellung aus REG nach Energieträgern, TWh							
Wasserkraft	22.6	23.4	22.5	25.3	23.3	25.7	23.3
Windenergie	4.5	31.5	42.3	26.8	51.2	39.8	52.8
Photovoltaik	0.0	0.3	1.0	0.7	2.7	0.6	3.7
Geothermie	0.0	0.4	0.2	6.9	4.0	41.3	9.5
Biomasse/-gas	1.1	12.6	6.4	7.8	19.7	12.9	21.4
REG-Import	0.0	0.0	0.0	0.0	32.3	0.0	45.7
Summe	**28.3**	**68.3**	**72.5**	**67.5**	**133.1**	**120.2**	**156.3**
Nettostrombereitstellung aus REG nach Energieträgern, Anteile in %							
Wasserkraft	80.0	34.3	31.0	37.5	17.5	21.4	14.9
Windenergie	15.9	46.1	58.4	39.7	38.4	33.1	33.8
Photovoltaik	0.1	0.5	1.4	1.1	2.0	0.5	2.3
Geothermie	0.0	0.6	0.3	10.2	3.0	34.3	6.0
Biomasse/-gas	4.0	18.5	8.9	11.5	14.8	10.7	13.7
REG-Import	0.0	0.0	0.0	0.0	24.2	0.0	29.2
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Abbildung 5.3-6: Nettostrombereitstellung aus REG, in TWh



Während der Ausbau der Windenergie in etwa dem Referenzszenario vergleichbar ist, wird bei IER insbesondere die geothermische Stromerzeugung deutlich ausgebaut, beim WI nehmen die REG-Stromimporte stark zu.

Bei der Windenergie resultiert die Steigerung bei WI vor allem aus dem Ersatz bestehender Windenergieanlagen durch Anlagen mit größerer Leistung, so dass aufgrund der sich weiter entwickelnden Technologie auf gleicher Fläche ein deutlich höherer Ertrag erwirtschaftet werden kann, was eine kostengünstige Option darstellt. IER geht ebenfalls davon aus, dass die Standorte, die gegenwärtig bereits erschlossen sind und ausreichend hohe jahresmittlere Windgeschwindigkeiten aufweisen, mit effizienteren, größeren Neuanlagen bestückt werden. Bei Standorten mit Windgeschwindigkeiten von 4,5 m/s und darunter, die derzeit im Rahmen des EEG auch mit erschlossen werden, erscheint unter den Bedingungen des Szenarios Fossil-nuklearer Energiemix ein Festhalten am Standort nicht sinnvoll. Zu Ende des Betrachtungszeitraumes wirkt bei IER der Druck zur THG-Minderung förderlich für die Windenergie.

Die Stromerzeugung aus Biomasse verzeichnet bei WI aufgrund der heute durch EEG und Biomasseverordnung günstig geprägten Ausgangsbedingungen vor allem in den ersten beiden Jahrzehnten des Betrachtungszeitraums deutliche Zuwächse. Diese positive Entwicklung wird im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix in Grenzen fortgeschrieben, wobei kostenbedingt insbesondere auf den großflächigen Anbau von Energiepflanzen verzichtet wird. Eine nennenswerte Zunahme des Biomassebeitrags zur Stromerzeugung wird bei WI 2020 auch dadurch erreicht, dass ältere bestehende Anlagen

dann durch neuere Kraftwerke mit deutlich höherer Brennstoffausnutzung ersetzt werden. Die Stromerzeugung in Biomasse-Kraftwerken steigt von heute 1,2 TWh (Stand 2000) über 6,4 TWh in 2010 und 18,3 TWh im Jahr 2020 auf über 21 TWh im Jahr 2050 an. Bei IER wird die Biomasse zur Stromerzeugung im Ausmaß der Referenzentwicklung genutzt, die Erzeugung liegt 2050 bei 12,9 TWh.

Dagegen wird bei IER die Geothermie gegen Ende des Betrachtungszeitraumes deutlich ausgebaut, da sie aufgrund der vorgegebenen Entwicklung bei den Investitionskosten dann eine interessante Option zur THG-Minderung darstellt. Dabei erfolgt eine Nutzung der HDR-Technologie sowohl in Kraft-Wärme-Kopplung als auch zur reinen Stromerzeugung. Aus Geothermie werden im Jahr 2050 rund 13 TWh gekoppelt und weitere 29 TWh elektrischer Strom ungekoppelt erzeugt. Bei WI erfolgt der Ausbau der Geothermie dem gegenüber deutlich langsamer. Im Jahr 2050 werden hier 9,5 TWh Strom bereit gestellt.

Die Photovoltaik, die im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix nach Auslaufen der öffentlichen Förderprogramme wieder auf das freiwillige Engagement der privaten Verbraucher angewiesen ist, wird bei WI und IER nur sehr verhalten und langsamer als in der Referenz ausgebaut. WI geht davon aus, dass die Zubauraten von 100 MW/a im Jahr 2010 über 150 MW/a im Jahr 2020 lediglich auf 200 MW/a im Jahr 2050 ansteigen. Da dieser Zuwachs aus wirtschaftlichen Gründen von allein nicht ausgelöst wird, ist nach Einschätzung des WI eine weitergehende staatliche Förderung notwendig, die mit Blick auf die Exportmärkte und die Stärkung innovativer Technologien am Standort Deutschland konform mit den für das Szenario Fossil-nuklearer Energiemix gesetzten Rahmenbedingungen ist. Die Photovoltaik bleibt bei WI aber auch im Jahr 2050 mit einer Stromerzeugung von 3,7 TWh energiewirtschaftlich von untergeordneter Bedeutung. Bei IER wird unterstellt, dass im Inland nur Demoanlagen errichtet werden, um Exportmärkte zu erschließen, die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen liegt 2050 bei nur 0,6 TWh.

Die Potenziale zur Stromerzeugung aus Wasserkraft sind bereits heute weitgehend ausgeschöpft. Entsprechend nimmt die Erzeugung im Betrachtungszeitraum nur wenig zu. Mit 25,7 TWh (IER) bzw. 23,3 TWh (WI) spielt die Wasserkraft im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix unter den regenerativen Energien im Jahr 2050 allerdings eine wichtige Rolle.

Der Import von Strom, der im Ausland auf Basis regenerativer Energien erzeugt wird, gewinnt bei WI nach 2020 zusehends an Bedeutung. Mit Stromerzeugungskosten im Bereich von 7,3 Pf/kWh (inklusive Übertragung frei deutsche Grenze) kommt dabei bei WI vor allem dem Import von Windenergiestrom aus den Nachbarländern eine wesentliche Bedeutung zu. Bis zum Jahr 2030 (2020) wird bei WI dem entsprechend vom Aufbau einer windenergiebasierten Importinfrastruktur bis auf knapp 28,9

TWh (7,4 TWh) ausgegangen. Dies entspricht etwa der Hälfte des bis zum Jahr 2050 als ausschöpfbar eingestuften Potenzials. Die bis dahin installierten Anlagen bleiben im Wesentlichen bis zum Ende des Betrachtungszeitraums für den Import nach Deutschland erhalten, so dass der Import von Windstrom bis zum Jahr 2050 auf etwa 34,1 TWh ansteigt. Ein weiter gehender Ausbau des Windenergiestromimportes erfolgt bei WI nicht, jedoch kommt es zu einem Ersatz abgängiger Anlagen. Der wesentliche Grund hierfür ist in der ab diesem Zeitpunkt gegebenen Verfügbarkeit eines fast genauso kostengünstigen Imports von Strom aus solarthermischen Kraftwerken zu sehen, der zu einer Erweiterung der Energiebasis beitragen kann. Aus Gesichtspunkten der Diversifizierung des Energieangebots wird bis zum Jahr 2050 (2030) mit 11 TWh (3,4 TWh) eine relevante Menge Strom aus dem Süden Europas importiert, allerdings immer noch deutlich weniger als zwanzig Jahre vorher bereits aus den umliegenden nördlichen Nachbarländern.

In den Berechnungen des IER spielt der Import von REG-Strom (Wasserkraft aus dem Norden) im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix vorübergehend bis 2030 eine – untergeordnete – Rolle.

KWK-Stromerzeugung

Die Kraft-Wärme-Kopplung hat im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix eine geringere Bedeutung als in der Referenz. Insgesamt werden in KWK im Jahr 2050 bei IER 108,5 TWh_{el} erzeugt, bei WI 135,5 TWh_{el}.

Bei IER werden Biomasse-Kraftwerke wie auch die Erdgas-(Heiz-)Kraftwerke überwiegend in KWK betrieben, so dass im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix die KWK-Strommenge zunächst um 4 bis 15 TWh höher liegt als im Referenzszenario. Damit einher geht eine deutliche Anhebung der Nah- und Fernwärmeerzeugung sowie der Objektversorgung. Längerfristig werden bei IER die heutigen größeren Fernwärmenetze durch nukleare KWK-Anlagen beliefert. Die Geothermie- aber insbesondere die Biomasse-Anlagen sind dann in der Regel in der Nahwärme- und Objektversorgung zu finden.

Tabelle 5.3-6: Nettostromzeugung aus KWK nach Energieträgern, in TWh, Anteile in %

	1998	2010	2010	2030	2030	2050	2050
		IER	WI	IER	WI	IER	WI
Nettostromerzeugung aus KWK nach Energieträgern, TWh							
Steinkohle	22.5	20.8	32.2	17.5	27.6	0.0	0.0
Braunkohle	8.7	1.7	13.3	0.0	8.4	0.0	0.0
Mineralöle	3.5	2.3	4.6	0.0	2.8	0.0	3.2
Erdgas	35.5	36.9	55.8	38.4	87.2	1.9	109.3
Müll	1.8	5.4	2.0	5.7	1.7	4.9	1.6
Andere Brennstoffe	0.6	13.5	6.4	16.9	19.7	101.7	21.4
Summe	**72.6**	**80.6**	**114.3**	**78.5**	**147.4**	**108.5**	**135.5**
Nettostromerzeugung aus KWK nach Energieträgern, Anteile in %							
Steinkohle	31.0	25.8	28.2	22.3	18.7	0.0	0.0
Braunkohle	12.0	2.1	11.6	0.0	5.7	0.0	0.0
Mineralöle	4.8	2.9	4.0	0.0	1.9	0.0	2.4
Erdgas	48.9	45.8	48.8	48.9	59.2	1.8	80.7
Müll	2.5	6.7	1.7	7.3	1.2	4.5	1.2
Andere Brennstoffe	0.8	16.7	5.6	21.5	13.4	93.7	15.8
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Bei WI kommt es - aus Kostengründen und angestoßen durch die Selbstverpflichtungserklärung zum Klimaschutz der deutschen Industrie - vor allem in den ersten Jahren des Betrachtungszeitraums zu einer Modernisierungsoffensive bei den bestehenden KWK-Anlagen der industriellen Eigenversorgung. In vielen dieser Anlagen wird durch Ertüchtigung und später auch durch Ersatzmaßnahmen eine signifikante Erhöhung der Stromkennzahl realisiert. Dabei werden bei WI die KWK-Anlagen im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix vor allem als Entnahme-Kondensationskraftwerke auf Erdgasbasis ausgeführt bzw. umgerüstet, damit sie flexibler auf die schwankende Wärme- und Stromnachfrage reagieren können. Im beschränkten Umfang ist dieser Prozess mit einer weiteren Verdichtung in den fernwärmeversorgten Gebieten verbunden.

Vergleichbare Maßnahmen werden - allerdings in deutlich geringerem Umfang - bei den öffentlichen Heizkraftwerken erwartet. Dabei werden vor allem an bestehenden KWK-Standorten Ertüchtigungen und Modernisierungen durchgeführt. Aufgrund der wachsenden Konkurrenz durch neue große Kondensationskraftwerke der Elektrizitätsunternehmen erfolgt der Ersatz industrieller Heizwerke durch Heizkraftwerke nur im beschränkten Umfang und vor allem dort, wo noch Potenzial für die Errichtung größerer Anlagen (>200 MW_{el}) besteht, die im Wettbewerbsmarkt mit der Kondensationsstromerzeugung und hinsichtlich der resultierenden Treibhausgasminderungskosten auch gegenüber anderen Klimaschutzmaßnahmen gut bestehen können. Bis zum Jahr 2010 kommt es bei WI zudem zu einem weiteren moderaten Ausbau von Blockheizkraftwerken, die vor allem von privaten Verbrau-

chern (KMU, Wohnungsbaugesellschaften) errichtet werden. Wenn der Bezug von Strom von Außen den entstehenden Kosten entgegengerechnet wird, liegen gerade hier interessante wirtschaftliche Einsatzbedingungen vor. Die Anstöße für den Ausbau der BHKW sind aber seitens der Energiewirtschaft insgesamt gering. Durch die ausbleibende Multiplikatorwirkung der Branche bleiben die jährlichen Zuwachsraten auf maximal 75 MW/a beschränkt.

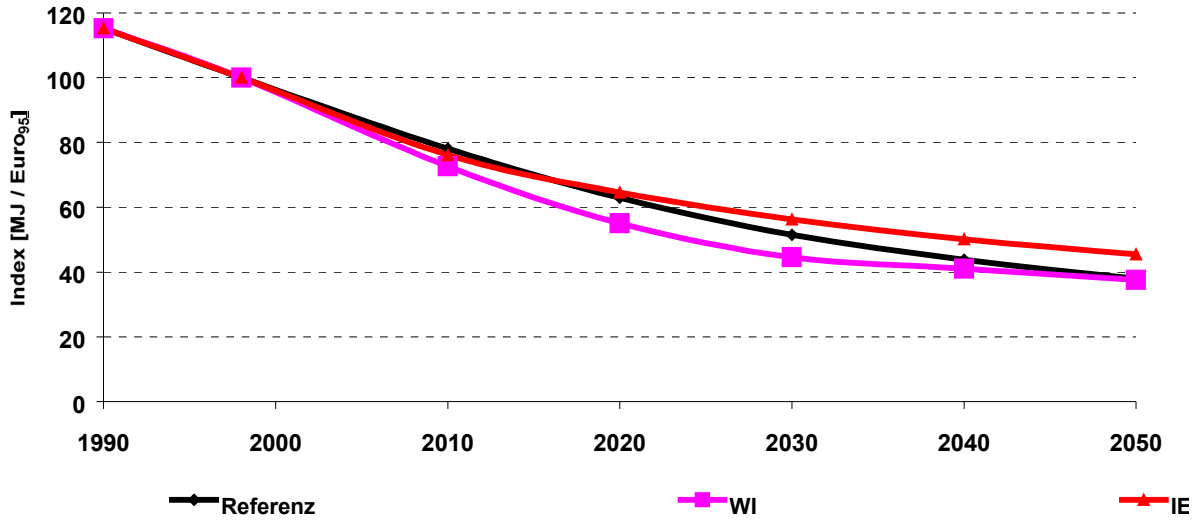
Vor allem nach 2020 stoßen bei WI zunehmend Brennstoffzellenanlagen in den BHKW-Markt vor und öffnen ihn zu kleinen Leistungseinheiten. Die Haupteinsatzgebiete der Kleinstanlagen bis zu 5 kW_{el}, liegen anfangs im Mehrfamilienhausneubau, später auch im Gebäudebestand. Mit Stromgestehungskosten im Bereich von 7,5 Cent/kWh ist für die Eigenstromerzeugung der Wirtschaftlichkeitsbereich (einzelwirtschaftliches Kalkül) etwa ab dem Jahr 2020 erreicht. Aufgrund des innovativen Charakters von Brennstoffzellen ist nach Einschätzung von WI eine limitierte staatliche Anschubförderung für die Entwicklung des Marktes auch unter den Bedingungen des Szenarios Fossil-nuklearer Energiemix möglich. Vor allem im Neubaubereich teilen sich Brennstoffzellen den Markt mit den an Bedeutung gewinnenden elektrischen Wärmepumpen, wodurch die Zuwachsraten insgesamt begrenzt bleiben und von WI auf maximal 45 MW/a abgeschätzt wird. Aufgrund der im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix vermutlich offensiveren Preispolitik der Stromerzeugungsunternehmen sind bei WI Einsatzmöglichkeiten von Brennstoffzellen und BHKW jenseits der Eigenstromerzeugung kaum gegeben. Die KWK-Stromerzeugung basiert bei WI maßgeblich auf dem Energieträger Erdgas. Darüber hinaus kommen biogene Energieträger als Brennstoffe zum Einsatz. Eine Auskopplung von Wärme aus Kernkraftwerken wurde bei WI im Rahmen dieses Szenarios nicht unterstellt, da diese Anlagen aus Akzeptanzgründen verbraucherfern installiert werden dürften, was eine Fernwärmebereitstellung ökonomisch wenig interessant machen dürfte.

Primärenergieverbrauch

Sämtliche Veränderungen auf der Nachfrageseite wie auch im Bereich der Energieumwandlung schlagen sich in der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nieder. Insgesamt verringert sich der Primärenergieverbrauch, ermittelt nach der Wirkungsgradmethode, im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix zwischen 1998 und 2050 um 6,2 % (IER) bzw. 22,5 % (WI). Er liegt damit bei WI etwa auf dem Niveau des Referenzszenarios, bei IER um 20 % darüber.

Dies ist gleichbedeutend mit einer Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs, gemessen als PJ je Einheit BIP, im Betrachtungszeitraum um 54,6 % (IER) bzw. 62,4 % (WI). Im Referenzszenario beträgt der entsprechende Wert 62,1 %.

Abbildung 5.3-7: Spezifischer Primärenergieverbrauch (MJ/Euro BIP), Index, 1998=100



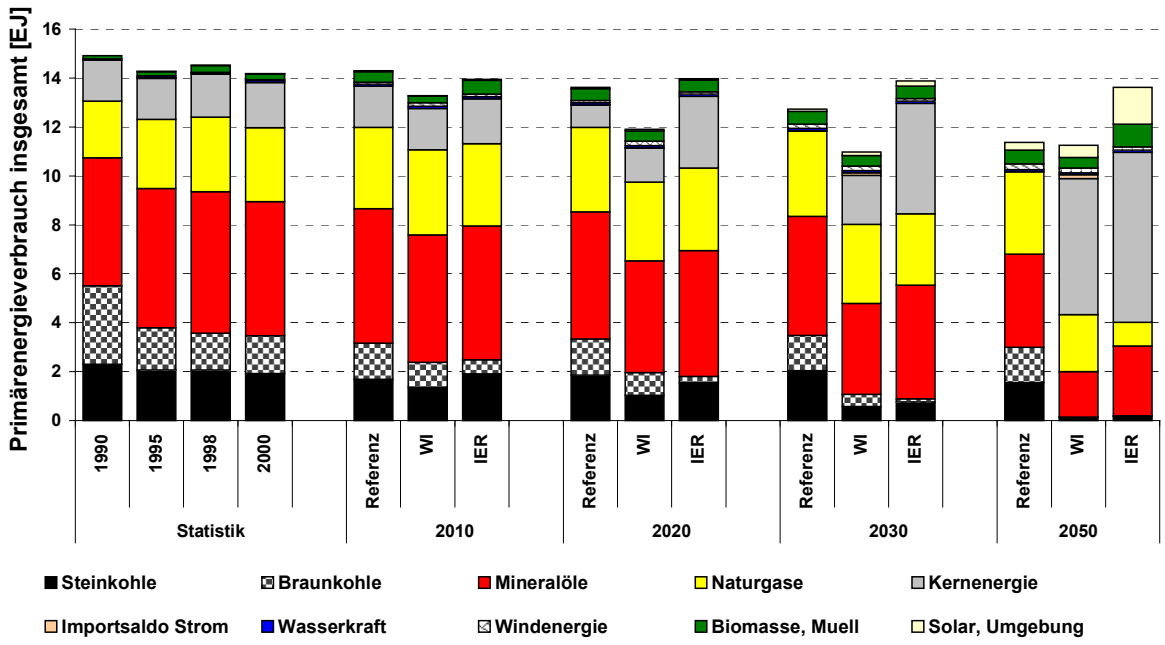
Zwischen den einzelnen Energieträgern gibt es erhebliche Strukturverschiebungen. Die Kernenergie erfährt im Zeitablauf eine zunehmende Bedeutung und dominiert im Jahr 2050 mit rund 50 % den Primärenergieverbrauch. Der Kohleeinsatz geht zusehends zurück und beschränkt sich 2050 weitgehend auf technische Prozesse, in denen Kohle benötigt wird (Oxigenstahlerzeugung). Stark rückläufig ist bei WI der Verbrauch von Mineralöl, bei IER von Erdgas. Diese beiden fossilen Energieträger haben im Jahr 2050 mit rund 4.000 PJ noch einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 37 % (WI) bzw. 28 % (IER). Der Anteil der regenerativen Energieträger nimmt einschließlich der REG-Importe von 2,5 % im Jahr 1998 auf 19,5 % (IER unter Einbeziehung der Umgebungswärme) bzw. 12,2 % (WI ohne Umgebungswärme) zu.

Im Zuge dieser Entwicklung erhöht sich die Abhängigkeit von Energieimporten von 73,4 % im Basisjahr auf 82,3 % (IER) bzw. 88,2 % (WI) im Jahr 2050. Dazu trägt insbesondere der Ausbau der Kernenergienutzung, die in der Energiebilanz als Importenergieträger bewertet wird, bei.

Tabelle 5.3-7: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, in PJ, Anteile in %

	1998	2010 IER	2010 WI	2030 IER	2030 WI	2050 IER	2050 WI
Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, PJ							
Steinkohle	2'059	1'913	1'351	756	580	172	121
Braunkohle	1'514	570	1'033	126	497	20	19
Kernenergie	1'762	1'828	1'694	4'514	1'994	6'950	5'563
Mineralöle	5'775	5'469	5'208	4'656	3'707	2'850	1'869
Naturgase	3'048	3'372	3'474	2'917	3'239	968	2'313
Importsaldo Strom	0	0	0	0	116	0	164
Wasserkraft	63	84	81	91	84	93	84
Windenergie	17	113	152	96	184	143	190
Biomasse, Muell	271	555	270	519	426	917	433
Solar, Umgebung	12	43	21	213	152	1'504	498
Summe	**14'521**	**13'947**	**13'284**	**13'889**	**10'980**	**13'616**	**11'255**
Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, Anteile in %							
Steinkohle	14.2	13.7	10.2	5.4	5.3	1.3	1.1
Braunkohle	10.4	4.1	7.8	0.9	4.5	0.1	0.2
Kernenergie	12.1	13.1	12.8	32.5	18.2	51.0	49.4
Mineralöle	39.8	39.2	39.2	33.5	33.8	20.9	16.6
Naturgase	21.0	24.2	26.2	21.0	29.5	7.1	20.6
Importsaldo Strom	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	1.5
Wasserkraft	0.4	0.6	0.6	0.7	0.8	0.7	0.7
Windenergie	0.1	0.8	1.1	0.7	1.7	1.1	1.7
Biomasse, Muell	1.9	4.0	2.0	3.7	3.9	6.7	3.9
Solar, Umgebung	0.1	0.3	0.2	1.5	1.4	11.0	4.4
Summe	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Abbildung 5.3-8: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, in EJ



Sonstige Umwelteffekte

Bei IER und WI wird neben der Emission von Treibhausgasen auch der Ausstoß anderer Schadgase deutlich gemindert. Die NO_x- und CO-Emissionen verringern sich zwischen 1998 und 2050 um rund 75%, die Staub-Emissionen weisen einen Rückgang von fünf Sechsteln auf. Die SO_2-Emissionen betragen 2050 noch rund 10% des Ausgangswertes im Jahr 1998. Damit werden diese Schadstoffe weitaus stärker reduziert, als dies im Referenzszenario der Fall ist. Maßgeblich ist hierfür vor allem die Veränderung des Primärenergieträgermix zu Gunsten der nuklearen Strom- und Wasserstofferzeugung (WI) bzw. der nuklearen Strom sowie Fern- und Nahwärme und Wasserstofferzeugung (IER).

Die Flächeninanspruchnahme im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix liegt unterhalb des Vergleichswertes der Referenzentwicklung, da im geringerem Umfang flächenintensive Technologie (Windenergie und vor allem Photovoltaik) zugebaut werden. Gleichermaßen gilt dies auch für den Einsatz von Erzen für die Anlagenherstellung, der insbesondere für die photovoltaische Stromerzeugung spezifisch hohe Werte aufweist.

Durch die stark ausgeweitete Nutzung der Kernenergie entsteht in diesem Szenario deutlich mehr radioaktiver Abfall als im Referenzfall, in dem der Abfall durch den Ausstieg aus der Kernenergienutzung nach und nach zurück geht. Bis zum Jahr 2050 nehmen die Mengen hochradioaktiven, wärmeentwickelnden Abfalls bei IER auf mehr als das Vierfache, bei WI auf das Dreieinhalbfache des Niveaus im Jahr 1998 zu.

Tabelle 5.3-8: Entwicklung der radioaktiven Abfälle

	1998	2010	2030	2050
IER				
Radioaktive Abfälle (m^3/a)				
mit hoher Wärmeentwicklung	182,2	188,5	505,1	784,5
mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung	1'669,3	1'727,4	4'628,1	7'188,6
WI				
Radioaktive Abfälle (m^3/a)				
mit hoher Wärmeentwicklung	182,2	179,3	230,8	653,1
mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung	1'669,3	1'654,6	2'130,6	6'028,8

Kosten der THG-Minderung

Mit der Verringerung der THG-Emissionen um 80 % bis zum Jahr 2050 sind - ohne Berücksichtigung externer Kosten - kumulierte Differenzkosten gegenüber der Referenzentwicklung (real in Preisen von 1998) in Höhe von -334,1 Mrd EUR (IER) bzw. +140,8 Mrd EUR (WI) verbunden. Abdiskontiert auf das Jahr 1998 entspricht dies einem Betrag von -91,2 Mrd EUR (IER) bzw. +15,4 Mrd EUR (WI).

Tabelle 5.3-9: Kosten der THG-Minderung

Mehrkosten gg. Trend					
		2010	**2020**	**2030**	**2050**
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. €$_{98}$)	WI	-1,8	-1,6	3,1	11,9
	IER	-1,3	-5,3	-7,0	-9,8
Kumulierte Mehrkosten (Mrd. €$_{98}$)	WI	-10,8	-27,1	-16,6	140,8
	IER	-6,9	-50,5	-120,7	-334,1
Kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. €$_{98}$)	WI	-7,6	-15,9	-12,9	15,4
	IER	-4,8	-26,5	-50,5	-91,2

Die relativ starken Unterschiede in den Kostenabschätzungen gegenüber der Referenzentwicklung von IER und WI resultieren vor allem

- aus einer unterschiedlichen – von der Gesamtphilosophie des jeweiligen Szenarios abhängigen - Ausschöpfung der Einsparpotenziale bei WI (dies betrifft z. B. die Sanierungsrate im Gebäudebestand und die Möglichkeiten der Stromeinsparung in einem durch investitionsintensive Kraftwerke geprägten Stromsystem), während bei IER in allen Szenarien – und somit auch in FNE – die Einsparoptionen entsprechend des jeweiligen Beitrags zur Kostenminimierung genutzt werden,
- aus den unterschiedlichen Modal Split Setzungen im Verkehr, die bei WI wie im Szenario Umwandlungseffizienz angesetzt sind. Bei IER dagegen wurde nur die Verlagerung auf den nicht motorisierten Verkehr wie in im Szenario Umwandlungseffizienz übernommen, ansonsten ist die Modal Split Änderung eine Frage der Kostenminimierung (ergibt im Ergebnis im Wesentlichen keinen Übergang auf Schiene, Schiff usw.),
- aus einer unterschiedlichen Nutzung des Wasserstoffs, zum einen im Verkehr bei WI und zum anderen in stationären Anlagen bei IER,
- aus einer unterschiedlichen Berücksichtigung von Kleinst-Brennstoffzellen und Blockheizkraftwerken, (bei WI gehen erdgasbasierte Brennstoffzellen und BHKW in Lösung, bei IER in kleinerem Umfang wasserstoffbasierte Brennstoffzellen)
- aus der bei WI aus Gründen der stärkeren Diversifizierung des Energieangebotes stärker ausgebauten Windenergie und Biomasse (sowie Stromimport), bei IER dagegen die deutlich ko-

stengünstigere Geothermie. Zudem wird die Photovoltaik bei IER gegenüber der Referenz deutlich stärker zurückgenommen als bei WI,

- aus einer unterschiedlichen Bewertung der grundsätzlichen (Akzeptanz) und der wirtschaftlichen Möglichkeiten des verstärkten Einsatzes von Strom als Substitut für fossile Energieträger im Bereich der Wärmebereitstellung und im Verkehr,
- aus dem weiteren Betrieb der bestehenden Kernkraftwerke (hier geht IER von 40 Volllastjahren aus, während WI – ohne zusätzliche kostenträchtige Ertüchtigungsmaßnahmen – maximal 40 Betriebsjahre für möglich hält),
- aus andersartigen Einschätzungen über die notwendige Diversifizierung des Energieangebotes und entsprechend über die maximal möglichen Anteile der Kernenergie am Stromerzeugungs- und Primärenergiemix,
- aus der zusätzlichen Einbeziehung von nuklearer Wärme bei IER.

Bezieht man die externen Kosten, wie sie von der Fraktion der SPD/Bündnis 90/Die Grünen definiert wurden in die Betrachtung ein, so ergeben sich kumulierte Differenzkosten in Höhe von +23.170 Mrd EUR (IER) bzw. +12.433 Mrd EUR (WI). Abdiskontiert auf das Jahr 1998 entspricht dies +4.915 Mrd EUR (IER) bzw. +1.416 Mrd EUR (WI). Entsprechend der Vorgabe für die Ermittlung der externen Kosten wurden im Referenzszenario die Kosten des Klimawandels berücksichtigt, in den Reduktionsszenarien wurden sie gleich Null gesetzt.

Berücksichtigt man die externen Kosten gemäß Definition der Fraktion der CDU/CSU/FDP resultieren aus den Berechnungen des IER kumulierte Differenzkosten in Höhe von –53,9 Mrd EUR, dies entspricht abdiskontiert auf das Jahr 1998 einem Betrag von –13,8 Mrd EUR. Die Modellstruktur des WI erlaubt keine entsprechende Berechnung der externen Kosten in dieser Definition.

Die großen Unterschiede der Differenzkosten, die sich aus den Modellrechnungen des IER unter Einbeziehung der externen Kosten ergeben, zeigen, dass die Ergebnisse durch die jeweils zu Grunde gelegte Definition entscheidend determiniert werden.

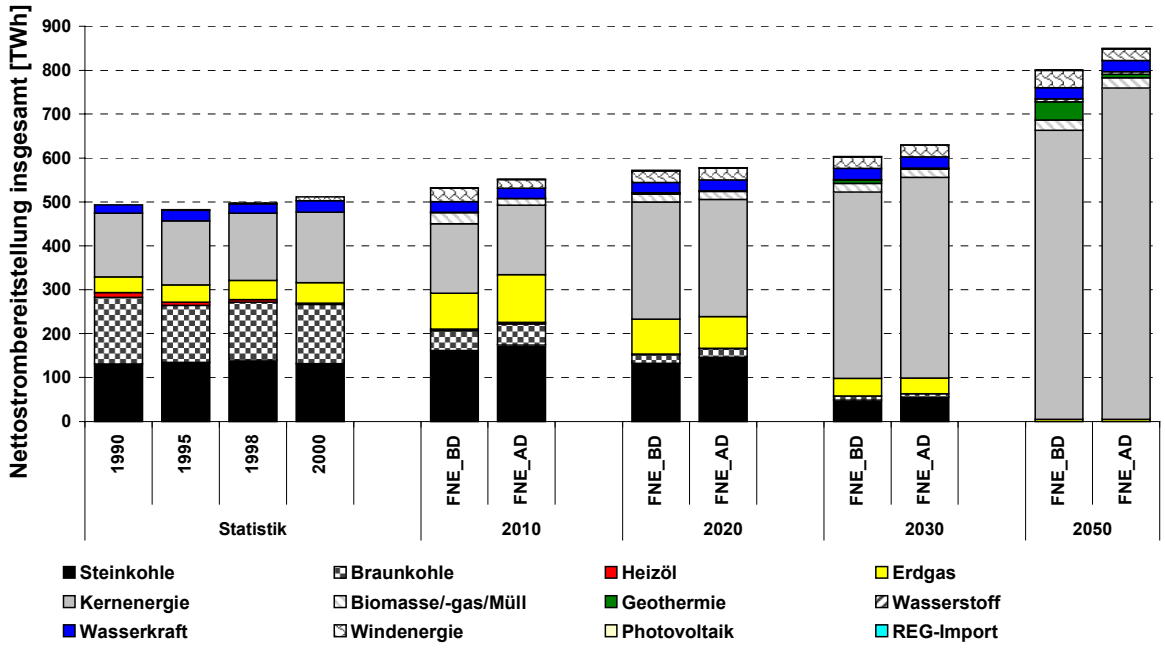
5.3.3 Ergebnisse der Variantenrechnung

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 (inkl. REG-Stromimport) eine im Vergleich mit dem Basisdatensatz langsamere bzw. nicht so starke Senkung der Investitionskosten vorgegeben. Zusätzlich sind auch die REG-Stromimportpotenziale zum Teil niedriger abgeschätzt. Gegenüber den Szenariorechnungen mit dem Basisdatensatz wurde noch eine Änderung dergestalt vorgenommen, dass die für das Jahr 2010 vorgegebene REG-Strom-Quote in Höhe von 12,5 % nicht berücksichtigt wurde.

Kurzerläuterung zur Variante 1 des Szenarios Fossil-nuklearer Energiemix (IER):

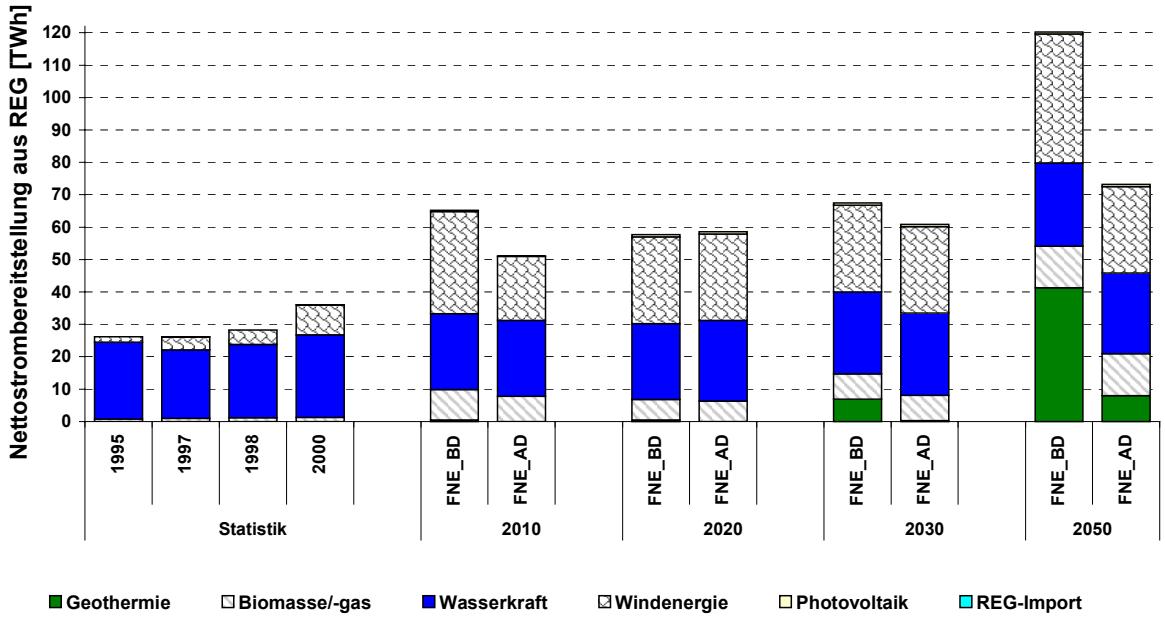
Da die Braunkohle unter den Annahmen des Alternativen Datensatzes wirtschaftlich keine so attraktive Option darstellt und hier auch die Treibhausgas-Intensität bei den vorgegebenen Minderungszielen zu beachten ist, haben die modifizierten Annahmen im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE_AD) zunächst im Jahr 2010 zur Folge, dass die Steinkohle und das Erdgas die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien substituiert (vgl. Abbildung 5.3-9), falls dies von der THG-Bewertung her möglich ist.

Abbildung 5.3-9 Nettostrombereitstellung im Szenarienvergleich



Dann folgt in 2020 eine Phase, in der eine höhere Steinkohlestromerzeugung zu einer Steigerung der Strombereitstellung insgesamt führt. Schließlich stellt dann nach 2020 die Kernenergie eine derart günstige Stromerzeugungsoption dar, dass zum einen weiterhin die Stromerzeugung ausgeweitet wird und dass zum anderen dadurch die Stromerzeugung aus Geothermie und von Wind (Offshore) nicht mehr so attraktiv ist (vgl. Abbildung 5.3-10).

Abbildung 5.3-10: Nettostrombereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen im Szenarienvergleich



Im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix verbessern sich folglich die Bedingungen relativ zu Gunsten der Steinkohle und der Kernenergie so stark, dass auch Steinkohlekraftwerke zum Teil die Braunkohlekraftwerke mit verdrängen und die Kernenergie nochmals einen stärkeren Zubau erfährt, so dass die gesamte vorgegebene maximale Zubaukapazität im Zeitablauf vollständig ausgeschöpft wird. Auf der anderen Seite erfolgt der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung nochmals reduziert gegenüber dem Szenario mit Verwendung des Basisdatensatzes. Dies betrifft vor allem die Windenergie und die Geothermie mit einer Reduktion der Stromerzeugung im Jahr 2050 um 13,0 TWh bzw. 33,3 TWh, so dass die erneuerbaren Energien insgesamt im Jahr 2050 noch einen Anteil am Nettostromverbrauch von 8,5 % erreichen.

Aufgrund der günstigeren Stromgestehungskosten der konventionellen Kraftwerke sowie der teureren Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ergeben sich dabei jeweils auch Rückwirkungen auf die Stromnachfrage (vgl. Tabelle 5.3-10). Dabei wird auch ersichtlich, dass der Wegfall der REG-Strom-Quote im Jahr 2010 bei Verwendung des Alternativen Datensatzes einen höheren Stromverbrauch mit sich bringt.

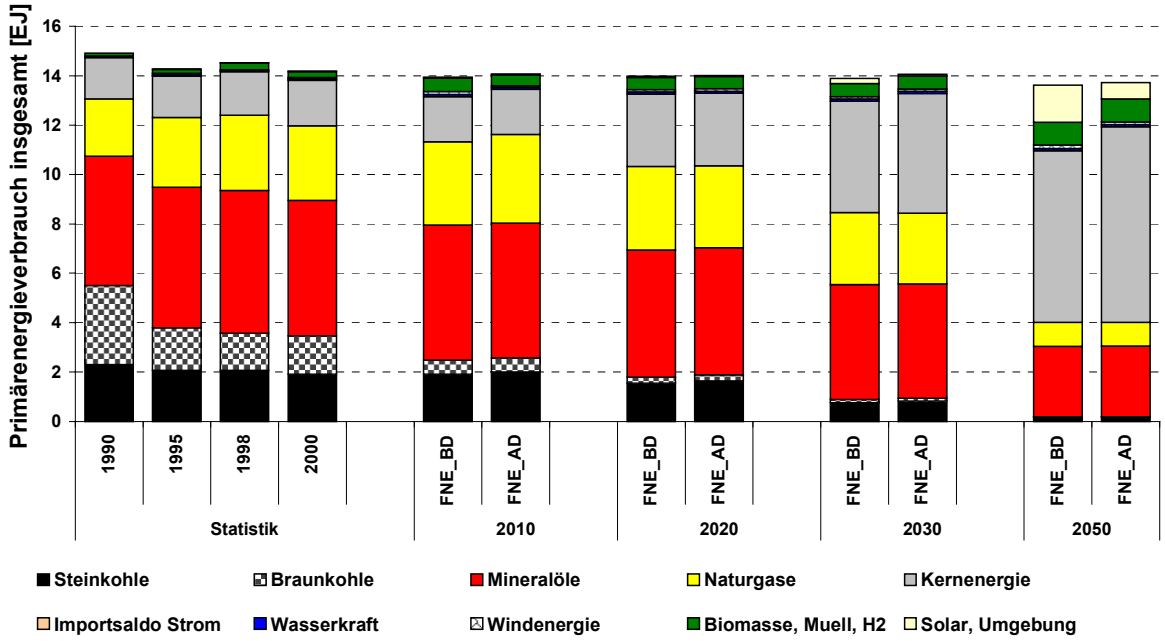
Tabelle 5.3-10: Endenergieverbrauch an Strom und Nettostromverbrauch im Szenarienvergleich in TWh

	2010	2020	2030	2050
Endenergie				
FNE_BD	493,6	534,0	561,0	730,1
FNE_AD	509,5	535,5	582,9	772,9
Nettostrom				
FNE_BD	532,0	571,8	603,6	800,3
FNE_AD	551,4	577,8	630,1	849,3

In dieses Beziehungsgeflecht zwischen fossiler Stromerzeugung, REG-Stromerzeugung und nuklearer Stromerzeugung ist auch der Wasserstoff mit eingebunden, der jeweils mit als Ausgleichsfaktor wirkt. Im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix wird hier bei Verwendung des Alternativen Datensatzes im Jahr 2050 die selbe Menge an Wasserstoff eingesetzt wie bei den Rechnungen mit dem Basisdatensatz, da damit die Möglichkeit besteht, einen höheren Grundlastanteil zu realisieren bei gleichzeitiger Nutzung als Spitzenlaststromerzeugungsoption.

Da das Szenario Fossil-nuklearer Energiemix insbesondere in der Langfristperspektive durch die THG-Minderungsziele eingeschränkt ist und sich die Zubauoption von neuen Kernkraftwerken bei Verwendung des alternativen Datensatzes insbesondere am Schluss in der Kapazitätsbilanz auswirkt, ergeben sich die größten Unterschiede im Primärenergieverbrauch am Ende des Betrachtungszeitraumes (vgl. Abbildung 5.3-11). Hier erfährt die Kernenergie nochmals eine deutliche Ausweitung zu Lasten der erneuerbaren Energieträger.

Abbildung 5.3-11: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich



Abweichungen ergeben sich bei den Kostendifferenzen, da sich hier die Spannweite zwischen fossilen sowie nuklearen Anlagen und REG-Anlagen sowie Energieeinsparung weiter öffnet als im Basisdatensatz. Werden für das Szenario Fossil-nuklearer Energiemix unter Verwendung des Basisdatensatzes kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten zum Referenzszenario (mit Basisdatensatz – REF_BD) von ca. –334,1 Mrd. €$_{98}$ ermittelt sowie kumulierte auf das Jahr 1998 abdiskontierte Differenzkosten von –91,2 Mrd. €$_{98}$, so ergeben sich bei Verwendung des Alternativen Datensatzes kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario (mit Alternativem Datensatz – REF_AD) von –537,1 Mrd. €$_{98}$ und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von –139,8 Mrd. €$_{98}$.

Die markantesten Veränderungen gegenüber den Ergebnissen der Modellrechnungen mit dem Basisdatensatz lassen sich wie folgt beschreiben:

- Der Primärenergieeinsatz liegt im Jahr 2050 etwa auf dem gleichen Niveau wie im Basisfall, allerdings gibt es 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 kennzeichnen die 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 nochmals deutlich höher als im Basisfall (-537 Mrd. EUR98 kumuliert und nicht abdiskontiert gegenüber –334 Mrd. EUR98 in der Basis), da die gesamten Systemkosten der Referenzentwicklung bei Verwendung des alternativen Datensatzes wesentlich niedriger liegen.