

Anhang

Anlage 1: Szenarienerstellung IER

Anlage 2: Szenarienerstellung Wuppertal Institut

Anlage 1: Szenarienerstellung IER

Endbericht

Szenarienerstellung

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

Ulrich Fahl
Uwe Remme
Markus Blesl

Inhaltsverzeichnis

1	Das TIMES Deutschland Modell	1
1.1	Modellgenerator TIMES.....	1
1.2	Modelltopologie und datentechnische Fundierung.....	5
2	Referenzszenario	10
2.1	Charakterisierung des Szenarios (Vorgaben und Rahmenannahmen)	10
2.2	Ergebnisse der Szenariorechnungen	18
2.3	Variante 1 zum Referenzszenario (Alternativer Datensatz)	30
3	Szenario Umwandlungseffizienz.....	40
3.1	Charakterisierung des Szenarios (Vorgaben)	40
3.2	Wesentliche, das Szenario kennzeichnende Entwicklungen	42
3.3	Ergebnisse der Szenariorechnungen	43
3.4	Variante 1 zum Szenario Umwandlungseffizienz (Alternativer Datensatz).....	56
4	Szenario REG-/REN-Offensive.....	60
4.1	Charakterisierung des Szenarios (Vorgaben)	60
4.2	Wesentliche, das Szenario kennzeichnende Entwicklungen	62
4.3	Ergebnisse der Szenariorechnungen	64
4.4	Variante 1 zum Szenario REG-/REN-Offensive (Alternativer Datensatz)	74
4.5	Variante 2 zum Szenario REG-/REN-Offensive (Solare Vollversorgung)	77
4.6	Variante 3 zum Szenario REG-/REN-Offensive (Sofortiger Kernenergieausstieg).83	
5	Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix.....	87
5.1	Charakterisierung des Szenarios (Vorgaben)	87
5.2	Wesentliche, das Szenario kennzeichnende Entwicklungen	89
5.3	Ergebnisse der Szenariorechnungen	90
5.4	Variante 1 zum Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (Alternativer Datensatz) .104	
	Anhang 1: Exemplarische Sanierungsmaßnahmen im Bestand der Wohngebäude.....	110
	Anhang 2: Szenario Reporting Tabellen	113
	Referenzszenario	115
	Variante 1 zum Referenzszenario (Alternativer Datensatz)	120
	Szenario Umwandlungseffizienz.....	125
	Variante 1 zum Szenario Umwandlungseffizienz (Alternativer Datensatz).....	130
	Szenario REG-/REN-Offensive.....	135
	Variante 1 zum Szenario REG-/REN-Offensive (Alternativer Datensatz)	140

Variante 2 zum Szenario REG-/REN-Offensive (Solare Vollversorgung)	145
Variante 3 zum Szenario REG-/REN-Offensive (Sofortiger Kernenergieausstieg)	150
Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix	155
Variante 1 zum Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (Alternativer Datensatz)160	
Literatur	165

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Austausch von Gütern zwischen Regionen.....	4
Abbildung 2:	Ermittlung der annuisierten Investitionen in TIMES (b) im Vergleich zu bisherigen Ansätzen (a).....	5
Abbildung 3:	Referenzenergiesystem der Grundstoffchemie	7
Abbildung 4:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Referenzszenario in Deutschland.....	19
Abbildung 5:	Nettostromerzeugung nach Energieträgern im Referenzszenario in Deutschland.....	21
Abbildung 6:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Referenzszenario in Deutschland.....	24
Abbildung 7:	Energiebedingte THG-Emissionen nach Sektoren im Referenzszenario in Deutschland.....	26
Abbildung 8:	Entwicklung der energiebedingten Emissionen im Referenzszenario in Deutschland im Vergleich zum Jahr 1990	28
Abbildung 9:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in PJ	34
Abbildung 10:	Nettostromerzeugung nach Energieträgern im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland.....	36
Abbildung 11:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in PJ (Wirkungsgradmethode)	37
Abbildung 12:	Energiebedingte Treibhausgasemission im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland.....	38
Abbildung 13:	Entwicklung der Treibhausgas-Intensität des Primärenergieverbrauchs (PEV) und der Primärenergieproduktivität des realen Bruttoinlandsproduktes (BIP) im Szenarienvergleich.....	42
Abbildung 14:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) in EJ.....	44

Abbildung 15:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) in EJ.....	45
Abbildung 16:	Entwicklung der Nettostrombereitstellung nach Energieträgern im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) in TWh	53
Abbildung 17:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) in EJ.....	55
Abbildung 18:	Nettostrombereitstellung im Szenarienvergleich	57
Abbildung 19:	Nettostrombereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen im Szenarienvergleich	58
Abbildung 20:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich	59
Abbildung 21:	Entwicklung der Treibhausgas-Intensität des Primärenergieverbrauchs (PEV) und der Primärenergieproduktivität des realen Bruttoinlandsproduktes (BIP) im Szenarienvergleich.....	63
Abbildung 22:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (EJ)	65
Abbildung 23:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (EJ)	66
Abbildung 24:	Entwicklung der Nettostrombereitstellung nach Energieträgern im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (TWh)	70
Abbildung 25:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario REG-/REN-Offensive im Vergleich zum Referenzszenario (EJ).....	72
Abbildung 26:	Nettostrombereitstellung im Szenarienvergleich	75
Abbildung 27:	Nettostrombereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen im Szenarienvergleich	76
Abbildung 28:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich	77
Abbildung 29:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich	79
Abbildung 30:	Nettostrombereitstellung im Szenarienvergleich	80
Abbildung 31:	Nettostrombereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen im Szenarienvergleich	81
Abbildung 32:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich	82
Abbildung 33:	Entwicklung der Treibhausgas-Intensität des Primärenergieverbrauchs (PEV) und der Primärenergieproduktivität des realen Bruttoinlandsproduktes (BIP) im Szenarienvergleich.....	90

Abbildung 34:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (EJ)	91
Abbildung 35:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (EJ)	92
Abbildung 36:	Entwicklung der Nettostrombereitstellung nach Energieträgern im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (TWh).....	96
Abbildung 37:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (EJ).....	99
Abbildung 38:	Nettostrombereitstellung im Szenarienvergleich	105
Abbildung 39:	Nettostrombereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen im Szenarienvergleich	105
Abbildung 40:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich	107

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Szenarienübersicht (gesamt)	11
Tabelle 2:	Sozioökonomische Rahmendaten für die Szenarien	13
Tabelle 3:	Effizienz des Energieeinsatzes im Haushalt in kWh pro Gerät und Jahr.....	15
Tabelle 4:	Flottenverbrauchswerte der Pkw im Referenzszenario	15
Tabelle 5:	Technisch ökonomische Daten von Stromerzeugungsanlagen	16
Tabelle 6:	Technisch ökonomische Daten von KWK Anlagen	16
Tabelle 7:	Stromerzeugungskosten ausgewählter Kondensationskraftwerke in Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme und der möglichen Auslastung in € ₂₀₀₀ /kWh _{el} (Orientierungswerte)	17
Tabelle 8:	Endenergieverbrauch nach Sektoren im Referenzszenario in Deutschland in PJ	18
Tabelle 9:	Nettostromverbrauch nach Sektoren im Referenzszenario in Deutschland in TWh.....	20
Tabelle 10:	Kraftwerkskapazitäten (netto) im Referenzszenario in Deutschland	21
Tabelle 11:	Entwicklung der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern im Referenzszenario in TWh.....	22
Tabelle 12:	Primärenergieverbrauch im Referenzszenario in Deutschland in PJ (Wirkungsgradmethode)	24

Tabelle 13:	Indikatoren für die Entwicklung von Energieverbrauch und Emissionen im Referenzszenario in Deutschland: absolute Werte.....	29
Tabelle 14:	Pro-Kopf-Verbrauch an Primärenergie in Deutschland in GJ je Einwohner	29
Tabelle 15:	Entwicklung der Systemkosten über den Betrachtungszeitraum in Mrd. € ₈	30
Tabelle 16:	Technisch ökonomische Daten von Stromerzeugungsanlagen (Alternativer Datensatz)	31
Tabelle 17:	Technisch ökonomische Daten von KWK Anlagen (Alternativer Datensatz)	31
Tabelle 18:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern und nach Sektoren im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in PJ	32
Tabelle 19:	Kraftwerkskapazitäten (netto) im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in GW	35
Tabelle 20:	Primärenergieverbrauch im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in PJ (Wirkungsgradmethode).....	37
Tabelle 21:	Energiebedingte CO ₂ - und Treibhausgas-Emissionen im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in Mio. t CO ₂ bzw. Mio. t CO ₂ Äquivalente.....	38
Tabelle 22:	Indikatoren für die Entwicklung von Energieverbrauch und Emissionen im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland: absolute Werte	40
Tabelle 23:	Struktur der Personen- und der Güterverkehrsleistung im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF)	41
Tabelle 24:	Struktur der Typgebäude im GHD-Sektor	49
Tabelle 25:	Entwicklung der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) in TWh	51
Tabelle 26:	Technisch ökonomische Daten von Kohlekraftwerken und –Heizkraftwerken mit und ohne CO ₂ -Abtrennung.....	52
Tabelle 27:	Differenzkosten des Szenarios Umwandlungseffizienz (UWE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) in Mrd. € ₈	56
Tabelle 28:	Endenergieverbrauch an Strom und Nettostromverbrauch im Szenarienvergleich in TWh.....	58
Tabelle 29:	Struktur der Personen- und Güterverkehrsleistung im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) im Vergleich zum Referenzszenario (REF)	61
Tabelle 30:	Entwicklung der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (TWh).....	71

Tabelle 31:	Differenzkosten des Szenarios REG-/REN-Offensive (RRO) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) in Mrd. € ₈	73
Tabelle 32:	Endenergieverbrauch an Strom und Nettostromverbrauch im Szenarienvergleich in TWh.....	76
Tabelle 33:	Ersatz des Kernenergiestroms im Jahr 2005 in Abhängigkeit vom Stromimportpreis	85
Tabelle 34:	Entwicklung der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix (FNE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (TWh).....	97
Tabelle 35:	Entwicklung der radioaktiven Abfälle in m ³	99
Tabelle 36:	Differenzkosten des Szenarios Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) in Mrd. € ₈	100
Tabelle 37:	Endenergieverbrauch an Strom und Nettostromverbrauch im Szenarienvergleich in TWh.....	106
Tabelle 38:	Varianten von Sanierungsmaßnahmen.....	110
Tabelle 39:	Verminderung des spezifischen Heizwärmebedarfs durch wärmetechnische Verbesserungsmaßnahmen.....	110
Tabelle 40:	Investitionskosten und Effizienz der wärmetechnischen Verbesserungsmaßnahme Variante 1.....	111
Tabelle 41:	Investitionskosten und Effizienz der wärmetechnischen Verbesserungsmaßnahme Variante 2.....	111
Tabelle 42:	Investitionskosten und Effizienz der wärmetechnischen Verbesserungsmaßnahme Variante 3.....	112
Tabelle 43:	Investitionskosten und Effizienz der wärmetechnischen Verbesserungsmaßnahme Variante 4.....	112

1 Das TIMES Deutschland Modell

Für die Szenariorechnungen für die Enquete-Kommission wird vom IER Stuttgart der Modellgenerator TIMES (**The Integrated MARKAL EFOM System**) verwendet. TIMES ist ein prozessanalytisches, dynamisches Optimierungsmodell und wurde innerhalb einer Arbeitsgruppe des **Energy Technology Systems Analysis Programme's (ETSAP)** der **International Energy Agency (IEA)** entwickelt /Goldstein u. a./. Ziel bei der Entwicklung war es, die Stärken bestehender Energiesystemmodelle wie MARKAL bzw. EFOM und E³Net in einem Ansatz zu vereinen und gleichzeitig existierende Schwächen in diesen Modellansätzen, beispielsweise keine regionale Auflösung in MARKAL oder beschränkte unterjährige Auflösung in EFOM, zu beseitigen.

1.1 Modellgenerator TIMES

TIMES selbst stellt ein allgemeines Modellschemata für Energiesysteme dar, die durch ein generisches Gleichungssystem beschrieben werden können. Durch fallstudienspezifische Informationen (z. B. technologische Struktur des Energiesystems, zeitliche und räumliche Auflösung, technisch-ökonomische Daten) lässt sich das Modell eines konkreten Energiesystems mit TIMES generieren. TIMES kann somit als ein Modellgenerator verstanden werden. Er wurde in der gleichungsorientierten Modellierungsumgebung GAMS (**General Algebraic Modelling System**) implementiert. Eine Anbindung von TIMES an das am IER entwickelte Planungsinstrumentarium MESAP (**Modulare Energie- SystemAnalyse und -Planung**) zur Modelldefinition, Dateneingabe und Ergebnisanalyse ist prototypisch umgesetzt.

TIMES ist ein prozessanalytisches, dynamisches Modellschemata, mit dem ein Energiesystem technologisch detailliert als ein Netzwerk von Prozessen (z. B. Kraftwerkstypen) und Gütern (Energieträgern, -formen, Material) abgebildet wird. Mit Hilfe eines solchen flexiblen Modellansatzes lassen sich gesamte Energiesysteme vom Primärenergieträger bis zur Energiedienstleistung aber auch nur einzelne Sektoren, wie der Strom- und Fernwärmeerzeugungsektor, technologisch detailliert abbilden. Bei dem hier im Modell unterstellten linearen Optimierungsansatz wird das Energiesystem durch lineare Gleichungen mathematisch beschrieben und hinsichtlich einer Zielfunktion optimiert. In den Fällen, in denen eine kostenoptimale Lösung gesucht wird, beschreibt die Zielfunktion die gesamten Kosten des Energiesystems im betrachteten Zeitraum. Durch Angabe von Rahmenbedingungen lassen sich dann unterschiedliche Fragestellungen formulieren, beispielsweise die kostengünstigste Umsetzung von Treibhausgasminderungszielen, die kostenoptimale Beschaffungsplanung von Energieversorgungs-

unternehmen unter Einhaltung technischer und ökologischer Restriktionen. Vorgegeben werden bei der Optimierung in der Regel der anfängliche Anlagenbestand, die zukünftige Entwicklung der Einstandspreise und der Energienachfrage sowie die die Technologien und Güter charakterisierenden Parameter. Als Ergebnis des Optimierungslaufs erhält man die Ausgestaltung des Technologiebestands, d. h. Art und Umfang der Technologien, und den benötigten Energieeinsatz, differenziert nach Energieträger. Es ist zu beachten, dass davon ausgegangen wird, dass die zukünftige Entwicklung der Rahmenannahmen (Energiepreise, Energienachfrage) vollständig bekannt ist (vollständige Voraussicht). Da die Ergebnisse der linearen Optimierung unter Umständen aber sehr sensitiv gegenüber diesen Annahmen sein können, sind Szenariorechnungen bzw. Sensitivitätsanalysen, die verschiedene zukünftige Entwicklungen beschreiben, notwendig, um eine Bandbreite von möglichen Lösungen bzw. zu erwartenden Kosten aufzuzeigen.

Zu den Charakteristika des mit TIMES verwirklichteten Modellansatzes zählen:

- prozessorientierte Abbildung des Referenzenergiesystems,
- beliebige Anzahl von Prozessen,
- flexible Prozessmodellierung durch güter- und prozessspezifische Wirkungsgrade,
- beliebige Anzahl von Perioden und variable Periodenlängen,
- beliebige unterjährig zeitliche Auflösung auf bis zu drei Zeitsegmentebenen,
- Verwendung von Austauschprozessen zwischen Regionen zur Kopplung regionaler Modelle und zur Modellierung von Handelsvorgängen zwischen Regionen, wie z. B. Strom- oder CO₂-Emissionszertifikatehandel,
- Differenzierung innerhalb einer Technologie durch Spezifizierung des Baujahres,
- Option zur Verwendung preiselastischer Nachfragekurven,
- Möglichkeit zur Formulierung stochastischer Optimierungsprobleme,
- detaillierte Darstellung von Investitions- und Stilllegungsmaßnahmen in der Zielfunktion.

Einige der im Hinblick auf die Szenariorechnungen für die Enquete-Kommission zentralen Eigenschaften von TIMES sollen im folgenden kurz erläutert werden.

Zeitliche Auflösung

Der Modellzeitraum besteht in der Regel aus mehreren Jahrzehnten, die in Perioden unterteilt werden. Die Anzahl und Dauer der Perioden kann vom Benutzer beliebig gewählt werden. Die Modellgrößen repräsentieren hierbei jährliche Durchschnittswerte der betrachteten Periode. Dieses Durchschnittsjahr lässt sich zeitlich weiter in beliebig viele Zeitsegmente auf bis zu

drei Zeitsegmentebenen (saisonal, wöchentlich, täglich) aufteilen, um so z. B. jahreszeitliche Schwankungen im Energiebedarf (z. B. Lastkurven der Stromnachfrage) abbilden zu können. Die einzelnen Prozesse und Güter im Modell können dabei auf jeweils unterschiedlichen Zeitsegmentebenen modelliert werden.

Berücksichtigung der Altersstruktur

Vielfach haben die die Prozesse beschreibenden Gleichungen und Attribute nur die Periode als Zeitindex, was bedeutet, dass die gesamte in dieser Periode existierende Kapazität einer bestimmten Technologie beispielsweise durch denselben Wirkungsgrad beschrieben wird. Dabei wird jedoch vernachlässigt, dass Anlagen älteren Baujahres häufig einen geringeren Wirkungsgrad als Neuanlagen aufweisen. In der mathematischen Formulierung des TIMES Modells werden daher die Prozessgleichungen um einen die Zubauperiode beschreibenden Index ergänzt. Hiermit lässt sich der vorhandene Anlagenbestand einer Technologie unter Berücksichtigung seiner Altersstruktur differenzieren. Diese Unterscheidung der Technologien nach Baujahr ist nicht auf im Modellzeitraum zugebaute Anlagen beschränkt, sondern kann auch auf bereits bestehende Anlagen angewandt werden.

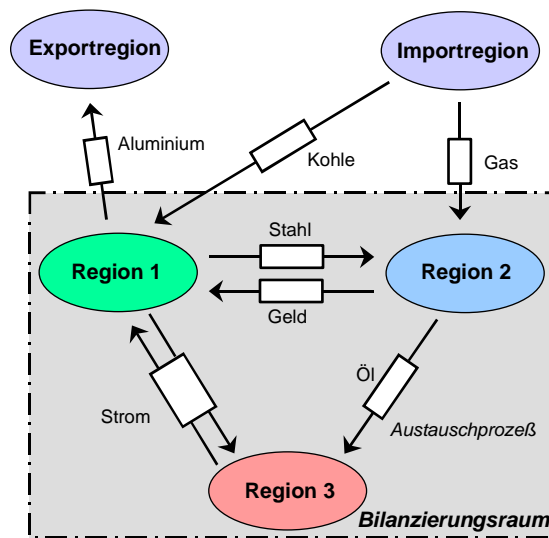
Regionale Disaggregation

Ein TIMES Modell kann sich aus verschiedenen Regionen zusammensetzen. Die verschiedenen Modellregionen sind durch regionale Austauschprozesse miteinander verbunden, die zur Abbildung abstrakter Handelsvorgänge, wie Emissionszertifikatshandel, oder zur Beschreibung physischer Transportleitungen, wie das Stromnetz, verwendet werden können (vgl. Abbildung 1).

Zielfunktion

Das Optimierungsziel in TIMES besteht in der Minimierung der auf ein Basisjahr abdiskontierten jährlichen Kosten. Als Kostenterme gehen dabei Investitionen, fixe und variable Betriebskosten, Bewachungs- und Stilllegungskosten sowie ggfs. Steuern in die Zielfunktion ein. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, Exporterlöse und Subventionen als Gutschrift in der Zielfunktion zu berücksichtigen.

Weiterhin kann zwischen einer allgemeinen und einer sektorspezifischen Diskontrate, die widerspiegelt, dass z. B. private Haushalte eine andere Erwartung an die Amortisierung einer Investition als Industriebetriebe stellen, unterschieden werden. Schließlich kann noch eine von der technischen Lebensdauer abweichende Abschreibungsdauer spezifiziert werden.

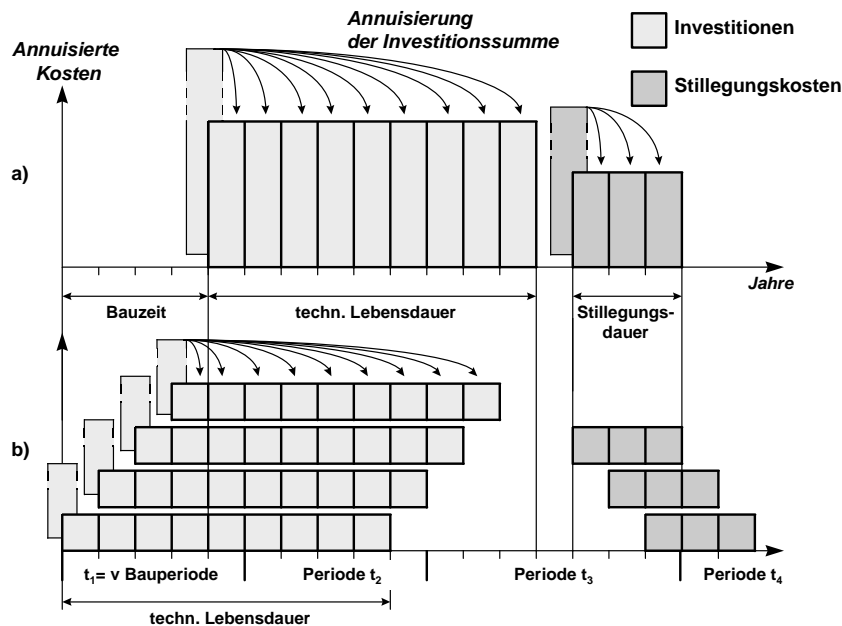
Abbildung 1: Austausch von Gütern zwischen Regionen

Einer Investition, deren Lebensdauer über das Ende des Modellzeitraums hinausgeht, wird ein Restwert für den ungenutzten Teil der technischen Lebensdauer zugewiesen. Der Restwert erscheint als Gutschrift in der Zielfunktion, während gleichzeitig auch die über den Modellzeitraum hinausgehenden annuisierten Investitionen als Kosten in der Zielfunktion erscheinen. Stimmen technische Lebensdauer und Abschreibungsdauer sowie allgemeine und sektorspezifische Diskontrate überein, heben sich diese Kosten und der Restwert gegenseitig auf. Ist die Abschreibungsdauer bspw. jedoch kürzer als die Lebensdauer, übersteigt der Restwert die nach dem Ende des Modellzeitraums anfallenden Kosten, so dass im Saldo dieser beiden Terme eine Gutschrift in der Zielfunktion erscheint. Bei einer reinen Betrachtung der nur innerhalb des Modellzeitraums anfallenden Kosten würde die Investition dagegen im Vergleich zu anderen Versorgungsoptionen, wie dem Stromimport, durch die Vernachlässigung des Restwertes verteuert.

Bei der Behandlung von Investitionen werden in der Zielfunktion abhängig von der Länge der Bauzeit und abhängig von dem Verhältnis der Lebens- zur Periodendauer verschiedene Investitionsfälle unterschieden. Dabei handelt es sich zum einen um Investitionen von Technologien mit einer sehr kurzen oder keiner relevanten Bauzeit, wie z. B. Kraftfahrzeuge, und zum anderen um Investitionen mit einer relevanten Bauzeit, wie z. B. dem Bau eines Kraftwerkes. Im ersten Fall wird in der Zielfunktion berücksichtigt, dass sich beispielsweise der Fahrzeugbestand nicht schlagartig sondern kontinuierlich ändert. Die Investitionssumme wird daher gleichmäßig über einen gewissen Zeitraum verteilt. Bei Investitionen, die in die zweite Kategorie fallen, wird der Tatsache Rechnung getragen, dass die Abschreibung der Investitionssumme nicht erst mit der Inbetriebnahme sondern schon während der Bauphase beginnt. Hier-

zu nimmt man im Modell an, dass die Gesamtinvestition in Einzelinvestitionen aufgeteilt und auf die Baujahre verteilt wird. Diese Einzelinvestitionen werden wiederum über der technischen Lebensdauer abgeschrieben. Durch diese Verteilung der Investition auf die Bauzeit sowie der separaten Annuisierung dieser Einzelinvestitionen wird ein mehr der Realität entsprechender Kostenverlauf erreicht (vgl. Abbildung 2).

Abbildung 2: Ermittlung der annuisierten Investitionen in TIMES (b) im Vergleich zu bisherigen Ansätzen (a)



Zinsen während der Bauzeit

Im TIMES Deutschland Modell wird insbesondere für die fossilen und nuklearen Kraftwerke (Bauzeit > 1 a) der Zahlungsfluss während der Bauzeit detailliert betrachtet. Typischerweise erfolgt eine Aufteilung wie folgt:

Jahr v. Inbetriebnahme	-5	-4	-3	-2	-1	Summe (4 %)
Erdgas				33,3 %	66,7 %	5,4 %
Steinkohle		10,0 %	20,0 %	30,0 %	40,0 %	8,2 %
Kernenergie	10,0 %	15,0 %	20,0 %	25,0 %	30,0 %	10,5 %

1.2 Modelltopologie und datentechnische Fundierung

Im Folgenden werden die zugrunde gelegte Modelltopologie, also die regionale und zeitliche Modellstruktur, und die unterstellten technisch-ökonomischen Daten näher erläutert.

Referenzenergiesystem

Die Beschreibung der sektoralen Modellaggregation erfolgt in TIMES in Form von Referenzenergiesystemen (RES). Das RES dient dabei als Referenz für die Anordnung aller Prozesse und Güter (Energieträger), deren heutiger oder zukünftiger Einsatz mit dem Modell untersucht werden soll. Im RES werden nur qualitative Zusammenhänge dargestellt, d. h., es werden noch keine zahlenmäßigen und funktionalen Beziehungen angegeben. Das graphische Modell beinhaltet jedoch eine zeitliche Komponente, da es schon Zukunftsoptionen enthält.

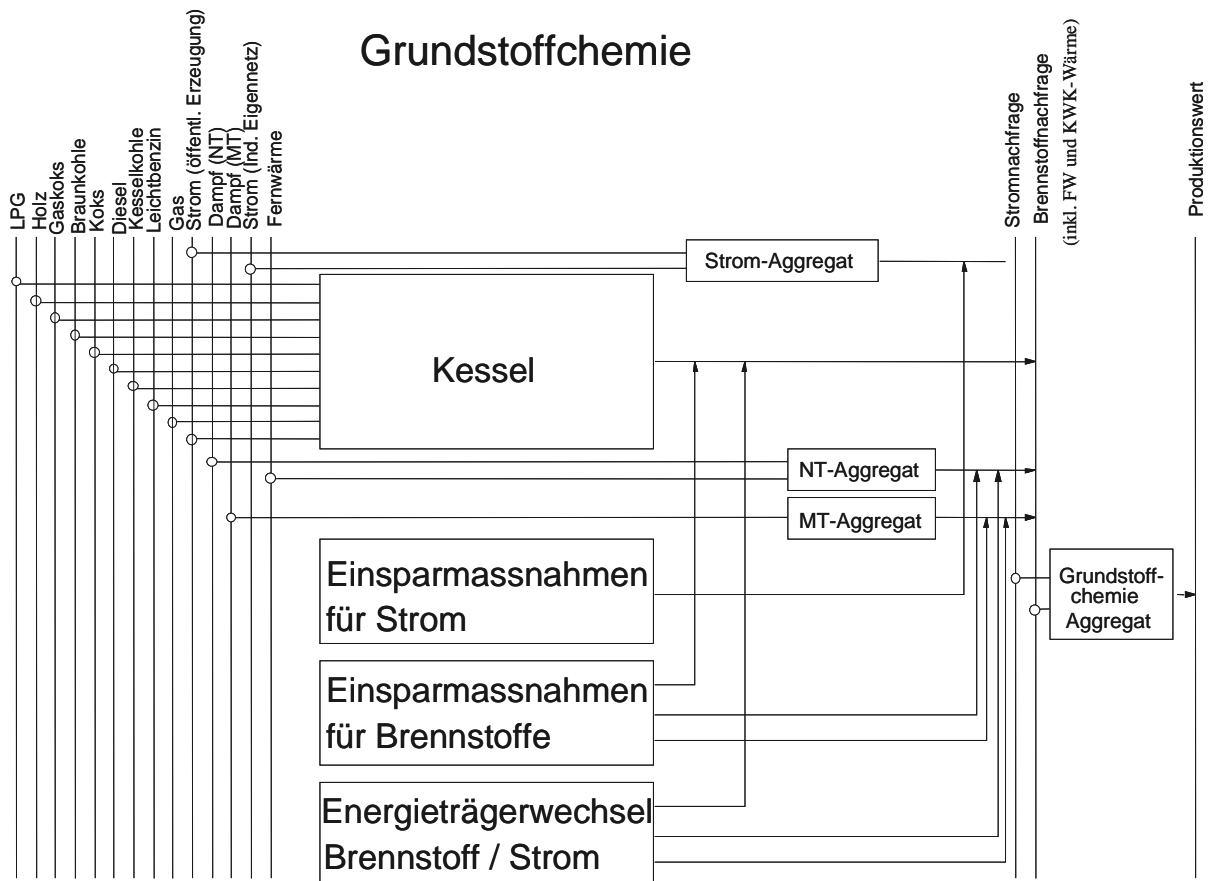
In dem mit TIMES abgebildeten Deutschland Modell wird das gesamte Energiesystem in Abhängigkeit von der vorzugebenden Nachfrage nach Nutzenergie bzw. Energiedienstleistungen bis zur Primärenergie abgebildet. Innerhalb des Modells werden sowohl die Förderung, die Aufbereitung, die Umwandlung, der Transport, die Verteilung und der Endverbrauch aller nutzbaren Energieträger als auch alle wesentlichen derzeit genutzten Techniken zur Wandlung und Nutzung dieser Energieträger betrachtet. Ebenso werden Optionen zur Verbesserung der Wirkungsgrade dieser Techniken, einschließlich der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme, Möglichkeiten zur Energieeinsparung bei den Endverbrauchern, dargestellt als Einsparttechnologien, und ein großes Bündel zukünftiger, heute bereits bekannter Möglichkeiten zur Energiebereitstellung, Energienutzung und Energieeinsparung, wie z. B. alternative Kraftstoffe und Antriebe im Verkehr, im TIMES Deutschland Modell modelliert. Transport- und Verteilungsverbindungen zwischen den Subsystemen gewährleisten die Berücksichtigung von damit verbundenen Kosten und Verlusten. Eine Erweiterung um klimarelevante Prozesse, die nicht dem Energiesektor zuzurechnen sind, ist leicht möglich. Sie sind derzeit jedoch nicht mit in das RES aufgenommen, da hier eine entsprechende Datenbasis zu den Minderungsoptionen fehlt.

Für das Energiesystem wird in der Regel zunächst eine Hauptsektorientierung nach Energiewirtschaftszweigen und Energieverbrauchergruppen vorgenommen. In der vorliegenden Studie erfolgt eine Aufschlüsselung der Nachfrage in TIMES in folgender Struktur: Haushalte – Ein- und Zweifamilienhäuser in drei Altersklassen (Raumwärme, Warmwasser) – Mehrfamilienhäuser in drei Altersklassen (Raumwärme, Warmwasser) – Sonstiger Strombedarf; Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) – Raumwärmeintensive Sektoren (Raumwärme, Prozesswärme und Warmwasser, Sonstiger Strombedarf) – Prozessenergieintensive Sektoren (Landwirtschaft, Baugewerbe, Handwerk/Kleinindustrie, Mobiler Kraftbedarf); Verkehr – Personenverkehr (Nahverkehr, Fernverkehr) – Güterverkehr (Nah- und Fernverkehr); Industrie – Gewinnung von Steine und Erden, sonstiger Bergbau – Ernährung und Tabak – Papiergewerbe –

Grundstoffchemie – Sonstige Chemische Industrie – Gummi- und Kunststoffwaren – Glas und Keramik – Verarbeitung von Steinen und Erden – Metallerzeugung – NE-Metalle, Giesereien – Metallbearbeitung – Maschinenbau – Fahrzeugbau – Sonstige Wirtschaftszweige.

Im Folgenden wird das Referenzenergiesystem der Grundstoffchemie (vgl. Abbildung 3) vorgestellt. Es steht stellvertretend für die übrigen Industriebereiche, die vom Grundkonzept her ähnlich aufgebaut sind.

Abbildung 3: Referenzenergiesystem der Grundstoffchemie



Als Maß für die industrielle Produktion steht der von PROGNOSE vorgegebene *Produktionswert* (siehe Zwischenbericht vom Februar 2001). Er stellt die wesentliche Determinante für die Energieverbrauchsentwicklung der einzelnen Industriesektoren und somit die Ausgangsgröße für die Modellberechnungen dar. Über das *Grundstoffchemie-Aggregat* wird aus dem Produktionswert mittels des *spezifischen Brennstoffbedarfs* bzw. des *spezifischen Strombedarfs* (Brennstoffbedarf bzw. Strombedarf pro Produktionswert entsprechend den Vorgaben der Enquete-Kommission vom August 2001) die benötigte Nutz- bzw. Endenergie berechnet. Dieses Aggregat wird innerhalb des Optimierungsmodells nicht optimiert, sondern stellt nur eine Aufteilung der exogen vorgegebenen Nachfrage mit den zugehörigen Rechnungen dar. Diese Differenzierung nach Brennstoffen und Strom erscheint sinnvoll, da in der Vergangen-

heit die spezifische Verbrauchsentwicklung bei den Brennstoffen und beim Strom deutliche Unterschiede aufwies. Dies dürfte sich auch in der Zukunft fortsetzen.

Die Möglichkeiten der Energieeinsparung bezüglich der Strom- und Brennstoffnachfrage können durch Energieeinsparmaßnahmen mit unterschiedlichen Kosten abgebildet werden. Diese Möglichkeiten werden in den Modellrechnungen durch Kosten-Potential-Kurven der Energieeinsparung bzw. der Absenkung des spezifischen Verbrauchs berücksichtigt:

Spezifischer Brennstoff- und Stromverbrauch in der Grundstoffchemie in MJ/€95 in Abhängigkeit von den Einsparkosten

		Spezifischer Brennstoffverbrauch in MJ/€95		
		2010	2030	2050
Einsparkosten in €/kW	Referenz	8,19	4,93	3,46
	2223	8,09	4,73	3,13
	2692	7,91	4,38	2,54
	4212	7,80	4,19	2,21
	5383	7,72	4,03	1,95
	8894	7,58	3,75	1,48
	11702	7,48	3,56	1,16

		Spezifischer Stromverbrauch in MJ/€95		
		2010	2030	2050
Einsparkosten in €/kW	Referenz	5,26	4,30	3,58
	6553	5,22	4,20	3,42
	7723	5,13	4,02	3,10
	10531	5,02	3,79	2,69
	14041	4,87	3,48	2,16
	18723	4,78	3,28	1,81
	23404	4,72	3,16	1,59

Das Optimierungsmodell entscheidet nun entsprechend den in den jeweiligen Szenarien sich ergebenden Energiebereitstellungskosten, welche der Einsparmaßnahmen wirtschaftlich sind, und vermindert entsprechend den spezifischen Brennstoff- bzw. Strombedarf. Die dann noch verbleibende Nachfrage wird über Umwandlungstechniken gedeckt.

Die Verknüpfung mit anderen Bereichen des Energiesystems geschieht über Bilanzierungsschienen der Endenergieträger. Die Bilanzierungsschienen der Endenergieträger sind hierbei in zwei Gruppen unterteilt. Zum einen werden Endenergieträger unterschieden, die aus der industriellen Eigenerzeugung zur Industrieanwendung gelangen, wie z. B. der Dampf auf der Niedertemperaturstufe (NT) (< 200 °C), der Dampf auf der Mitteltemperaturstufe (MT) (200 °C - 500 °C) und der Strom. Zum anderen werden die Endenergieträger bilanziert, die die übrigen Sektoren an die Industrieanwendung liefern, wie z. B. Braunkohle, Steinkohle, Heizöl schwer, Heizöl leicht, Strom aus der öffentlichen Erzeugung usw.

Die Umwandlungssektoren werden in TIMES jeweils in folgende Bereiche unterschieden: Öffentliche Stromversorgung, Öffentliche Heizwerke und Heizkraftwerke, Industrielle Dampf- und Stromerzeugung; Raffinerie, Import und Transport von Raffinerieprodukten; Konventionelle Kohleaufbereitung, Kohleveredelung; Gasversorgung; Erneuerbare Energiequellen; Wasserstoff; Nichtenergetischer Verbrauch. Des Weiteren ist von Bedeutung, dass für den Transport der Primärenergieträger zu den Kraftwerken jeweils entsprechende Transportprozesse modelliert sind, die sowohl über Kosten- sowie ggf. auch über Transportverluste charakterisiert sind. Bei der Steinkohle wird dabei zwischen küstennaher und küstenferner Verstromung (Schiffs-/Bahntransport) differenziert. Beim Erdgas ergeben sich die Transportkosten entsprechend der vorhandenen und zusätzlich benötigten Netzkapazitäten und den damit einhergehenden Kosten unter Berücksichtigung der Entwicklung des Gasverbrauchs in den übrigen Sektoren. Des Weiteren werden z. B. unterschiedliche Stromimportmöglichkeiten aus erneuerbaren Energien entsprechend der Herkunft (Norwegen, Island, Mittelmeerraum usw.) als Bezugsoptionen angeboten, die Stromerzeugung aus Windenergie wird sowohl offshore als auch onshore entsprechend der Windgeschwindigkeitsverteilung in unterschiedliche Klassen eingeteilt, die Photovoltaik kann sowohl auf Freiflächen als auch auf Dachflächen jeweils mit zwei unterschiedlichen Technologien zum Einsatz kommen.

Datentechnische Fundierung

Neben den strukturellen Informationen, die sich im RES äußern, werden weitere quantitative Informationen in Form von Zeitreihen von Attributen (bspw. Entwicklung des Wirkungsgrades eines Kraftwerkstyps) eingegeben. Vorgegeben werden bei der Optimierung in der Regel der anfängliche Anlagenbestand im Ausgangszustand, die zukünftige Entwicklung der Einstandspreise, der energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen und der Energienachfrage sowie die die Technologien und Güter charakterisierenden Parameter. Im vorliegenden Fall entstammt ein Großteil dieser quantitativen Informationen zu den (Zukunfts-)Techniken aus den Vorgaben der Enquete-Kommission. Diese werden mit Informationen aus anderen Untersuchungen, wie z. B. /AGFW 2001; Krüger 2002/, ergänzt (siehe auch Anhang 1). Die zusätzlich benötigten Informationen zur Entwicklung der jeweiligen Nachfragegrößen, zu den energiepolitischen Rahmenbedingungen und zur Entwicklung der Preise für die Eingangsgüter (in der Regel die Grenzübergangswerte) sind ebenfalls für die Szenariorechnungen vorgegeben.

In der vorliegenden Anwendung für Deutschland wird in TIMES das Jahr 1990 als Basisjahr verwendet. Das erste Modelljahr ist das Jahr 1995, das auch zusammen mit Informationen für

das Jahr 2000 als Grundlage für die Kalibrierung des Modells verwendet wurde. Dies bedeutet, dass das Modell für die beiden ersten berechneten Jahre 1995 und 2000 als Ergebnis nahezu exakt die Energiebilanz Deutschlands ausweist. Weitere Betrachtungsjahre sind 2005, 2010, 2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 und 2050. Neben den direkten Treibhausgasen (CO_2 , CH_4 , N_2O) werden auch weitere Schadstoffe im Modell bilanziert: SO_2 , NO_x , NMVOC, CO, Staub sowie NH_3 .

Die Szenariorechnungen werden unter einem gesamtwirtschaftlichem Blickwinkel angestellt. Das bedeutet, dass bei der Ermittlung der kostengünstigsten Möglichkeit der THG-Reduktion indirekte Steuern (z.B. Mineralölsteuer, Öko-Steuer) und Subventionen keine Rolle spielen. Durch sie werden "lediglich" die individuellen einzelwirtschaftlichen Kostenkalküle beeinflusst, gesamtwirtschaftlich bewirken sie "lediglich" eine Umverteilung zwischen den Marktteilnehmern bzw. dem Staat. Die ermittelten Kosten (Investitionen und Betriebskosten) zeigen an, welchen Betrag die deutsche Volkswirtschaft aufwenden muss, um die THG-Emissionen zu verringern. Von diesem Betrag abgezogen werden die Einsparungen, die sich beispielsweise aufgrund verminderter Energieträgerimporte ergeben. Die Preise für die Importe der Energieträger sind dabei über alle Szenarien unverändert vorgegeben. Im Sinne dieser gesamtwirtschaftlichen Betrachtung wird als Abschreibungszeitraum die jeweilige technische Nutzungsdauer verwendet bei einem vorgegebenen realen Diskontsatz von 4 %. Steuern werden im Modell vorgabegemäß nicht erfasst.

2 Referenzszenario

2.1 Charakterisierung des Szenarios (Vorgaben und Rahmenannahmen)

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

Tabelle 1: Szenarienübersicht (gesamt)

	Zeitpunkte	Referenzszenario (REF)	Szenario Umwandlungseffizienz (UWE)	Szenario REG- / REN-Offensive (RRO)	Szenario Fossil-nuklearer Energiemix (FNE)
THG-Reduktionspfad (Mindestveränderung gegenüber 1990)	2010 2020 2030 2040 2050	-14% (CO2) -15% (CO2) Modellergebnis Modellergebnis Modellergebnis	-21% (THG) -35% (THG) -50% (THG) -65% (THG) -80% (THG)	-21% (THG) -35% (THG) -50% (THG) -65% (THG) -80% (THG)	-21% (THG) -35% (THG) -50% (THG) -65% (THG) -80% (THG)
Nachfrage nach EDL		abgeleitet aus Rahmendaten	wie Referenz	wie Referenz	wie Referenz
REG-Ausbau (Anteil am Nettostromverbrauch)	2010 2020 2030 2040 2050	>8% > 10% > 15% > 17,5% > 20%	> 12,5% (EU-Ziel) mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz	> 12,5% (EU-Ziel) > 20% > 30% > 40% > 50%	> 12,5% (EU-Ziel) keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe
REG- Ausbau (Mindestanteil am Primärenergieverbrauch) (Wirkungsgradmethode)	2010 2020 2030 2040 2050	>3,5 % >4,4% keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz	>4% >8% >16% >33% >50%	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe
Ausbau KWK (Richtlinie FW 308) (Anteil am Nettostromverbrauch)	2010 2020 2030 2040 2050	> 10% > 15% > 16,7% > 18,3% >20%	> 20% > 22,5% > 28% > 34% >40%	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe
Nutzung der Kernenergie		gemäß Vereinbarung vom 11.06.2001	gemäß Vereinbarung vom 11.06.2001	gemäß Vereinbarung vom 11.06.2001	Bestand mit 40 Vollastjahren, Bau neuer Kernkraftwerke ab 2010 möglich (max. 1,5 GW/a bis 2020; max. 3,0 GW/a nach 2020), Einsatz nukleare Wärme nach 2030
Nutzung heimischer Steinkohle (in PJ)	2010 2020 2030 2040 2050	> 750 > 500 keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	> 300 keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	> 300 keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	> 300 keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe
Nutzung heimischer Braunkohle (in PJ)	2010 2020 2030 2040 2050	> 1400 > 1400 keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	> 500 > 200 keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	> 500 > 200 keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	> 500 > 200 keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe
Versorgungssicherheit (Anteil heimischer Kohle und REG an PEV)		keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe
Importsaldo konventionell erzeugten Stroms (Maximalanteil am Bruttostromverbrauch)	2010 2020 2030 2040 2050	0% 0% 0% 0% 0%	0% 0% 0% 0% 0%	0% 0% 0% 0% 0%	0% 0% 0% 0% 0%
CO2-Abscheidung / -Deponierung		nicht zulässig	zulässig bei Braunkohlekond.-Kraftwerk Steinkohlekond.-Kraftwerk Steinkohle-Heizkraftwerk Wasserstoff aus Steinkohle aber Deponierung nur in EU	nicht zulässig	zulässig bei Braunkohlekond.-Kraftwerk Steinkohlekond.-Kraftwerk Steinkohle-Heizkraftwerk Wasserstoff aus Steinkohle aber Deponierung nur in EU
Import von REG-Strom Anteil am Bruttostromverbrauch	2010 2020 2030 2040 2050	kein Potenzial keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	kein Potenzial mind. wie Referenz, bis zu 2,5% mind. wie Referenz, bis zu 5% mind. wie Referenz, bis zu 7,5% bis zu 10%	kein Potenzial mind. wie Referenz, bis zu 5% mind. wie Referenz, bis zu 10% mind. wie Referenz, bis zu 15% bis zu 20%	kein Potenzial keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe
REN		Fortschreibung ER III	verstärkt gegenüber Referenz	verstärkt gegenüber Referenz	Ausschöpfung kosteneffizienter Potentiale
Mindestanforderungen Neubau	ab 2002 2020 2030 2050	gemäß EnEV EnEV -15% EnEV -30% EnEV -40%	mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz	mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe
Mindestanforderungen Altbaurenovierung	ab 2002 2020 2030 2050	gemäß EnEV EnEV -15% EnEV -30% EnEV -50%	mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz	mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz mind. wie Referenz	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe
Sanierungsrate Altbau			Referenz + 30%	Referenz + 30%	
Umsetzungsrate Altbau Wohngeb.	bis 2010 bis 2020 bis 2030 nach 2030	0,5%/a 0,5%/a 0,5%/a 0,5%/a	1,0%/a 1,5%/a 2,0%/a 2,5%/a	1,0%/a 1,5%/a 2,0%/a 2,5%/a	1,0%/a 1,5%/a 2,0%/a 2,5%/a

Tabelle 1: Szenarienübersicht (gesamt) (Fortsetzung)

	Zeitpunkte	Referenzszenario (REF)	Szenario Umwandlungseffizienz (UWE)	Szenario REG- / REN-Offensive (RRO)	Szenario Fossil-nuklearer Energiemix (FNE)
Verkehr		Fortschreibung ER III	höherer Anteil nicht-motorisierter Verkehr	nochmals höherer Anteil nicht-motorisierter Verkehr	höherer Anteil nicht-motorisierter Verkehr
		Fortschreibung ER III	gegenüber Referenz veränderter Modal-split	gegenüber Referenz weiter veränderter Modal-split	gegenüber Referenz veränderter Modal-split
Mindestanteil Biomasse an Treibstoffen	2010	keine Vorgabe	6%	6%	keine Vorgabe
	2020	keine Vorgabe	12%	12%	keine Vorgabe
	2030	keine Vorgabe	12%	15%	keine Vorgabe
	2040	keine Vorgabe	absolut gleichbleibend	absolut gleichbleibend	keine Vorgabe
	2050	keine Vorgabe	dito	dito	keine Vorgabe
Mindestanteil Wasserstoff betriebener Busse	2010	keine Vorgabe	0%	0%	keine Vorgabe
	2020	keine Vorgabe	0%	2%	keine Vorgabe
	2030	keine Vorgabe	0%	6%	keine Vorgabe
	2040	keine Vorgabe	0%	12%	keine Vorgabe
	2050	keine Vorgabe	0%	24%	keine Vorgabe
Mindestanteil Wasserstoff betriebener Flugzeuge	2010	keine Vorgabe	0%	0%	keine Vorgabe
	2020	keine Vorgabe	0%	0%	keine Vorgabe
	2030	keine Vorgabe	0%	1%	keine Vorgabe
	2040	keine Vorgabe	0%	2%	keine Vorgabe
	2050	keine Vorgabe	0%	5%	keine Vorgabe
Auslastungs- und Besetzungsgrad		Fortschreibung ER III	wie Referenz	wie Referenz	wie Referenz
REG-Potentiale und Kostenansätze für Technologien (einschl. Lernkurven) gemäß EK-Beschluss vom 15.10.01					

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

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

Dem Referenzszenario, wie auch den anderen Szenarien, wird darüber hinaus ein grundsätzlich identischer Satz von sozio-ökonomischen Rahmenentwicklungen vorgegeben. Dies betrifft die langfristige demographische Entwicklung, das gesamtwirtschaftliche und sektorale Produktionswachstum, die Wohnflächenentwicklung, die Verkehrsleistung im Personen- und

Güterverkehr sowie die Entwicklung der Preise für die importierten fossilen Energieträger (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Sozioökonomische Rahmendaten für die Szenarien

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

Langfristig wird für alle Szenarien von einem starken Rückgang der Bevölkerung in Deutschland ausgegangen. Die Wohnbevölkerung wird von heute rund 82 Millionen auf 68 Millionen Menschen im Jahr 2050 sinken. Im gleichen Zeitraum soll sich bei einem durchschnittlichen Wachstum von gut 1,3 %/a das Bruttoinlandsprodukt (BIP) nahezu verdoppeln. Dies bedeutet, dass das Bruttoinlandsprodukt pro Kopf auf etwa das 2,4-fache steigen wird.

Die Wirtschaftsstrukturentwicklung ist gekennzeichnet durch eine Fortsetzung der Tendenz zur Ausweitung des tertiären Sektors. So werden sich der Anteil der Land- und Forstwirtschaft an der gesamten Bruttowertschöpfung langfristig mehr als halbieren und auch das Verarbeitende Gewerbe wird nur unterdurchschnittlich wachsen. Dagegen liegen die Wachstums-

raten im Bereich Handel, Gastgewerbe, Verkehr und bei den sonstigen Dienstleistungsbereichen deutlich über dem Durchschnitt. Insgesamt steigt der Anteil der Dienstleistungssektoren an der gesamten Bruttowertschöpfung von etwa zwei Dritteln im Jahr 1998 auf rund drei Viertel zur Mitte des Jahrhunderts an.

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

Die Entwicklung der Personenverkehrsleistung wird ähnlich wie die Wohnflächenentwicklung von der Bevölkerungsentwicklung geprägt. Zunächst steigt die Personenverkehrsleistung von 968 Mrd. Pkm weiter auf etwa 1140 Mrd. Pkm (+18 %) im Jahr 2020 um bis zum Jahr 2050 wieder auf 1030 Mrd. Pkm zurückzugehen. Für die Güterverkehrsleistung wird eine deutlich stärkere Zunahme unterstellt, so dass sich bis zum Jahr 2050 die gesamte Güterverkehrsleistung etwa verdoppelt. Hier überlagern sich verschiedene Effekte wie die aufgrund zunehmender nationaler und internationaler Arbeitsteilung steigende Transportintensität und eine aufgrund des wirtschaftlichen Strukturwandels (wachsender Anteil des Dienstleistungssektors) rückläufige Transportintensität, die in Summe dazu führen, dass die Güterverkehrsleistung sich parallel zum Bruttoinlandsprodukt entwickelt.

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

Um vor dem Hintergrund der zuvor erläuterten energie- und umweltpolitischen Vorgaben und der sozioökonomischen Rahmendaten der Entwicklung des Energieverbrauchs und seiner Deckungsstruktur mit Hilfe des TIMES Deutschland Modells berechnen zu können, bedarf es weiterer Annahmen über die Kosten und Wirkungsgrade der verschiedenen Energietechnologien sowie der Energieeinsparmöglichkeiten für die verschiedenen Energieanwendungsbereiche bei den privaten Haushalten, im Verkehr, im Gewerbe, Handel und Industrie. Auf einige wird im Folgenden kurz eingegangen (siehe auch Abschnitt 1.2).

Grundsätzlich bestehen in allen Bereichen der Energiewandlung und Energieanwendung Möglichkeiten der Energieeffizienzverbesserungen, wobei allerdings die Potentiale sowie die

Kosten ihrer Erschließung durchaus unterschiedlich sind. Hinzu kommt, dass effizienzsteigernde Maßnahmen bzw. effizientere Energietechniken in der Regel nur im Zuge von Erneuerungsmaßnahmen im Rahmen des Reinvestitionszykluses realisiert werden.

Für den Gebäudebereich wird im Referenzszenario davon ausgegangen, dass neuerstellte Gebäude ab 2002 der Energieeinsparverordnung (EnEV) entsprechen, deren Anforderungen sukzessive verschärft werden und im Jahr 2050 40 % unter den heutigen Werten liegen. Für energetische Sanierungsmaßnahmen im Altbaubereich gelten analoge Anforderungen. Hier wird allerdings davon ausgegangen, dass wie in der Vergangenheit nur 20 % der Altbauten im Rahmen ausstehender Renovierungsmaßnahmen auch wärmetechnisch saniert werden. Die für die Referenzentwicklung unterstellten Effizienzverbesserungen für verschiedene Haushaltsgeräte sind in Tabelle 3 zusammengestellt. Der spezifische Stromverbrauch je Gerät und Jahr geht im Betrachtungszeitraum um bis zu 60 % zurück.

Tabelle 3: Effizienz des Energieeinsatzes im Haushalt in kWh pro Gerät und Jahr

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

Energiebericht III Fortschreibung IER

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

Tabelle 4: Flottenverbrauchswerte der Pkw im Referenzszenario

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

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

ökonomische Entwicklung der verschiedenen Stromerzeugungsoptionen in der Zukunft mittels Referenztechniken beschreiben (vgl. Tabelle 5 und Tabelle 6).

Tabelle 5: Technisch ökonomische Daten von Stromerzeugungsanlagen

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

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

Tabelle 6: Technisch ökonomische Daten von KWK Anlagen

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

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

Neben den dargestellten technisch ökonomischen Daten der Anlagen sind für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Technologien gemäß der im Analyseraster der Enquete-Kommission vorgegebenen dynamischen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auch Annahmen für die Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerk relevant. Diese werden im TIMES Deutschland Modell jeweils modellintern ermittelt (siehe Abschnitt 1.2). Um eine erste Einordnung der Vorgaben zu ermöglichen, wird im folgenden für eine Überschlagsrechnung von den vorgegebenen Grenzübergangswerten für Steinkohle und Erdgas ausgegangen (vgl. Tabelle 2) und für die Steinkohle mittlere Transportkostenaufschläge von 30 % sowie für das Erdgas mittlere Transportkosten von 0,4 Pf/kWh angenommen. Daraus ergeben sich als Orientierung die in Tabelle 7 dargestellten mittleren Stromgestehungskosten der Kraftwerke in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme und der möglichen Auslastung.

Tabelle 7: Stromerzeugungskosten ausgewählter Kondensationskraftwerke in Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme und der möglichen Auslastung in $\text{€}_{2000}/\text{kWh}_{el}$ (Orientierungswerte)

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

Bei einer Inbetriebnahme der Kraftwerke im Jahr 2010 ist hier dann die Reihenfolge in der Grundlaststromerzeugung (7500 h/a) bei den Stromgestehungskosten (1) Steinkohle-Kraftwerk, (2) Erdgas-Kraftwerk und (3) Braunkohle-Kraftwerk. Es zeigt sich dann, dass mit den wesentlich verbesserten Braunkohle-Kraftwerken in 2030 (auch in 2020) (vgl. Tabelle 5) sehr kostengünstige Optionen zur Verfügung stehen. Die Steinkohle-Kraftwerke sind in 2030 im Grundlastbereich die zweitgünstigste Technologie mit deutlichem Abstand vor den Erdgas-Kraftwerken. In 2050 machen sich die weiter steigenden fossilen Brennstoffpreise nochmals ungünstig für die Wettbewerbsposition insbesondere der Erdgas-Kraftwerke bemerkbar, so dass nun über den gesamten betrachteten Auslastungsbereich die Steinkohle- und Braunkohle-Kraftwerke niedrigere Stromgestehungskosten aufweisen.

2.2 Ergebnisse der Szenariorechnungen

Endenergieverbrauch

Bezüglich der Entwicklung des Endenergieverbrauchs ist zunächst hervorzuheben, dass es im Referenzszenario unter den vorgegebenen Annahmen zur Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung zu einer weiteren Senkung des Endenergieverbrauchs in Deutschland kommt. Zwar steigt der Endenergieverbrauch insgesamt von 9444 PJ im Jahr 1998 noch auf 9705 PJ im Jahr 2010. Danach kommt es aber zu einer fortlaufenden Reduktion des Endenergieverbrauchs. Bis zum Jahr 2050 beträgt der Rückgang des Endenergieverbrauchs ca. 13,1 % im Vergleich zum Jahr 1998 (vgl. Tabelle 8).

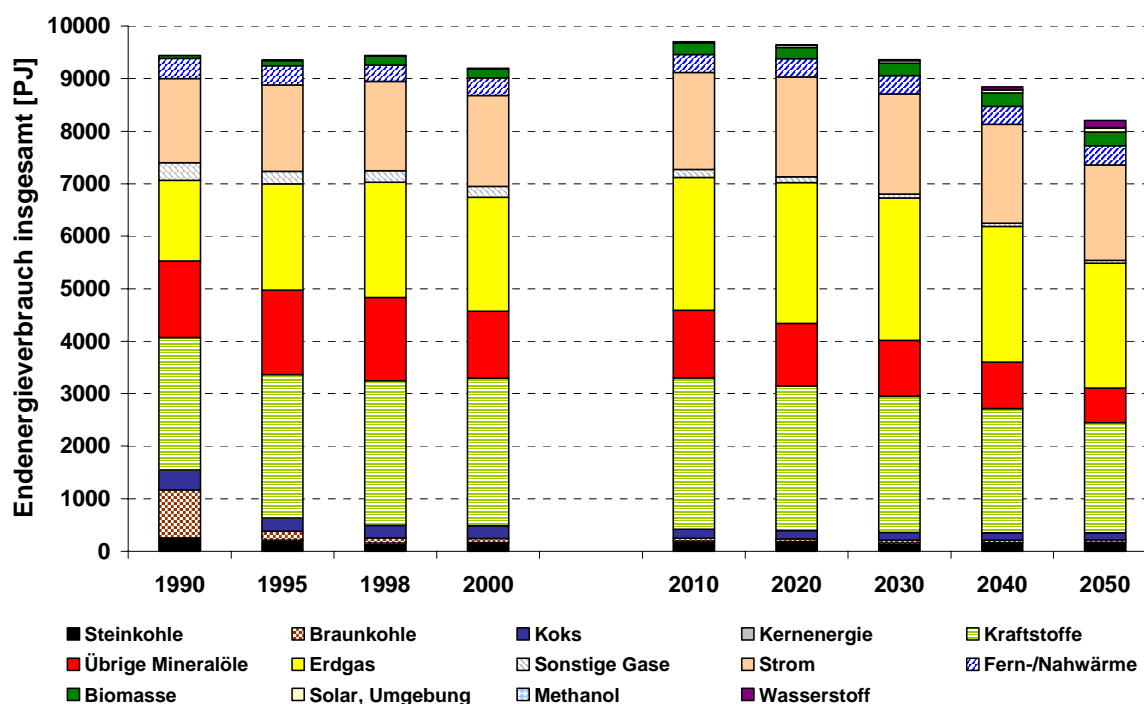
Tabelle 8: Endenergieverbrauch nach Sektoren im Referenzszenario in Deutschland in PJ

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

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

Bei der Entwicklung der Energieträgerstruktur des Endenergiebedarfs in Deutschland im Referenzszenario ist ein Rückgang der Kohlenprodukte zu verzeichnen (vgl. Abbildung 4). Die Kohlenprodukte trugen im Jahr 1998 zu 5,2 % zum Endenergieverbrauch bei und verringern ihren Anteil bis zum Jahr 2050 auf rund 4,2 %. Dieser Rückgang erstreckt sich über alle Sektoren des Energieverbrauchs. Auf Grund der Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr ist die Verwendung von Mineralölprodukten insgesamt beim Endenergieverbrauch anteilmäßig rückläufig (33,6 % in 2050 gegenüber 46,0 % in 1998), während die Gase ihren Anteil von 25,6 % (1998) zunächst auf 29,8 % im Jahr 2030 ausbauen können, um danach bis zum Jahr 2050 mit weiter rückläufigem Wärmebedarf einen geringfügigen Rückgang auf 29,4 % aufzuweisen.

Abbildung 4: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Referenzszenario in Deutschland



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

Der Endenergieverbrauch an Strom wächst zwischen 1998 und 2050 um ca. 6,8 % oder jahresdurchschnittlich um 0,13 %/a (vgl. Tabelle 9), zwischenzeitlich beträgt der Anstieg bis

2030 ca. 12,4 % Dabei erfolgt ein Zuwachs hauptsächlich in den Sektoren Industrie (z. B. zunehmende Automatisierung) und GHD (wachsende Bedeutung des Dienstleistungssektors und verstärkter Technikeinsatz in diesen Bereichen) sowie im Verkehr mit steigenden Anteilen des Schienenverkehrs sowie dem Einsatz von Strom als alternatives Antriebskonzept. Demgegenüber steht ein langfristig rückläufiger Stromverbrauch bei den Haushalten sowohl im Wärmemarkt als auch bei den Elektrogeräten, wobei gegen Ende des Betrachtungszeitraumes aufgrund der weiter steigenden fossilen Energieträgerpreise Elektro-Wärmepumpen als Stromwendungen wesentlich an Bedeutung hinzugewinnen.

Tabelle 9: Nettostromverbrauch nach Sektoren im Referenzszenario in Deutschland in TWh

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

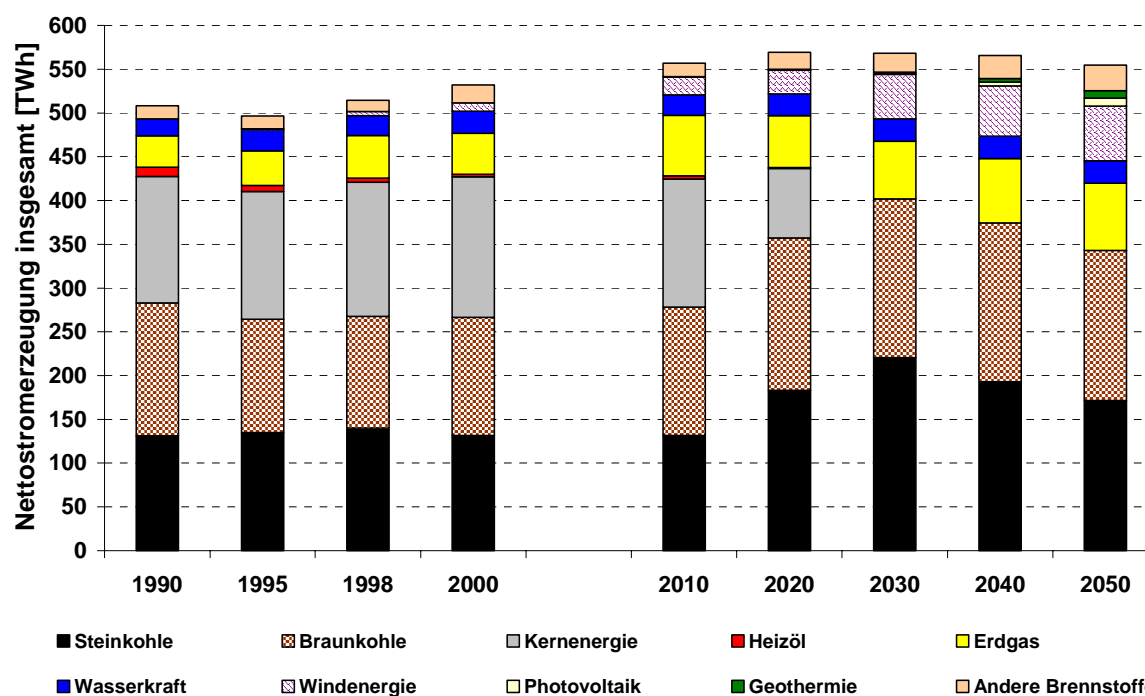
Strombereitstellung

Für die zukünftige Struktur des Stromerzeugungssystems sind zum einen die Entwicklung der Stromnachfrage (vgl. Tabelle 9) und zum anderen die bestehenden Kraftwerkskapazitäten sowie die sich aus ihrer Altersstruktur ergebenden Ersatzzeitpunkte relevant. Daraus folgen die jeweils notwendigen Neubaukapazitäten, die entsprechend der zu dem Investitionszeitpunkt bestehenden Investitionskosten und Energieträgerpreiserwartungen getätigt werden. Bei der Entscheidung, welche Technologien für den Neubau herangezogen werden, ist zu berücksichtigen, dass die Annahmen für die Investitionskosten und die Wirkungsgrade der wichtigsten Kraftwerkskonzepte sowie für die Entwicklung der Preise auf den internationalen Energiemärkten seitens der Enquete-Kommission vorgegeben wurden. Daraus ergeben sich zum Teil deutliche Veränderungen gegenüber dem Energiereport III von Prognos/EWI hinsichtlich der Möglichkeiten einzelner Technologie bzw. Technologiegruppen, sich in einem liberalisierten Umfeld als attraktive Erzeugungsoption behaupten zu können. Hieraus resultiert, dass im Referenzszenario, bei einer Außerbetriebnahme der bestehenden Kernkraftwerke entsprechend der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und der Energieversorgungsunternehmen vom Juni 2001, der über die vorgegebenen Mindestmengen der erneuerbaren Energien hinaus notwendige Zubau im Wesentlichen durch Kohlekraftwerke erfolgt (vgl. Tabelle 10).

Tabelle 10: Kraftwerkskapazitäten (netto) im Referenzszenario in Deutschland

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

Auf der Basis der neu zugebauten Kraftwerke und unter Nutzung der zu den jeweiligen Zeitschritten noch vorhandenen Altkapazitäten ergibt sich – bei einem vorgegebenen konventionellen Stromaußenhandelsaldo von Null – die in Abbildung 5 dargestellte Entwicklung der Nettostromerzeugung im Referenzszenario in Deutschland.

Abbildung 5: Nettostromerzeugung nach Energieträgern im Referenzszenario in Deutschland

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

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

Zusätzlich sollen vorgabegemäß die erneuerbaren Energiequellen zur Stromerzeugung weiter gefördert werden, damit hier der Beitrag weiter ansteigen kann. Es ist ein Anteil der REG-Stromerzeugung (inkl. REG-Stromimport) am Nettostromverbrauch von mindestens 8 % im Jahr 2010, mindestens 10 % im Jahr 2020, mindestens 15 % im Jahr 2030 und mindestens 20 % im Jahr 2050 seitens der Szenariokonstruktion vorgegeben. Zur Erfüllung dieser Quote verzeichnen sowohl die (Onshore und Offshore) Windenergie (62,5 TWh in 2050 gegenüber 4,5 TWh in 1998), die Photovoltaik (9,1 TWh in 2050) als auch die Biomassen (12,9 TWh in 2050 gegenüber 1,1 TWh in 1998) einen Zuwachs (vgl. Tabelle 11), der für das Referenzszenario als Konsequenz aus der Förderung als Mindestmengen vorgegeben wurde.

Tabelle 11: Entwicklung der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern im Referenzszenario in TWh

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

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

schenzeitlich die vorgegebene REG-Quote an der Stromerzeugung einzuhalten, erfolgt in den Jahren 2020 mit 2,3 TWh und in 2030 mit 2,7 TWh ein Import von Windenergiestrom aus den Nachbarländern. Mit der Kostensenkung bei der Geothermie wird bis 2050 der REG-Stromimport wieder auf 0 TWh zurückgeführt.

Auch für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) besteht seitens der Szenariokonstruktion eine Vorgabe, in welchem Ausmaß KWK-Strom zur Stromerzeugung in Deutschland im Referenzszenario beitragen soll. Die entsprechenden Mindestanteile betragen 10 % im Jahr 2010, 15 % im Jahr 2020 und 20 % im Jahr 2050. Da gleichzeitig angenommen wird, dass aufgrund der neuen KWK-Gesetzgebung in den nächsten Jahren ein Umbau und Ausbau bei der Kraft-Wärme-Kopplung stattfinden wird, ergibt sich, dass die vorgegebene Quote im Jahr 2010 mit 14,3 % mehr als erfüllt wird, während in den zukünftigen Jahren der Mindestanteil eine entscheidende Voraussetzung zum weiteren Ausbau der KWK-Stromerzeugung darstellt. Für die KWK verbessert sich zwar mit den steigenden Öl- und Gaspreisen die Position im Wärmemarkt. Gleichzeitig stehen jedoch auf der Seite der Stromerzeugung mit den Stein- und Braunkohlekraftwerken Optionen mit niedrigen Stromgestehungskosten zur Verfügung. Eine KWK auf Erdgasbasis ist unter diesen Voraussetzungen nicht konkurrenzfähig. Bei den Steinkohle-KWK-Anlagen verbessert sich zudem aufgrund der Vorgaben der Kommission hinsichtlich der Technologiedaten zukünftig die Kondensationsstromerzeugung, nicht jedoch in selbem Maße die KWK-Technologien (vgl. Tabelle 5 und Tabelle 6). Deshalb ist unter diesen Annahmen langfristig lediglich die Umsetzung des vorgegebenen KWK-Strommindestanteils im liberalisierten Markt zu erwarten. Hinsichtlich der Erzeugungsstruktur findet dabei zunehmend eine Verschiebung hin zum Erdgas sowie in stärkerem Ausmaß zu den erneuerbaren Energieträgern (insb. Biomasse) statt.

Primärenergieverbrauch

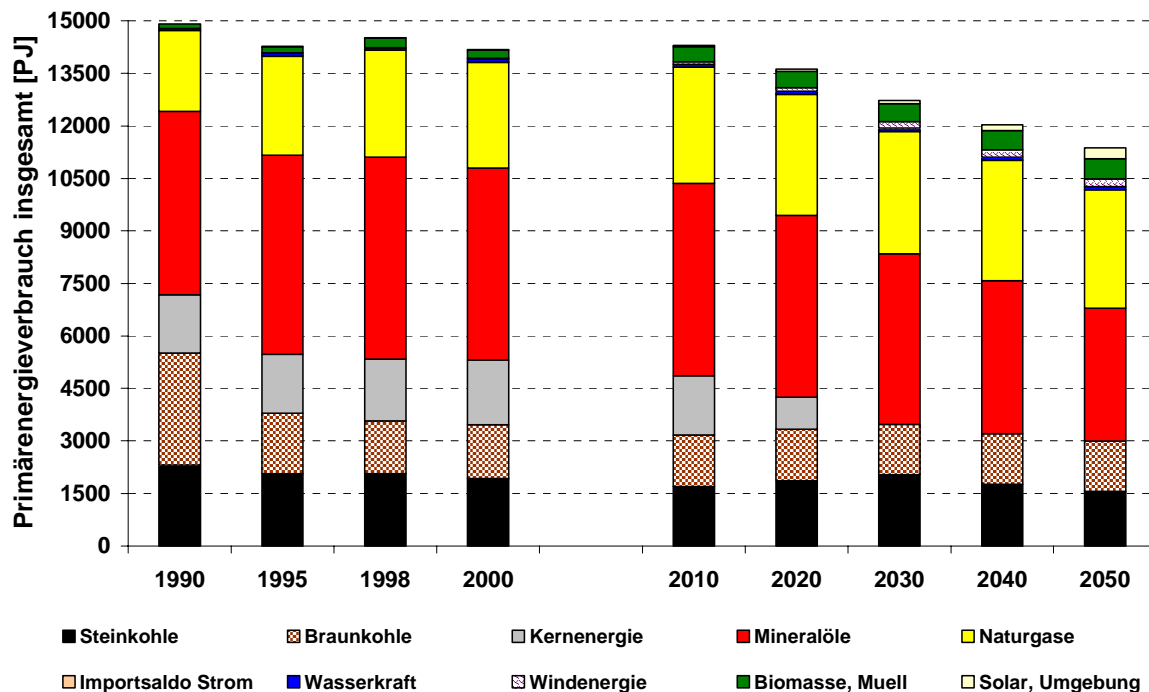
Der sich aus der Entwicklung des Endenergieverbrauchs (vgl. Tabelle 8), der Strombereitstellung (vgl. Abbildung 5) und des Verbrauchs im übrigen Umwandlungsbereich ergebende Primärenergieverbrauch in Deutschland ist für das Referenzszenario in Tabelle 12 und in Abbildung 6 dargestellt. Im Jahr 1998 belief sich der Primärenergieverbrauch in Deutschland auf ca. 14521 PJ (495,5 Mio. t SKE). Im Referenzszenario sinkt der Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2010 um rund 1,6 % auf 14284 PJ. Danach machen sich die Energieeffizienzverbesserungen auf der Nachfrageseite, bei der Stromerzeugung und bei den übrigen Umwandlungssektoren sowie die rückläufige Bevölkerung weiter bemerkbar. Der Primärenergieverbrauch sinkt über 13602 PJ im Jahr 2020 und 12704 PJ im Jahr 2030 auf 11351 PJ im Jahr

2050. Somit beträgt der Rückgang des Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2050 ca. 21,8 % im Vergleich zum Jahr 1998.

Tabelle 12: Primärenergieverbrauch im Referenzszenario in Deutschland in PJ (Wirkungsgradmethode)

	1990	1995	1998	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	2306	2060	2059	1920	1691	1860	2035	1767	1559
Braunkohle	3201	1734	1514	1547	1476	1470	1438	1438	1438
Kernenergie	1668	1682	1762	1849	1691	912	0	0	0
Mineralöle	5238	5689	5775	5478	5495	5206	4876	4368	3799
Naturgase	2316	2826	3048	3025	3321	3450	3492	3447	3376
Importsaldo Strom	3	17	0	9	0	8	10	2	0
Wasserkraft	58	77	63	73	84	89	91	92	92
Windenergie	0	6	17	33	74	96	183	208	225
Biomasse, Muell	126	169	271	233	432	472	511	542	574
Solar, Umgebung	0	9	12	13	33	57	90	168	310
Summe	14916	14269	14521	14180	14298	13621	12725	12030	11372
REG-Anteil	1,2%	1,8%	2,5%	2,5%	4,4%	5,3%	7,0%	8,4%	10,6%
Quelle	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen				Ergebnisse des Referenzszenarios				

Abbildung 6: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Referenzszenario in Deutschland



Die im Vergleich zur Entwicklung des Endenergieverbrauchs stärkeren Rückgänge des Primärenergieverbrauchs sind zum Teil auch mit der unterschiedlichen primärenergetischen Bewertung der einzelnen Energieträger auf der Basis der Wirkungsgradmethode¹ verbunden.

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

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

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

Der Einsatz erneuerbarer Energiequellen (inkl. REG-Stromimport und inkl. Müll) steigert sich gegenüber 1998 bis zum Jahr 2050 um rund 225 %. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch wächst dadurch von ca. 2,5 % im Jahr 1998 über 4,3 % im Jahr 2010 und 5,2 % im Jahr 2020 auf 10,4 % im Jahr 2050. Die Entwicklung des Nettostromimports liegt für das Referenzszenario für konventionell erzeugten Strom auf Grund der Vorgabe eines ausgeglichenen Außenhandelssaldos schon fest. Lediglich der Import von regenerativ erzeugtem Strom trägt zwi-

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

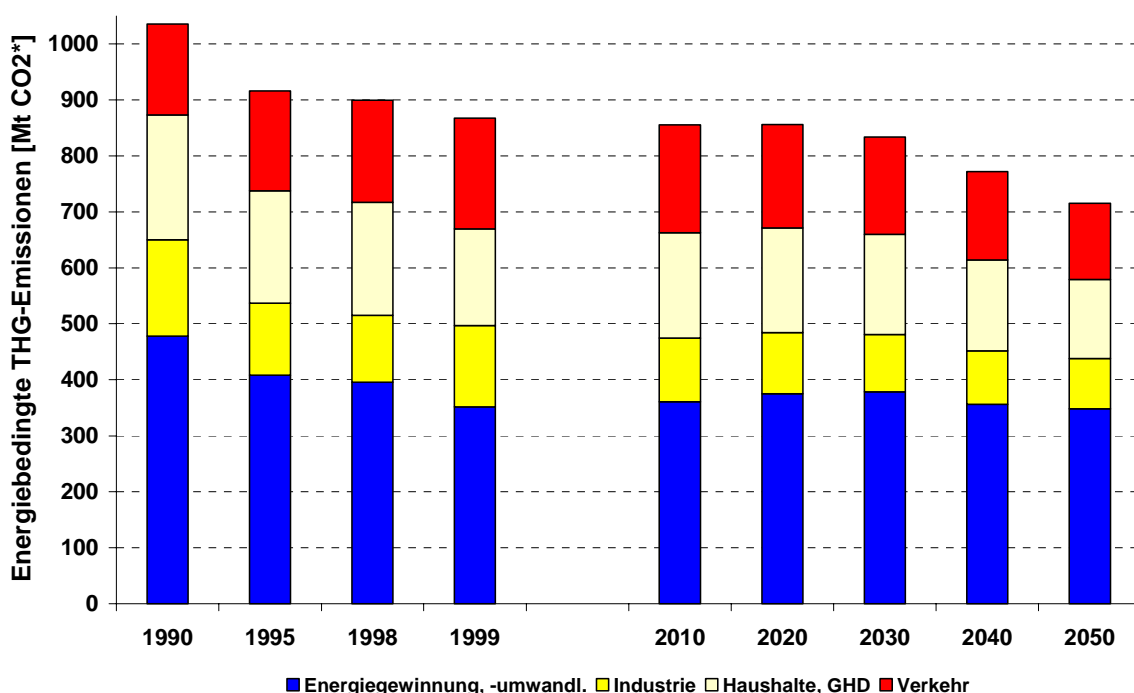
schenzeitlich mit 0,1 % in den Jahren 2020 und 2030 zur Deckung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland bei, um die vorgegebene Quote für den REG-Stromanteil entsprechend der Anforderungen einer liberalisierten Elektrizitätswirtschaft möglichst kostengünstig erfüllen zu können.

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

Emissionen und Kosten

Die Entwicklung beim Energieverbrauch der einzelnen Verbrauchergruppen und bei der Struktur des Energieträgereinsatzes schlägt sich auch entsprechend bei der Entwicklung der energiebedingten Emissionen in Deutschland im Referenzszenario nieder. So sinken beispielsweise die energiebedingten Treibhausgas-(THG-)Emissionen im Referenzszenario gegenüber dem Jahr 1998 um rund 4,9 % bis zum Jahr 2010 ab, solange noch ein Großteil der Kernkraftwerke in Betrieb bleibt (vgl. Abbildung 7).

Abbildung 7: Energiebedingte THG-Emissionen nach Sektoren im Referenzszenario in Deutschland



Diese Gesamtentwicklung ist bei einem steigenden Endenergieverbrauch bzw. mit geringeren Raten rückläufigen Primärenergieverbrauch durch den steigenden Anteil des THG-günstigeren Energieträgers Erdgas und der erneuerbaren Energiequellen an der Energiebereitstellung in Deutschland bedingt. Der Kernenergieausstieg und der Ersatz des Kernenergiestromes durch Strom im Wesentlichen aus Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken bringt es dann mit sich, dass im Laufe der Jahre die THG-Emissionen nicht weiter zurückgehen. Erst mit den rückläufigen Bevölkerungszahlen und den damit einhergehenden geringeren Zuwächsen des Energiedienstleistungsbedarfs sinken die energiebedingten THG-Emissionen wieder. Diese Entwicklung vollzieht sich im wesentlichen im Bereich der Haushalte und dem Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie im Verkehr, wie Abbildung 7 zeigt. So ergibt sich zwischen 2010 und 2020 eine konstante Entwicklung mit rund 856 Mio. t CO₂* bzw. 834 Mio. t CO₂* dann im Jahr 2030. Die rückläufigen Werte danach führen zu einem Emissionsniveau im Jahr 2050 von ca. 716 Mio. t CO₂*. Im Jahr 2050 werden damit im Referenzszenario in Deutschland ca. 48,7 % der energiebedingten THG-Emissionen von der Energieumwandlung und –gewinnung verursacht, gegenüber 46,1 % im Jahr 1990 und 44,0 % in 1998.

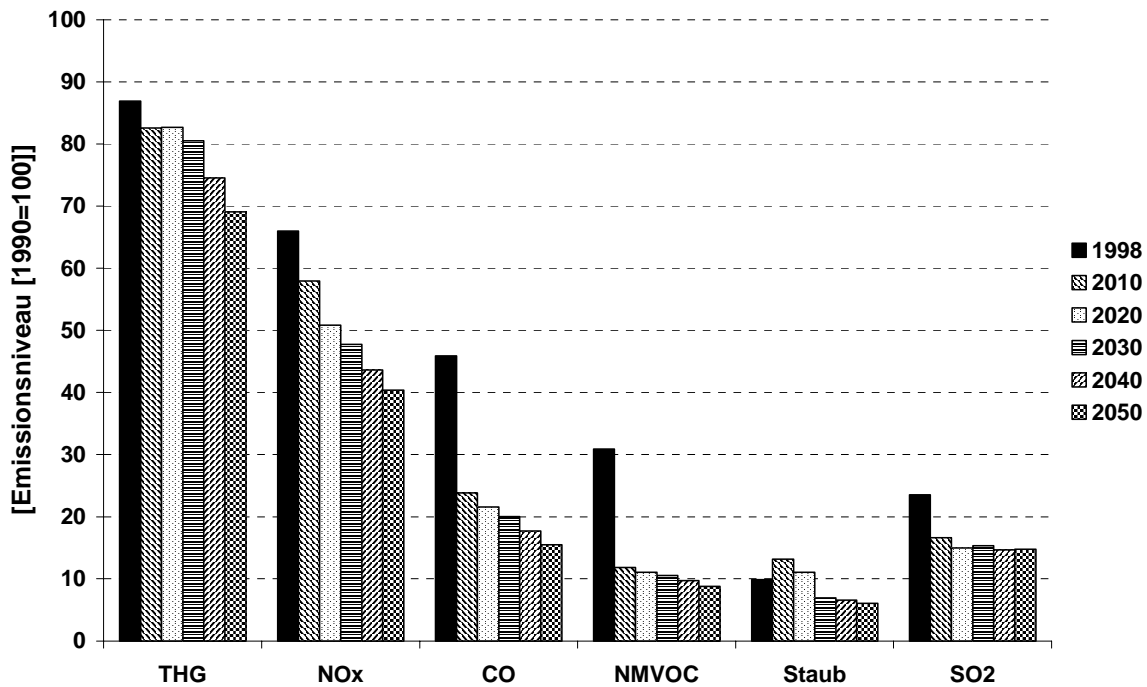
Für das Emissionsniveau insgesamt bedeutet dies gegenüber der Situation im Jahr 1990, die üblicherweise als Bezugspunkt für die Entwicklung der THG-Emissionen verwendet wird, dass im Jahr 2010 die energiebedingten THG-Emissionen um 17,4 %, im Jahr 2020 um 17,3 %, im Jahr 2030 um 19,5 % und im Jahr 2050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

Auch bei den energiebedingten NO_x-, CO-, NMVOC- und Staub-Emissionen setzt sich die Entwicklung fallender Emissionswerte im Zeitablauf im Referenzszenario weiter fort (vgl. Abbildung 8). Lediglich bei den SO₂-Emissionen machen sich die steigenden Stromerzeugungsmengen aus fossilen Energieträger zwischenzeitlich emissionssteigernd bemerkbar bzw. die Reduktion wird deutlich abgebremst.

Die Minderung bei den NO_x-Emissionen, die im Wesentlichen durch den Verkehrssektor geprägt ist, wobei sich insbesondere die weitere Durchdringung des Pkw-Bestandes mit Katalysatorfahrzeugen emissionsmindernd auswirkt, beträgt insgesamt bis zum Jahr 2050 dann rund 59,7 % gegenüber 1990. Ähnliche Entwicklungen sind auch bei den CO-, NMVOC- und Staub-Emissionen zu sehen, die jedoch gegenüber dem Niveau des Jahres 1990 bis 2050 um

84,5 % (CO), 91,2 % (NMVOC) und 94,0 % (Staub) zurückgehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Situation im Jahre 1990 im Wesentlichen durch die neuen Bundesländer mit geprägt war. Gegenüber den Werten von 1998 beträgt der Rückgang bis 2050 beim CO noch 66,3 %, bei den NMVOC rund 71,5 % und beim Staub ca. 38,8 %.

Abbildung 8: Entwicklung der energiebedingten Emissionen im Referenzszenario in Deutschland im Vergleich zum Jahr 1990



Die Verminderung der SO₂-Emissionen beläuft sich auf rund 85,0 % bereits bis zum Jahr 2020 gegenüber 1990, bedingt durch die Nachrüstung der Kraftwerke in den neuen Bundesländern und die unterstellte Einführung von schwefelärmeren Kraftstoffen, wie es die entsprechende EU-Richtlinie vorsieht. Der Einsatz der Stein- und Braunkohle in der Stromerzeugung führt danach dazu, dass die SO₂-Emissionen zunächst wieder steigen und danach nur noch leicht sinken, so dass im Jahr 2050, bezogen auf 1990, das Emissionsniveau um rund 85,3 % niedriger ist.

In Tabelle 13 sind Indikatoren zur Kennzeichnung der Entwicklung im Referenzszenario in Deutschland zusammengestellt. Der Primärenergieverbrauch je Einwohner bleibt im Betrachtungszeitraum nahezu unverändert. Im Jahr 2010 werden pro Kopf rund 174 GJ verbraucht, 2020 dann 169 bzw. 171 GJ, 2030 entsprechend 163 bzw. 169 GJ und schließlich in 2050 rund 168 bzw. 176 GJ (zur Entwicklung in der Vergangenheit siehe Tabelle 14).

Tabelle 13: Indikatoren für die Entwicklung von Energieverbrauch und Emissionen im Referenzszenario in Deutschland: absolute Werte

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

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

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

Tabelle 14: Pro-Kopf-Verbrauch an Primärenergie in Deutschland in GJ je Einwohner

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

Die Importabhängigkeit bleibt im Referenzszenario in etwa auf dem derzeitigen Niveau, wobei strukturell die Erdgas- und Steinkohleimporte zunehmen und die von Mineralölprodukten

zurückgehen. Der Wert der Netto-Energieimporte, der 1980 bei rd. 25 Mrd. € (95er Preise) gelegen hat, steigt langfristig um 80 % auf rund 45 Mrd. Euro im Jahr 2050 an. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt bedeutet dies gegenüber 1990 allerdings einen Rückgang: Entsprechend der Wert der Netto-Energieimporte im Jahr 1990 noch einem Anteil von 1,51 % des BIP's, so sinkt er im Jahr 2050 auf 1,17 % ab.

Die über das gesamte Energie- und Verkehrssystem bilanzierten Kosten (Investitionen, Betriebskosten, Brennstoffe) belaufen sich im Referenzszenario für den betrachteten Zeitraum 1990 bis 2050 kumuliert auf 9280 Mrd. €₉₈, abdiskontiert auf das Jahr 1998, oder kumuliert auf 19183 Mrd. €₉₈, ohne Abdiskontierung der laufenden Kosten (vgl. Tabelle 15). Dies sind in nicht abdiskontierten Werten durchschnittlich rund 380 Mrd. €₉₈ pro Jahr, die für die Befriedigung des Energiedienstleistungsbedarfs in Deutschland aufgebracht werden müssen.

Tabelle 15: Entwicklung der Systemkosten über den Betrachtungszeitraum in Mrd. €₉₈

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

2.3 Variante 1 zum Referenzszenario (Alternativer Datensatz)

Innerhalb der Kommission war eine Verständigung auf einen gemeinsamen, die zukünftigen Entwicklungen im Kraftwerksbereich charakterisierenden Datensatz nicht möglich. So wurde für die Variante 1 am 11. Februar 2002 seitens CDU/CSU und FDP der sogenannte Alternative Technologiedatensatz zur Verfügung gestellt wurde. In Tabelle 16 und Tabelle 17 ist beispielhaft für ausgewählte Referenztechniken der Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Koppelung die Entwicklung charakteristischer Größen dargestellt. Ansonsten wurden für das Referenzszenario mit alternativem Datensatz (REF_AD) keine Änderungen der jeweiligen Szenariovorgaben gegenüber den Rechnungen mit dem Basisdatensatz (REF_BD) vorgenommen.

Tabelle 16: Technisch ökonomische Daten von Stromerzeugungsanlagen (Alternativer Datensatz)

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

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

Tabelle 17: Technisch ökonomische Daten von KWK Anlagen (Alternativer Datensatz)

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

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

Endenergieverbrauch

Unter den vorgegebenen Annahmen zur Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung sinkt der Endenergieverbrauch im Referenzszenario mit alternativem Datensatz trotz steigendem Bruttoinlandsprodukt langfristig unter das heutige Niveau ab. Zwar steigt der Endenergieverbrauch zunächst noch von knapp 9200 PJ im Jahr 2000 auf 9700 PJ im Jahr 2010 an. Danach geht er aber zurück und ist im Jahr 2050 um gut 10 % niedriger als in 2000 (vgl. Tabelle 18).

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

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

Tabelle 18: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und nach Sektoren im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in PJ

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

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

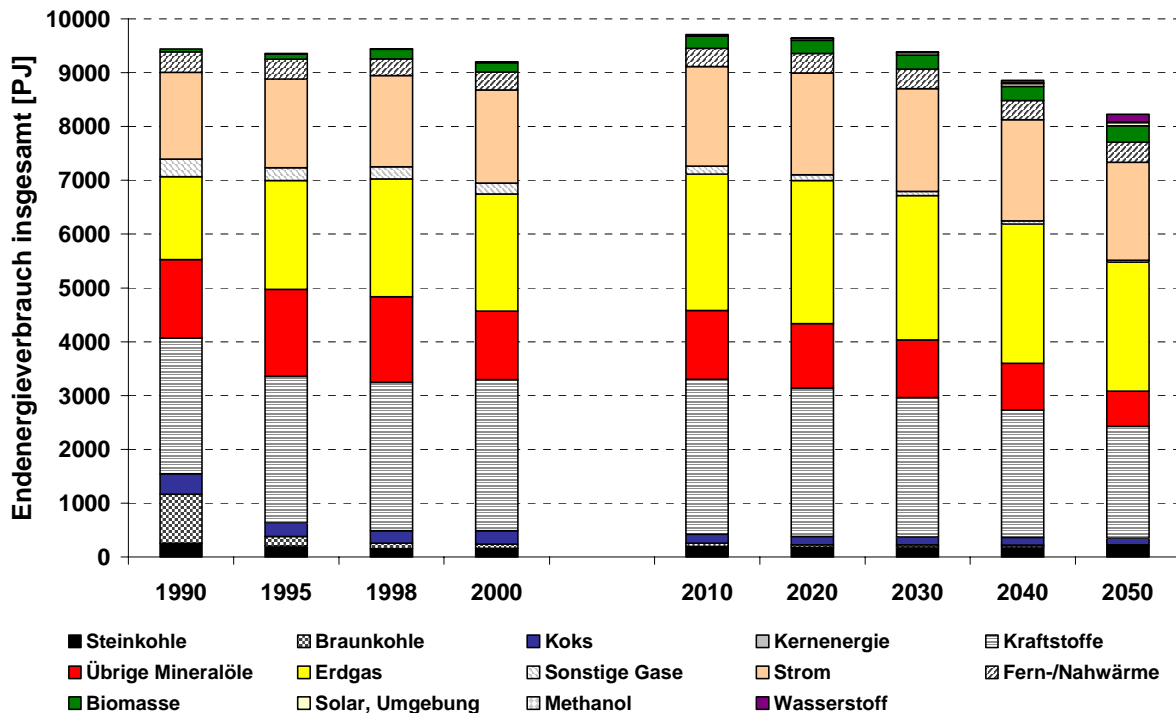
Eine wesentliche Entwicklung im Verkehrsbereich ist die Ausweitung der Dieselfahrzeuge zu Lasten der Fahrzeuge mit Ottomotoren. Alternative Kraftstoffe spielen auch am Ende des Betrachtungszeitraumes nur eine nachgeordnete Rolle. Auch aufgrund des wachsenden Kerosinverbrauchs im Luftverkehr behalten die mineralölstämmigen Kraftstoffe ihre dominierende Rolle. Sie decken im Jahr 2050 noch 85 % (heute 97 %) des Endenergiebedarfs des Verkehrs. Der sinkende Kraftstoffverbrauch des Verkehrs und ein rückläufiger Heizölverbrauch bei den privaten Haushalten und der Industrie führen dazu, dass die Verwendung von Mineralölprodukten insgesamt deutlich zurückgeht. Ihr Anteil sinkt am Endenergieverbrauch von 44,4 % im Jahr 2000 auf nur noch rund ein Drittel zur Mitte des Jahrhunderts (siehe Tabelle 18 und Abbildung 9). Dagegen können die Gase ihren Anteil von knapp 26 % (2000) bis auf rund 30 % in 2030 ausbauen. Die Kohlen verlieren in allen Sektoren weiter an Bedeutung und tragen im Jahr 2050 nur noch mit etwas mehr als 4 % zum Endenergieverbrauch bei.

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

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

gegen Ende des Betrachtungszeitraumes aufgrund der gestiegenen Preise für fossile Energieträger Elektro-Wärmepumpen zunehmend an Bedeutung.

Abbildung 9: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in PJ



Strombereitstellung

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

Sieht man von dem durch Vorgaben der Kommission bestimmten Ausbau von Windkraft-, Photovoltaik- und KWK-Anlagen ab, so wird der verbleibende Kapazitätsbedarf im wesentlichen durch den Zubau von Kohlekraftwerken gedeckt. Details über die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten sind Tabelle 19 zu entnehmen. Die Netto-Engpassleistung des Kraftwerksparks steigt von rund 115 GW im Jahr 1998 über knapp 120 GW im Jahr 2030 auf 128 GW im Jahr 2050 an.

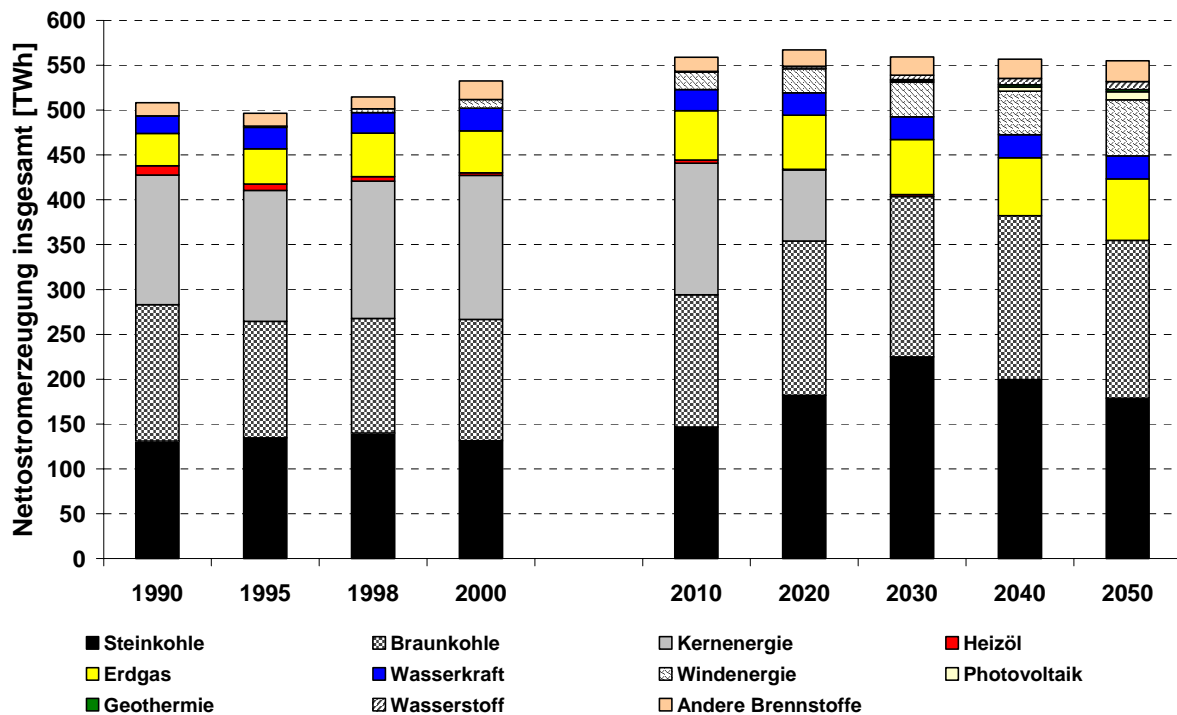
Tabelle 19: Kraftwerkskapazitäten (netto) im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in GW

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

Auf Basis der zum jeweiligen Zeitpunkt vorhandenen Kraftwerkskapazitäten und ihrer Auslastungen ergibt sich die in Abbildung 10 dargestellte Nettostromerzeugung im Referenzszenario mit alternativem Datensatz. Insgesamt steigt die Nettostromerzeugung von 532 TWh im Jahr 2000 über 559 TWh in 2010 auf fast 570 TWh in 2020 an. Danach sinkt sie entsprechend der rückläufigen Stromnachfrage auf 555 TWh im Jahr 2050 ab. Die gemäß Vorgabe auslaufende Stromerzeugung aus Kernenergie wird im wesentlichen durch Strom aus Stein- und Braunkohle ersetzt. Im Jahr 2050 tragen die Steinkohlen- und Braunkohlenkraftwerke jeweils mit rund 32 % zur gesamten Nettostromerzeugung bei; Erdgaskraftwerke folgen mit gut 12 % an dritter Stelle.

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

Abbildung 10: Nettostromerzeugung nach Energieträgern im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland



Primärenergieverbrauch

Der sich in Deutschland aus der Entwicklung des Endenergieverbrauchs, der Strombereitstellung und des Verbrauches im übrigen Umwandlungsbereich ergebende Primärenergieverbrauch ist für die Referenzentwicklung in Tabelle 20 und Abbildung 11 dargestellt. Bis zum Jahr 2010 verbleibt der Primärenergieverbrauch auf dem derzeitigen Niveau, danach sinkt er aufgrund von Energieeffizienzverbesserungen bei der Energieanwendung, der Stromerzeugung und den sonstigen Energiewandlungstechniken bis zum Jahr 2050 auf 11300 PJ ab, und ist damit um gut 20 % niedriger als im Jahr 2000. Der im Vergleich zur Entwicklung des Endenergieverbrauchs stärkere Rückgang des Primärenergieverbrauchs resultiert zum Teil auch aus der primärenergetischen Bewertung der Energieträger mittels der Wirkungsgradmethode.

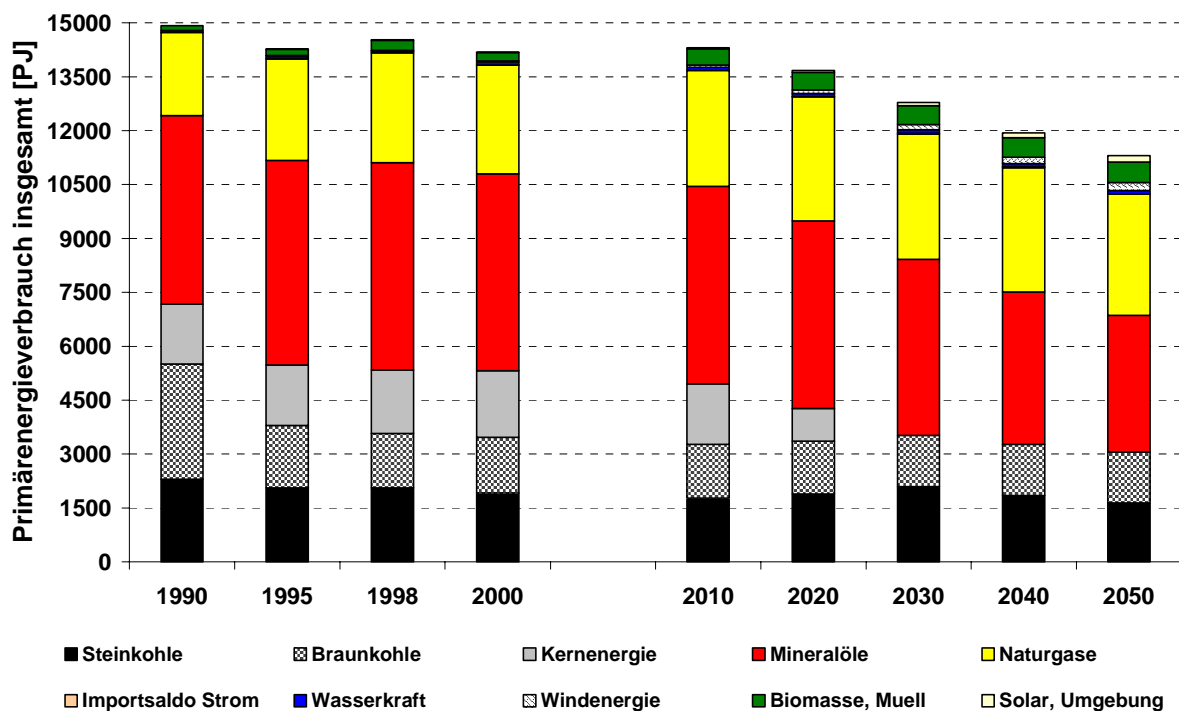
Der Primärenergieverbrauch in Deutschland beruhte im Jahr 2000 zu fast 39 % auf Mineralöl, zu 24,4 % auf Kohlen, zu 21,3 % auf Naturgasen, zu 13 % auf Kernenergie und zu 2,4 % auf erneuerbaren Energiequellen (Wasserkraft, Biomasse, Wind usw.). Die Beiträge der einzelnen Energieträger zum Primärenergieverbrauch entwickeln sich im Referenzszenario mit alternativem Datensatz sehr unterschiedlich. Die Kohlen, das Erdgas und die erneuerbaren Energiequellen gewinnen vor allem durch die Veränderungen im Strombereich an Bedeutung. Die Kernenergienutzung läuft annahmegemäß aus. Die Entwicklung beim Mineralöl wird durch den rückläufigen Einsatz im Wärmemarkt und durch die Entwicklung im Verkehrssektor be-

stimmt. Gleichwohl bleibt das Mineralöl auch im Jahr 2050 mit einem Anteil von einem Drittel der wichtigste Primärenergieträger, gefolgt von den Naturgasen mit knapp 30 % und den Stein- und Braunkohlen mit zusammen 27 %. Der Beitrag aller erneuerbarer Energiequellen zum Primärenergieverbrauch in Deutschland macht knapp 10 % in 2050 aus.

Tabelle 20: Primärenergieverbrauch im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in PJ (Wirkungsgradmethode)

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

Abbildung 11: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in PJ (Wirkungsgradmethode)



Emissionen und Kosten

Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und seiner Energieträgerstruktur bestimmt die Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen. Entsprechend sinken die energiebedingten Treibhausgasemissionen im Referenzszenario mit alternativem Datensatz in den nächsten drei Jahrzehnten nur moderat ab (–5% gegenüber 1998). Erst der weitere Rückgang des Primärenergieverbrauchs nach 2030, der wesentlich durch die abnehmende Bevölkerungszahl bestimmt wird, führt dann zu einer weiteren Reduktion der Treibhausgasemissionen um größenordnungsmäßig 20 % gegenüber 1998 (siehe Abbildung 12 und Tabelle 21).

Abbildung 12: Energiebedingte Treibhausgasemission im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland

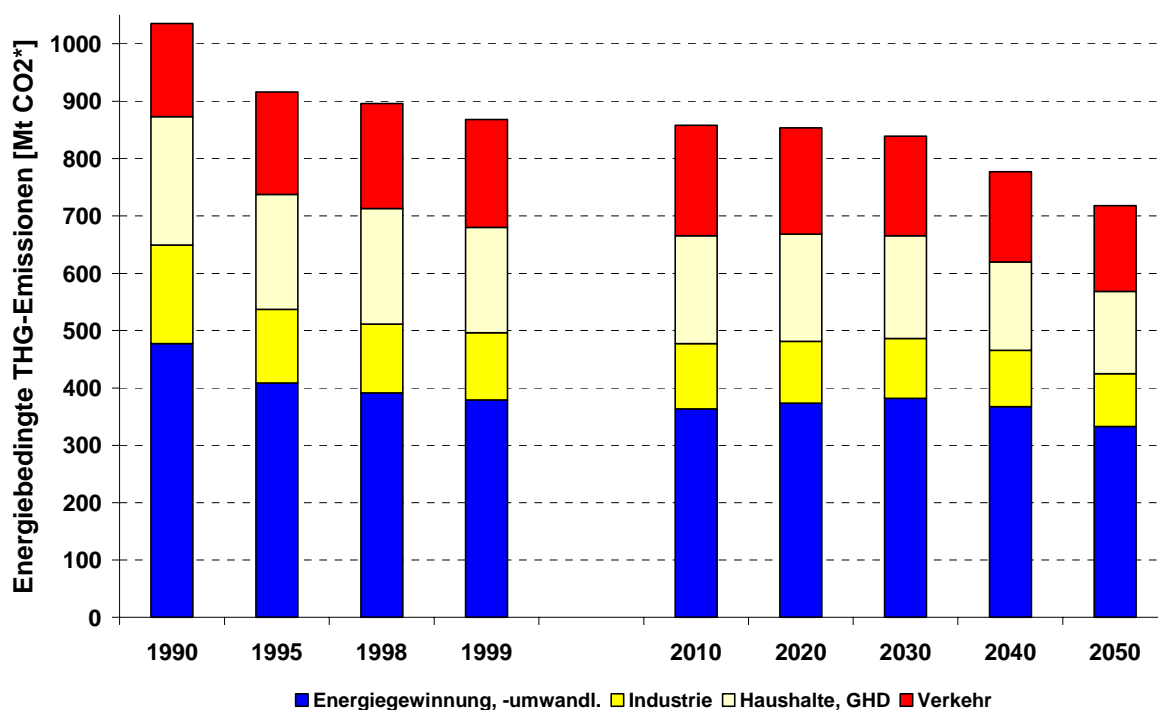


Tabelle 21: Energiebedingte CO₂- und Treibhausgas-Emissionen im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland in Mio. t CO₂ bzw. Mio. t CO₂ Äquivalente

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

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

Sektoral differenziert ergibt sich für die Entwicklung der CO₂- sowie der THG-Emissionen das folgende Bild (siehe Tabelle 21). In beiden Fällen ist die relative Emissionsminderung besonders hoch in der Industrie (-47 %) sowie im zusammengefassten Bereich Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (-35 %). Die Emissionen des Sektors Energiegewinnung und -umwandlung gehen, bezogen auf 1990, bis 2050 zwar um 26 % zurück, dieses Emissionsniveau wird aber nahezu schon im Jahr 1999 erreicht. Am schwächsten ist der Rückgang im Verkehr, dessen Emissionen das 1990er Niveau bis zum Jahr 2030 sogar noch spürbar überschreiten.

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

In Tabelle 22 sind Indikatoren zur Kennzeichnung der Entwicklung im Referenzszenario mit alternativem Datensatz in Deutschland zusammengestellt. Der Primärenergieverbrauch je Einwohner bleibt im Betrachtungszeitraum nahezu unverändert. Allerdings sinkt die Energieintensität der deutschen Volkswirtschaft (Primärenergieverbrauch je Einheit Bruttoinlandsprodukt) deutlich ab. Je nach Bewertung des Primärenergieträgers sinkt die Energieintensität durchschnittlich um 1,8 bzw. 1,9 %/a im Zeitraum von 1998 bis 2050. In der Zeitperiode von 1995 bis 2001 waren es 1,3 %/a und in der durch die strukturellen Anpassungen in den neuen Bundesländern anfänglich stark geprägte Periode von 1990 bis 2000 noch 2 %/a.

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

Tabelle 22: Indikatoren für die Entwicklung von Energieverbrauch und Emissionen im Referenzszenario (Alternativer Datensatz) in Deutschland: absolute Werte

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

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

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

3 Szenario Umwandlungseffizienz

3.1 Charakterisierung des Szenarios (Vorgaben)

Nach den Vorgaben der Kommission soll mit dem Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) ein Szenario erstellt werden, das die ökologischen Nachhaltigkeitsziele schwerpunktmäßig durch die Effizienzsteigerung beim Einsatz fossiler Energieträger erreicht. Hierzu stehen als Minderungsoptionen neben der Effizienzsteigerung auch der Ausbau der regenerativen Energien sowie Einsparmaßnahmen zur Verfügung. Zusätzlich besteht auch die Möglichkeit, CO₂ aus den Kraftwerks- und Heizkraftwerksprozessen sowie bei der Kohlevergasung zur Wasserstoffherzeugung abzutrennen und innerhalb der Europäischen Union zu deponieren (vgl. Tabelle 1). Ein Zubau von neuen Kernkraftwerken ist – wie im Referenzszenario – nicht möglich. Im Hinblick auf die in diesem Szenario zu erreichenden sehr weitreichenden Treibhausgasreduzierungen (minus 80 % in 2050 bezogen auf 1990) wurden gegenüber dem Referenz-

szenario (vgl. Abschnitt 2.2) die folgenden veränderten Rahmenbedingungen von der Kommission vorgegeben (vgl. Tabelle 1):

- Der Mindesteinsatz heimischer Stein- und Braunkohle wird gesenkt.
- Im Personenverkehr findet eine Verlagerung vom motorisierten Verkehr auf den nicht-motorisierten Verkehr statt (vgl. Tabelle 23). Des Weiteren wird ein Teil der Personenverkehrsleistung vom MIV auf den ÖSPV und die Bahnen sowie vom Flugzeug auf die Bahnen verlagert. Beim Güterverkehr wird Verkehrsleistung vom Straßenfernverkehr auf die Bahn und auf die Schiffe übertragen.

Tabelle 23: Struktur der Personen- und der Güterverkehrsleistung im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF)

	1990	1995	2010		2020		2030		2040		2050	
			REF	UWE	REF	UWE	REF	UWE	REF	UWE	REF	UWE
Personenverkehr in Mrd. Pkm												
MIV	687,3	742,9	881,4	854,9	916,1	861,2	913,1	821,8	871,8	741,0	797,8	638,2
ÖSPV	91,7	77,0	81,0	89,8	82,0	100,3	82,1	118,7	82,2	134,6	82,4	146,2
Bahnen	61,7	75,0	76,0	84,8	80,0	98,9	82,0	110,6	83,0	129,1	83,5	143,1
Luftverkehr	18,8	32,5	52,5	52,5	60,0	59,4	61,9	60,6	62,8	60,3	63,3	59,5
Motorisierter Verkehr	859,4	927,4	1090,9	1082,0	1138,2	1119,9	1139,1	1111,7	1099,8	1065,0	1026,9	987,0
Nichtmot. Verkehr	0,0	0,0	0,0	8,8	0,0	18,3	0,0	27,4	0,0	34,9	0,0	39,9
Summe	859,4	927,4	1090,9	1090,9	1138,2	1138,2	1139,1	1139,1	1099,8	1099,8	1026,9	1026,9
Güterverkehr in Mrd. tkm												
Straße nah	57,5	72,0	83,2	83,2	101,8	101,8	116,7	116,7	128,3	128,3	135,0	135,0
Straße fern	126,8	208,0	349,2	342,2	431,6	414,3	498,8	468,9	544,7	490,2	568,2	483,0
Bahn	100,2	69,0	93,4	96,9	106,2	114,8	119,3	134,2	133,4	160,6	142,6	188,1
Schiff	56,4	64,0	81,6	85,1	92,8	101,4	104,5	119,4	113,5	140,7	118,5	158,3
Summe	340,9	413,0	607,4	607,4	732,4	732,4	839,2	839,2	919,9	919,9	964,4	964,4

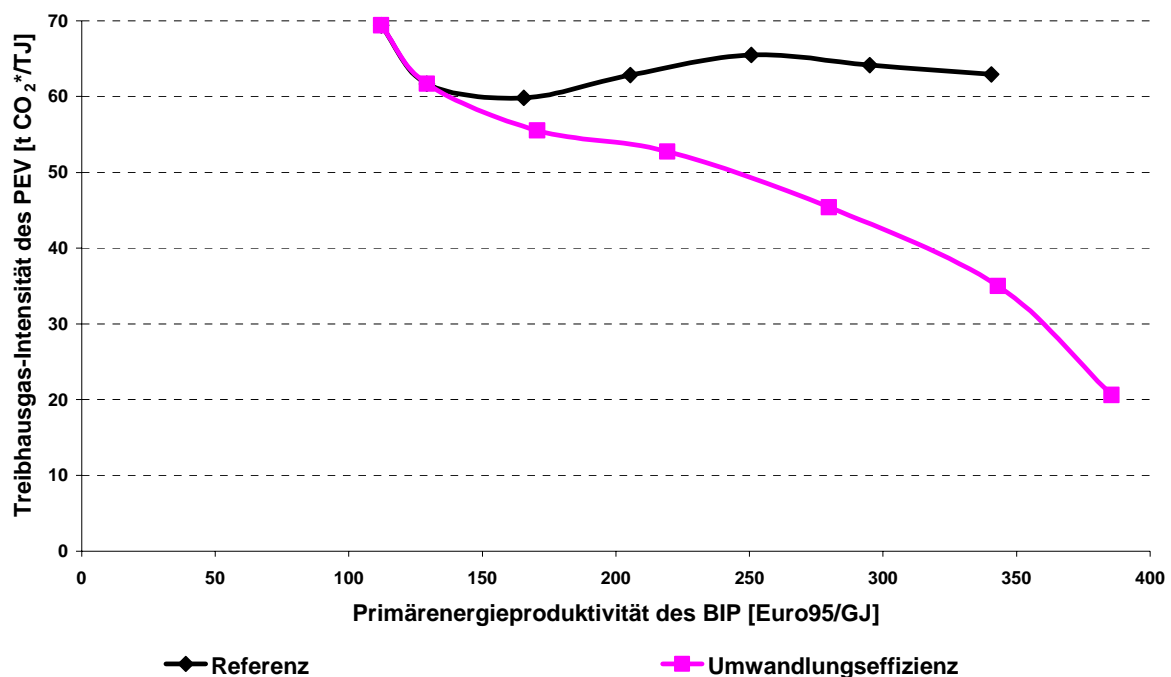
- Die wärmetechnische Sanierung der Gebäude wird verstärkt. Hier wird davon ausgegangen, dass bis 2010 gegenüber dem Referenzszenario eine Verdopplung der tatsächlich durchgeführten wärmetechnischen Sanierungen möglich ist (1,0 % des Gebäudebestandes pro Jahr). Die wärmetechnische Sanierungsrate der Gebäude steigt danach weiter an und zwar auf 1,5 %/a im Jahr 2020, auf 2,0 %/a in 2030 und auf 2,5 %/a danach.
- Treibstoffe aus Biomasse sollen im Jahr 2010 mindestens 6 % des Kraftstoffverbrauchs decken. Ihr Anteil soll bis 2020 auf 12 % steigen und in 2030 ebenfalls mindestens 12 % betragen sowie bis zum Ende des Betrachtungszeitraums mindestens auf dem in 2030 erreichten absoluten Niveau verbleiben.
- Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien soll dergestalt erfolgen, dass im Jahr 2010 mindestens 12,5 % des Stromverbrauchs aus regenerativen Energien stammen. Da gemäß der Vorgaben ein REG-Stromimport erst nach dem Jahr 2010 möglich ist, muss dieser REG-Strom in 2010 in Deutschland erzeugt werden.

- Die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung, ermittelt nach der Richtlinie FW 308 der AGFW, soll mindestens 20 % des Stromverbrauchs im Jahr 2010, 22,5 % in 2020, 28 % in 2030 und 40 % in 2050 decken. Dabei schließt die Bilanzierung auch die industrielle KWK und den mit erneuerbaren Energien erzeugten KWK-Strom mit ein.

3.2 Wesentliche, das Szenario kennzeichnende Entwicklungen

Bei den Entwicklungen in diesem Szenario lassen sich drei Phasen im Verlaufe des Betrachtungszeitraumes unterscheiden. Zum ersten wird in der Zeit bis 2020 im Wesentlichen durch Energieeinsparmaßnahmen sowie durch die Substitution von kohlenstoffreichen durch kohlenstoffärmere Energieträger die Einhaltung der THG-Minderungsziele gewährleistet (vgl. Abbildung 13).

Abbildung 13: Entwicklung der Treibhausgas-Intensität des Primärenergieverbrauchs (PEV) und der Primärenergieproduktivität des realen Bruttoinlandsproduktes (BIP) im Szenarienvergleich



Zum zweiten werden dann im Zeitraum zwischen 2020 und 2040 effiziente Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke sowie Steinkohle-Heizkraftwerke mit CO₂-Abtrennung (Abscheidungsgrad von 90 %) zugebaut². Dies wird bei den Steinkohle-Kraftwerken und -Heizkraftwerken bis zu einer Leistung von rund 37 GW_{el} und bei den Braunkohlekraftwerken bis zu ca. 18 GW_{el} genutzt.

² Eine CO₂-Abtrennung bei Erdgaskraftwerken und Erdgas-Heizkraftwerken wurde nicht unterstellt.

Zum dritten verstärkt sich nach 2040 die Tendenz hin zu THG-freien Energieträgern aufgrund der notwendigen THG-Minderung bei Kostenminimierung, wozu zunehmend regenerative Energieträger zum Einsatz kommen.

Die aus längerfristiger Sicht sich lohnende Sanierung von Gebäuden im Renovierungszyklus und die zusätzliche Vorgabe, einen Mindestanteil an REG-Strom von 12,5 % in 2010 erreichen zu müssen³, führt dazu, dass im Jahr 2010 das THG-Minderungsziel (-21 % gegenüber 1990) mit einer Reduktion um 25,6 % übererfüllt wird. Die vorgegebene REG-Stromquote, für deren Erfüllung kein REG-Stromimport möglich ist, bringt es auch mit sich, dass in 2010 eine vorübergehend sehr hohe Kapazität an Windkraftwerken besteht sowie eine hohe Nutzung von Biomassen erfolgt. Dies führt soweit, dass nur vorübergehend ein Energiepflanzenanbau stattfindet, der relativ problemlos für die zukünftigen Perioden wieder rückgängig gemacht werden kann. Der verstärkte Einsatz der Biomassen erfolgt in diesem Zeitraum zum überwiegenden Teil in Zufeuerung in bestehenden Kohlekraftwerken (die dann – vorübergehend – anteilmäßig als Biomasse-Kapazität bilanziert werden), um nicht weitere Überkapazitäten zu generieren.

Neben den Treibhausgasemissionen werden auch die anderen Emissionen stark gemindert und die Differenzkosten gegenüber dem Referenzszenario belaufen sich kumuliert und nicht abdiskontiert auf 348,1 Mrd €₈ sowie in auf 1998 abdiskontierten Werten auf 78,5 Mrd €₈.

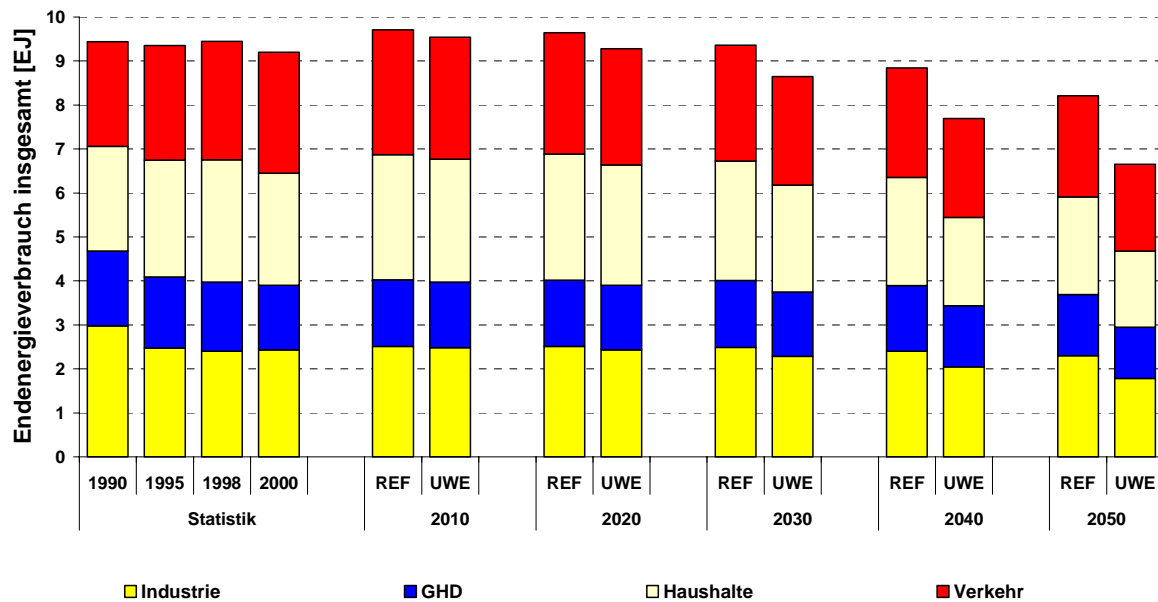
3.3 Ergebnisse der Szenariorechnungen

Endenergieverbrauch

In den Endverbrauchssektoren werden fortlaufend Einsparmaßnahmen durchgeführt, um den Einsatz von fossilen Energieträgern reduzieren zu können (vgl. Abbildung 14). Bis zum Jahr 2010 sind es rund 1 bis 2 % Senkung des Endenergieverbrauchs in allen Verbrauchssektoren gegenüber dem Referenzszenario. In 2020 beträgt die Reduktion im Vergleich zum Referenzszenario zwischen 2,5 % (GHD) und 4,4 % (Haushalte). Auch in 2030 ist die Entwicklung noch sehr ähnlich, so dass die Bandbreite der Senkung des Endenergieverbrauchs gegenüber dem Referenzszenario sich zwischen 4,0 % (GHD) und 10,5 % (Haushalte) bewegt. Erst danach öffnet sich die Spanne wesentlich breiter, da die Verbrauchsreduktion in 2050 in der Industrie rund 22,6 % und bei den Haushalten ca. 22,0 % beträgt, während im GHD-Bereich rund 15,9 % und im Verkehr ca. 14,1 % eingespart werden.

³ Die Vorgabe der REG-Quote für 2010 führt auch dazu, dass Stromanwendungen möglichst wenig genutzt werden, um bei einem niedrigeren Verbrauch den vorgegebenen Mindestanteil der erneuerbaren Energiequellen leichter erfüllen zu können.

Abbildung 14: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) in EJ



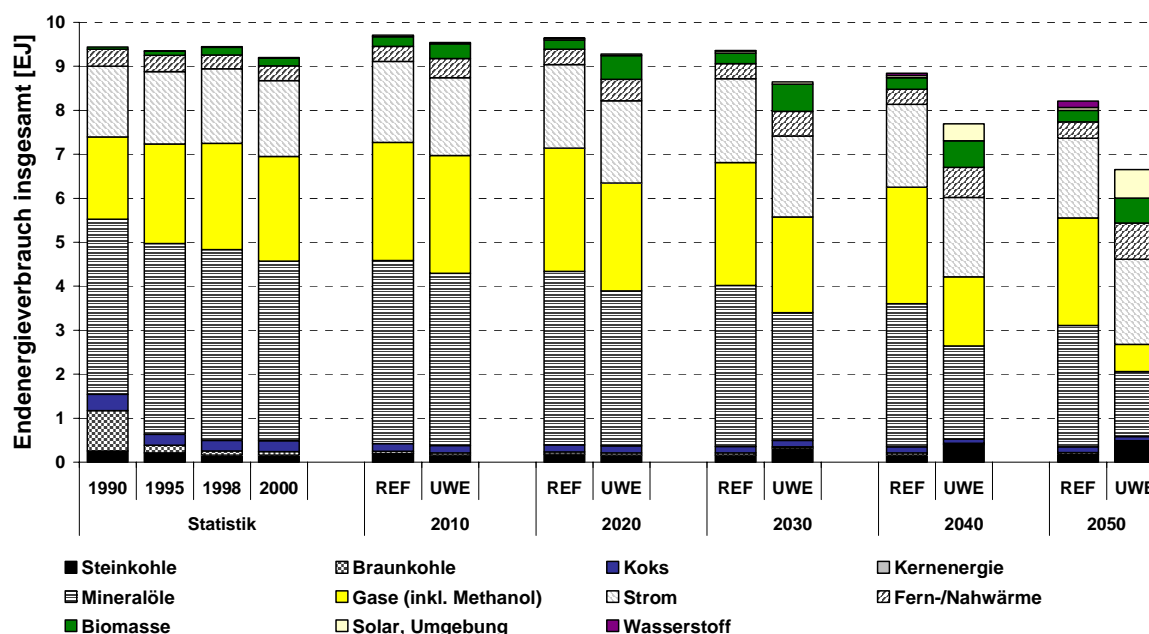
Damit ist auch im Vergleich zum Jahr 1998 die Bandbreite der Verbrauchsveränderungen ähnlich. So belaufen sich die Reduktionen gegenüber 1998 bis 2050 bei GHD auf 25,8 %, in der Industrie auf 25,8 %, im Verkehr auf 26,6 % und bei den Haushalten auf 37,7 %. Diese Entwicklungen sind eng mit den Entwicklungen der Bedarfsgrößen (Trend zur Dienstleistungsgesellschaft und rückläufige Bevölkerung) sowie der Struktur der Energieanwendungen (Raumwärme, Warmwasser usw.) in den einzelnen Sektoren verbunden. Insgesamt zeigt sich jedoch, dass die einzelnen Sektoren nahezu den selben Anteil am Endenergieverbrauch des Szenarios Umwandlungseffizienz im Jahr 2050 aufweisen wie im Referenzszenario. So werden vom Verkehr ca. 29,7 % der Endenergie genutzt (Referenzszenario: 28,0 %), von der Industrie rund 26,7 % (28,0 %), von den Haushalten ca. 26,0 % (27,1 %) und vom Bereich GHD rund 17,6 % (16,9 %).

In allen Sektoren werden dabei Optionen benutzt, um mit Stromanwendungen fossile Brennstoffe zu substituieren (Wärmepumpe, industrielle Ökowatts usw.). Dabei wird bei den Wärmepumpen sowohl eine stärkere Nutzung von Elektro-Wärmepumpen als auch von Gasmotor-Wärmepumpen vorgenommen. Damit einher geht die starke Zunahme des Einsatzes von Umgebungswärme. Zusätzlich werden auch solare Nutzungssysteme, auch für die Raumwärmeerzeugung, sowie die direkte Nutzung der Biomasse stark ausgebaut. Der Endenergieverbrauch an erneuerbaren Energieträgern ist im Jahr 2020 um 207,5 % (Referenzszenario: 36,0 %), in 2030 um 260,2 % (54,8 %) und im Jahr 2050 um 555,9 % (79,6 %) höher als im Jahr 1998. Dabei macht sich auch der vorgegebene Mindesteinsatz von Biokraftstoffen im

Verkehr bemerkbar, wodurch im Jahr 2010 rund 150 PJ, in 2020 ca. 290 PJ und im Jahr 2030 und danach dann rund 390 PJ an Biodiesel über die Zwangsvorgabe eingesetzt werden müssen.

Damit verschiebt sich die Struktur des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern deutlich weg von den fossilen Brennstoffen hin zu den Sekundärenergieträgern Strom und Fernwärme sowie zu den erneuerbaren Endenergieträgern (vgl. Abbildung 15).

Abbildung 15: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) in EJ



Im Jahr 2020 wird im Szenario Umwandlungseffizienz der Endenergieverbrauch zu 4,0 % aus Kohlen (Referenz: 4,1 %), zu 38,0 % aus Mineralölprodukten (40,9 %), zu 26,4 % aus Gasen (29,0 %) sowie zu 20,1 % aus Strom (19,7 %), zu 5,3 % aus Fern-/Nahwärme (3,6 %) und zu 6,1 % aus sonstigen (erneuerbaren) Energieträgern (2,7 %) bereitgestellt. Bis 2050 verschieben sich die Anteile wie folgt: Kohlen 8,7 % (4,2 %) (entspricht dem technologisch notwendigen Mindesteinsatz sowie der Berücksichtigung des wärmeseitigen Brennstoffeinsatzes in industriellen Steinkohle-Heizkraftwerken mit CO₂-Abtrennung), Mineralölprodukte 22,9 % (33,6 %), Gase 9,3 % (29,8 %), Strom 29,1 % (22,1 %), Fern-/Nahwärme 12,4 % (4,5 %), sonstige (erneuerbare) Energieträger 18,3 % (5,7 %). Die fossilen Brennstoffe (Kohlen, Mineralöle, Gase) halten somit insgesamt einen Anteil von 68,4 % (74,0 %) im Jahr 2020 und von 40,2 % (67,6 %) im Jahr 2050 am Endenergieverbrauch insgesamt.

Endenergieverbrauch der Industrie

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

Ähnlich wie im Bereich GHD spielt auch in der Industrie die Substitution fossiler Brennstoffe durch Strom eine große Rolle in der THG-Reduktionsstrategie. Während der industrielle Endenergieverbrauch zwischen 1998 und 2050 um 25,8 % abnimmt, steigt der entsprechende Stromverbrauch um 9,8 %. 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 %.

Endenergieverbrauch der Haushalte

Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte geht zwischen 1998 und 2050 um 37,7 % 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. 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 (siehe Anhang 1).

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 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 (Referenz: -18,1 %).

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 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 % zurück geht (Referenz: -34,6 %). Auch hierbei spielt der Bevölkerungsrückgang gegen Ende des Betrachtungszeitraums eine Rolle.

Jedoch spielt auch im Bereich der Privaten Haushalte die Substitution von Brennstoffen durch Strom eine Rolle. Die Stromeinsparungen insgesamt liegen zwischen 1998 und 2050 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 Biomasse-nutzung in Einzelheizungen. Daneben wird Umgebungswärme mit Hilfe von Wärmepumpen genutzt.

Neben den regenerativen Energien wird Wasserstoff als neuer THG-freier Energieträger in den Haushalten eingesetzt. Hier erfolgt die Nutzung in kleinen dezentralen KWK-Anlagen (Brennstoffzellen)⁴.

⁴ Entsprechend der Systematik der Energiebilanzen wird der Wasserstoffeinsatz in Brennstoffzellen im Umwandlungsbereich verbucht. Bei den Haushalten erscheint als Energieträgereinsatz der Bezug von Nah- und Fernwärme.

Endenergieverbrauch des GHD-Sektors

Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen verringert sich der Energieverbrauch zwischen 1998 und 2050 um 25,8 %. Bis zum Jahr 2030 beträgt die Einsparung gegenüber dem Basisjahr 7,0 %.

Auch im Sektor GHD werden 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 auch für die Raumwärmeerzeugung genutzt, darüber hinaus werden Biomasseanlagen stark ausgebaut.

Somit ist die Substitution von Brennstoffen durch Strom auch im GHD-Sektor ein Element der CO₂-Reduktionsstrategie. 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 %.

Aufbauend auf der Datenbank des IKARUS-Projekts werden für den Raumwärmebedarf im Bereich GHD die Einzeltypen zu 8 Ensemblegebäuden zusammengefasst, unterteilt nach:

- Gebäudebestand bis 1951,
- Gebäudebestand 1952 bis 1977,
- Gebäudebestand 1978 bis 1995,
- Neubau ab 1996,

jeweils unterteilt in 2 Gruppen, die sich durch die Höhe des spezifischen Heizwärmebedarfs der an dem Ensemblegebäude beteiligten Einzeltypgebäude unterscheiden (vgl. Tabelle 24). Bei den Neubauten wird des Weiteren differenziert, in welcher Modellierungsperiode die Gebäude errichtet werden.

Für die wärmetechnische Sanierung bedeutet dies, dass in den jeweiligen Modellierungsperioden (5-Jahres-Schritte) immer nur ein Teil der Ensemblegebäude zur Sanierung anstehen. So stellt sich beispielsweise bei einem angenommenen Sanierungszyklus von 30 Jahren für den Bestand 1978 bis 1995 die Frage, ob hier die Sanierung in der Zeit von 2008 bis 2025 durchgeführt wird (1. Sanierungswelle) oder in der Zeit von 2038 bis 2055 (2. Sanierungswelle). Für den Bereich GHD wird angenommen, dass bis 2010 die Sanierungsrate gegenüber der Referenzentwicklung (durchgängig 20 % der Sanierungen, d. h. 0,66 %/a) verdoppelt werden kann auf 40 % bzw. 1,33 %/a, dann bis 2020 auf 60 % oder 2,0 %/a erhöht werden kann, bis

2030 auf 80 % bzw. 2,66 %/a und dann nach 2030 auf 100 % bzw. 3,33 %/a. Die Ergebnisse des Szenarios Umwandlungseffizienz zeigen, dass jeweils der überwiegende Teil der wärmetechnischen Sanierungen in der 2. Sanierungswelle – am Ende des Betrachtungszeitraumes – durchgeführt wird. Entsprechend ergeben sich hier, da es dann jeweils um einen größeren Teil des Gebäudebestandes handelt, auch „Sprünge“ im gesamten Raumwärme- und damit auch im Endenergieverbrauch der Bereichs GHD.

Tabelle 24: Struktur der Typgebäude im GHD-Sektor

Gebäudebezeichnung	Baualtersklasse	Jahresheizwärmebedarf der Einzeltypgebäude, die an dem Ensemblegebäude beteiligt sind
Ensemblegebäude 1	bis 1951	bis 240 kWh/(m ² a)
Ensemblegebäude 2	bis 1951	mehr als 240 kWh/(m ² a)
Ensemblegebäude 3	1952 bis 1977	bis 210 kWh/(m ² a)
Ensemblegebäude 4	1952 bis 1977	mehr als 210 kWh/(m ² a)
Ensemblegebäude 5	1978 bis 1995	bis 170 kWh/(m ² a)
Ensemblegebäude 6	1978 bis 1995	mehr als 170 kWh/(m ² a)
Ensemblegebäude 7	ab 1996 (Neubau)	bis 100 kWh/(m ² a)
Ensemblegebäude 8	ab 1996 (Neubau)	mehr als 100 kWh/(m ² a)

Der spezifische Energieverbrauch - bezogen auf die Beschäftigten im Sektor GHD – verringert sich zwischen 1998 und 2050 um insgesamt 6,0 %. Wird die reale Bruttowertschöpfung als Bezugsgröße verwendet, so beträgt die Verringerung des spezifischen Endenergieverbrauchs über den Betrachtungszeitraum hinweg insgesamt 63,5 % und liegt damit noch höher als in der Industrie (-58,9 %).

Endenergieverbrauch im Verkehr

Im Verkehrssektor werden zusätzlich zu der vorgegebenen Veränderung des Modal Splits (vgl. Tabelle 23) im Personenverkehr und im Güterverkehr auch Einsparmaßnahmen realisiert, bei denen verbrauchsgünstigere Fahrzeuge sowie alternative Kraftstoffe und Antriebe (vor allem Biokraftstoffe (in Lkw und Binnenschiff) und Strom (in Pkw und Bussen)) genutzt werden, aber auch Methanol und Gas als alternative Kraftstoffe eingesetzt werden. Ein Wasserstoffeinsatz findet in diesem Verbrauchssegment nicht statt. Hier scheinen die konkurrie-

renden Systeme hinsichtlich Energieverbrauch, Emissionen und Kosten effizienter zu sein oder die Wasserstoffherzeugung ist aufgrund anderer Restriktionen beschränkt. Während beim motorisierten Individualverkehr vor allem Elektro- und Gas-Pkw sowie ein Methanoleinsatz für Brennstoffzellenfahrzeuge erfolgt, werden im Busverkehr Gas- und Elektrobusse zusätzlich zu den Dieseln genutzt. Bei den Biokraftstoffen kommen sowohl dafür ausgelegte Fahrzeuge zum Einsatz als auch die Beimischung von Biodiesel zu konventionellem Diesel. Insbesondere die letztere Möglichkeit lässt eine einfache und stärkere Marktdurchdringung, z. B. auch im Bereich der Lkw und der Binnenschifffahrt, möglich erscheinen.

Eine Steigerung des Auslastungs- bzw. Besetzungsgrades von Lkw und von Pkw ist nicht berücksichtigt.

Dies führt im Verkehrsbereich dazu, dass der Energieverbrauch zwischen 1998 und 2050 um 26,4 % sinkt. Dabei beträgt die durchschnittliche Absenkung des Kraftstoffverbrauchs der Pkw-Flotte gegenüber der Referenz (4,65 l Benzinäquivalent je 100 km) knapp 14 %. Die Verbrauchsverminderung bei den Lkw gegenüber den Referenzwerten im Jahr 2050 (19,9 l Dieseläquivalent je 100 km) liegt bei 3 %.

Strombereitstellung

Entscheidenden Einfluss auf die Stromerzeugungsstruktur haben die vorgegebenen Quoten für REG-Strom im Jahr 2010 und für KWK-Strom in den Jahren 2010 bis 2050. Während der vorgegebene REG-Stromanteil über einen Ausbau von Wind- und Biomassekraftwerken erreicht wird, ist bei der KWK eine differenzierte Betrachtung notwendig. Zunächst ist die KWK in den ersten Betrachtungsabschnitten eine günstige Möglichkeit, verstärkt Erdgas in der Stromerzeugung zu nutzen. Nach 2030 macht sich jedoch die THG-Intensität des Erdgases negativ bemerkbar und es erfolgt verstärkt ein Übergang auf THG-freie bzw. THG-befreite Energieträger. Nun tritt eine Wechselwirkung in Aktion. Die KWK-Stromerzeugung sollte möglichst THG-frei sein. Da die Potenziale der Biomasse-KWK und der KWK über Geothermie begrenzt sind und bei den Steinkohle-Heizkraftwerken mit CO₂-Abtrennung keine vollständige CO₂-Nullemission erreicht werden kann und dabei auch die CO₂-Minderungskosten noch relativ hoch sind, bedarf es zusätzlich einem Einsatz von Wasserstoff als für die KWK THG-freiem Energieträger, damit die KWK-Quote von 40 % in 2050 eingehalten werden kann. Der Einsatz von Wasserstoff erfolgt dabei vor allem dezentral bei den Haushalten und im GHD in Brennstoffzellen (wird jedoch in den Ergebnistabellen im Bereich Nah- und Fernwärmeerzeugung bilanziert), aber auch zum Lastausgleich der fluktuierenden Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik (Stromerzeugung insgesamt in Brennstoffzellen von

6,8 TWh in 2030 und 36,6 TWh in 2050). Um nun aber den Wasserstoff herzustellen, muss wiederum eine THG-freie Erzeugungsmöglichkeit gefunden werden. Dies ist im Szenario Umwandlungseffizienz im Prinzip nur über erneuerbare Energien oder die nahezu CO₂-befreite Braunkohle- und Steinkohlekondensationsstromerzeugung möglich. Deshalb und zur Kostenminimierung steigt aber insbesondere die Erzeugung aus Windenergie nochmals zum Ende des Betrachtungszeitraums erheblich an, um den Wasserstoff zu erzeugen.

Hier wirkt zusätzlich, dass der REG-Stromimport im Szenario Umwandlungseffizienz mit Maximalbegrenzungen versehen ist, so dass die Obergrenze in den Jahren 2020 (bis zu 2,5 % des Nettostromverbrauchs), 2030 (5 %) und 2050 (10 %) auch als Schranke wirkt. Als Importoptionen werden durchgehend Windstromimporte aus den Nachbarländern sowie zwischenzeitlich in 2020 und in 2030 ein Stromimport aus Wasserkraft aus dem Norden (mit 1,4 TWh) genutzt, die zu diesen Zeitpunkten noch kostengünstiger ist als der Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums kommt es auch zu einem Solarstromimport in Höhe von 6,2 TWh.

Tabelle 25: Entwicklung der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) in TWh

	Statistik				2010		2020		2030		2040		2050	
	1995	1997	1998	2000	REF	UWE	REF	UWE	REF	UWE	REF	UWE	REF	UWE
Wasserkraft	23,7	21,1	22,6	25,5	23,4	23,4	24,8	24,8	25,3	25,3	25,5	25,5	25,5	25,7
Windenergie	1,5	3,0	4,5	9,2	20,7	31,5	26,8	26,8	50,8	60,2	57,7	59,1	62,5	137,3
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,7	0,7	1,4	1,4	4,3	4,3	9,1	9,1
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,5	2,4	1,4	6,9	3,9	19,3	8,3	41,3
Biomasse/-gas	0,7	1,0	1,1	1,2	7,8	11,0	6,3	6,3	7,8	7,8	10,2	12,6	12,9	25,6
REG-Import	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	7,4	2,7	29,2	0,4	42,9	0,0	61,2
Summe	25,9	25,1	28,3	36,0	52,0	66,5	61,4	68,5	89,4	130,7	102,0	163,8	118,2	300,1

Mit der KWK-Stromquote wird aber zusätzlich auch der Beitrag der solaren Nahwärme begrenzt, der auf maximal 50 PJ in 2050 steigt. Die solaren Nahwärmesysteme konkurrieren mit der Erzeugung von Nah- und Fernwärme bzw. der Objektversorgung über KWK-Anlagen, die jedoch über die Mindestquote zwangsweise genutzt wird. Der Freiraum für die Ausgestaltung des Energiesystems ist so wesentlich eingeschränkt.

Eine Abtrennung und Endlagerung von CO₂ aus Kraftwerken findet im Szenario Umwandlungseffizienz bei Braunkohle- und Steinkohle-Kraftwerken sowie bei Steinkohle-Heizkraftwerken statt (vgl. Tabelle 26). Eine Kohlevergasung mit CO₂-Abtrennung zur Wasserstoffherzeugung wird nicht durchgeführt, da die THG-Minderung über der Weg der Verstromung kosteneffizienter und flexibler erscheint als über die direkte Wasserstoffherzeugung.

Tabelle 26: Technisch ökonomische Daten von Kohlekraftwerken und –Heizkraftwerken mit und ohne CO₂-Abtrennung

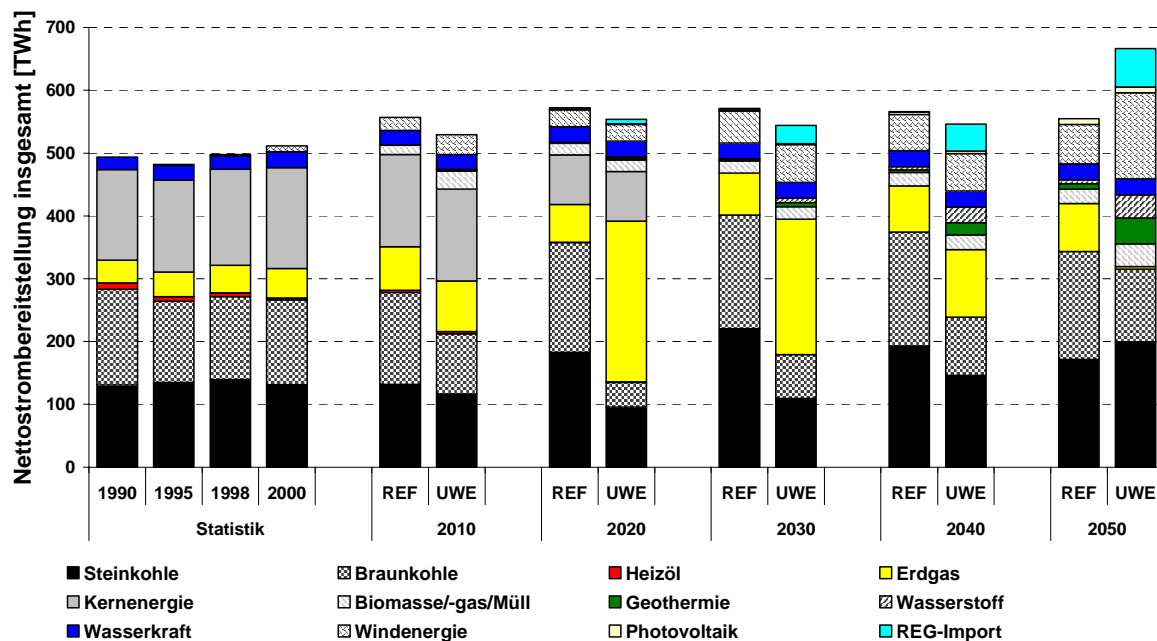
		2000	2010	2020	2030
Braunkohle - Kondensations-KW					
Kapazität	MW	965	980	1000	1200
Wirkungsgrad	%	44,5	46,0	50,0	51,0
spez. Investitionskosten 1)	€ ₂₀₀₀ /kW _{el}	1329	1278	1227	1176
Braunkohle-KW mit integrierter Kohlevergasung					
Kapazität	MW	k.A.	400	700	823
Wirkungsgrad	%	k.A.	48,0	52,0	53,5
spez. Investitionskosten 1)	€ ₂₀₀₀ /kW _{el}	k.A.	1380	1253	1227
Braunkohle-KW mit integrierter Kohlevergasung und CO₂-Abtrennung					
Kapazität	MW	k.A.	400	400	400
Wirkungsgrad	%	k.A.	42,0	46,0	48,0
spez. Investitionskosten 1)	€ ₂₀₀₀ /kW _{el}	k.A.	1994	1815	1738
Steinkohle - Kondensations-KW					
Kapazität	MW	700	750	800	900
Wirkungsgrad	%	45,0	47,0	51,0	52,0
spez. Investitionskosten 1)	€ ₂₀₀₀ /kW _{el}	1202	1099	971	946
Steinkohle-KW mit integrierter Kohlevergasung					
Kapazität	MW	650	400	700	823
Wirkungsgrad	%	47,0	50,0	54,0	55,5
spez. Investitionskosten 1)	€ ₂₀₀₀ /kW _{el}	1636	1380	1253	1227
Steinkohle-KW mit integrierter Kohlevergasung und CO₂-Abtrennung					
Kapazität	MW	275	400	700	823
Wirkungsgrad	%	40,0	44,0	48,0	50,0
spez. Investitionskosten 1)	€ ₂₀₀₀ /kW _{el}	2429	1994	1815	1738
Steinkohle-Entnahmekondensations-KWK					
max. el. Kapazität	MW	500	500	500	500
max. el. Wirkungsgrad	%	42,5	44,0	45,0	46,0
el. Wirkungsgrad bei max. Wärmeauskopplung	%	35,0	35,0	36,0	37,0
therm. Wirkungsgrad bei max. Wärmeauskopplung	%	53,0	53,0	52,0	51,0
spez. Investitionskosten 1)	€ ₂₀₀₀ /kW _{el}	1452	1416	1380	1345
Steinkohle-IGCC-KWK-Anlage mit CO₂-Abscheidung					
max. el. Kapazität	MW	k.A.	400	400	400
max. el. Wirkungsgrad	%	k.A.	41,0	45,0	47,0
el. Wirkungsgrad bei max. Wärmeauskopplung	%	k.A.	34,0	35,0	36,0
therm. Wirkungsgrad bei max. Wärmeauskopplung	%	k.A.	47,0	46,0	45,0
spez. Investitionskosten 1)	€ ₂₀₀₀ /kW _{el}	k.A.	2147	1968	1892

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

Es werden nach 2020 bis zu rund 18 GW_{el} Braunkohlekraftwerke sowie 37 GW_{el} Steinkohlekraftwerke und –Heizkraftwerke betrieben mit einer Stromerzeugung von rund 116 TWh bzw. 199 TWh. Damit geht einher, dass rund 9 Mio. t CO₂ in 2020, 121 Mio. t CO₂ in 2030 und bis zu 260 Mio. t CO₂ in 2050 einer Deponierung in europäischen Lagern zugeführt werden müssen. In der EU bestehen nach den Potenzialabschätzungen für die Enquete-Kommission insgesamt Entsorgungskapazitäten in Höhe von rund 800 Gigatonnen CO₂. Bezogen auf die Bevölkerung der EU bedeutet dies eine verfügbare Speicherkapazität von 2,14 kt pro Kopf und somit bei einer proportionalen Verteilung auf die einzelnen Mitgliedsländer für Deutschland eine Kapazität von ca. 175 Gigatonnen CO₂.

Damit wird die Stromerzeugungsstruktur im Zeitablauf zunehmend mit THG-freien bzw. THG-günstigeren Energieträgern bzw. Kraftwerken dargestellt (vgl. Abbildung 16). Während im Jahr 2010 die Kohlen noch einen Anteil von 41,4 % an der Nettostromerzeugung haben und das Erdgas von 11,3 %, weisen diese fossilen Energieträger im Jahr 2050 einen Anteil von 32,9 % bei der nahezu CO₂-befreiten Steinkohle, von 19,1 % bei der CO₂-entsorgten Braunkohle und von 0,8 % beim Erdgas auf.

Abbildung 16: Entwicklung der Nettostrombereitstellung nach Energieträgern im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) in TWh



Die THG-freien erneuerbaren Energieträger (REG) (Wasserkraft, Windenergie, Photovoltaik, Biomasse, Geothermie) steigern demgegenüber ihren Anteil über 12,5 % in 2010 (Vorgabe) bzw. 10,7 % in 2020 auf 39,2 % in 2050. Gewinner bei den REG sind insbesondere die Biomassen (auch Energiepflanzenanbau wird genutzt), die Geothermie und zum Ende des Be-

trachtungszeitraumes vor allem die Windenergie. Demgegenüber liegt der Versorgungsbeitrag bei der Photovoltaik im diesem Szenario auf dem selben Niveau wie im Referenzszenario.

Die Biomasse wird insbesondere im Zusammenhang mit der KWK-Quote für die Stromerzeugung genutzt. Die Geothermie stellt aufgrund der vorgegebenen Entwicklung bei den Investitionskosten eine interessante Option zur THG-Minderung am Ende des Betrachtungszeitraumes dar. Dabei erfolgt eine Nutzung der HDR-Technologie sowohl in KWK als auch zur reinen Stromerzeugung. Hier werden die Nutzungen im Wärmemarkt im Wesentlichen durch die Einbindungsnotwendigkeit in größere Wärmenetze bestimmt. Entsprechend werden aus Geothermie im Jahr 2050 ca. 200 PJ in die Fern-/Nahwärmeerzeugung eingebracht mit einer zeitgleichen Stromerzeugung von rund 13 TWh. Weitere 29 TWh Strom werden im Jahr 2050 aus Geothermie ungekoppelt erzeugt. Bei der Windenergie werden die Potenziale auf dem Festland mit mittleren Windgeschwindigkeiten von 4,5 m/s und mehr vollständig ausgenutzt. Offshore werden die Potenziale mit Wassertiefen von 30 m und mehr auch voll genutzt.

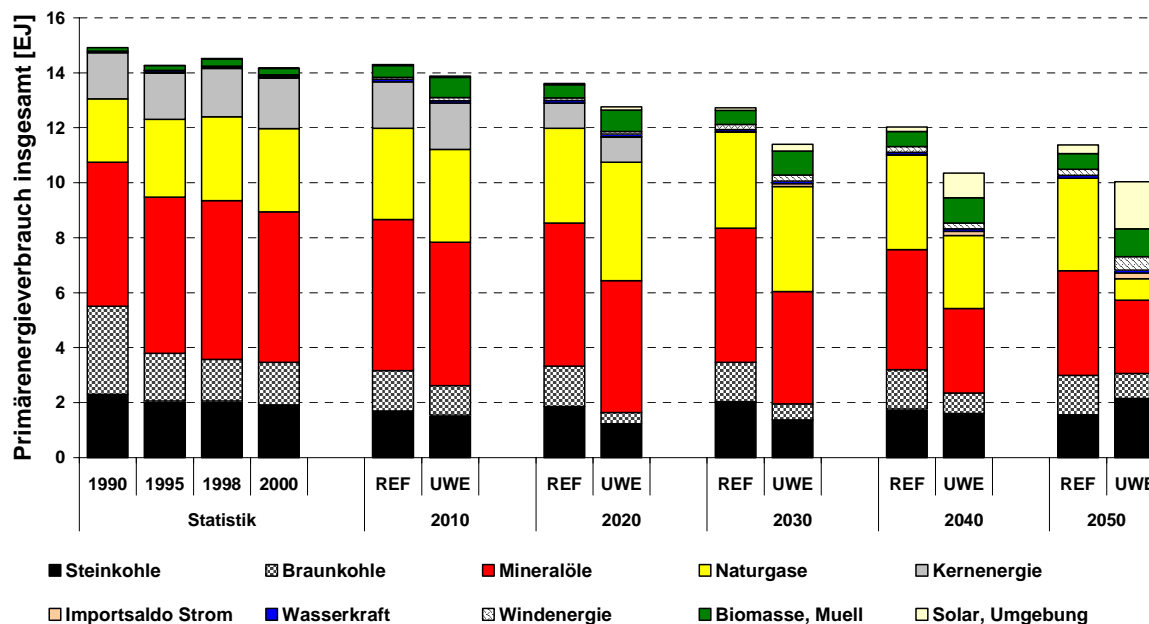
Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch, ermittelt nach der Wirkungsgradmethode, ist durch deutliche Strukturverschiebungen gekennzeichnet (vgl. Abbildung 17). Wie beim Endenergieverbrauch sind die fossilen Energieträger, bei denen keine CO₂-Abtrennung vorgesehen ist, mit deutlichen Einbußen behaftet, die erneuerbaren Energieträger (Biomasse, Umweltwärme, Solarwärme, Windenergie) und zwischenzeitlich der REG-Stromimport nehmen bei längerfristig rückläufigem Gesamtniveau an Bedeutung zu. Der Beitrag der Photovoltaik steigt nur langsam an. Somit werden im Jahr 2020 nach der Wirkungsgradmethode ca. 12,9 % des Primärenergieverbrauchs durch Kohlen gedeckt, 37,5 % durch Mineralöle, 33,8 % durch Gase, noch 7,1 % durch die Kernenergie und 8,7 % durch erneuerbare Energien (inkl. REG-Stromimport und Müll). Bis 2050 kann aufgrund der CO₂-Abtrennung bei den Braunkohle- und Steinkohle-Kraftwerken und –Heizkraftwerken der Anteil der Kohlen mit 30,5 % sogar wieder deutlich gesteigert werden, der Beitrag der Mineralöle geht auf 26,5 % zurück und der Gase auf 7,8 %. Die erneuerbaren Energieträger einschließlich dem REG-Stromimport halten im Jahr 2050 einen Anteil von 35,3 % am Primärenergieverbrauch.

Der über die THG-Emissionsobergrenze vorgegebene mögliche Einsatz von fossilen Brennstoffen von rund 8000 bis 9000 PJ in 2030 verteilt sich zu rund 575 PJ auf Steinkohle, 80 PJ Braunkohle, 4080 PJ Mineralöle und 3825 PJ Gase. Dazu kommen noch ca. 795 PJ Stein- bzw. 505 PJ Braunkohle, die aufgrund der CO₂-Abtrennung nicht emissionswirksam werden. In 2050 können noch rund 4000 bis 4400 PJ fossile Primärenergie eingesetzt werden. Dies

sind im Szenario Umwandlungseffizienz ca. 215 PJ Steinkohle, 45 PJ Braunkohle, 2670 PJ Mineralöle und 780 PJ Gase. Zusätzlich werden nochmals 1940 PJ Steinkohle und 860 PJ Braunkohle durch CO₂-Deponierung nutzbar.

Abbildung 17: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) in EJ



Emissionen und Kosten

Neben der Minderung der energiebedingten Treibhausgasemissionen erfolgt bis 2050 auch eine deutliche Minderung der sonstigen energiebedingten Emissionen. Die NO_x-Emissionen sinken gegenüber 1990 um 75,0 % (Referenz: 59,7 %), die SO₂-Emissionen um 95,0 % (85,3 %), die CO-Emissionen um 88,1 % (84,5 %), die NMVOC-Emissionen um 93,0 % (91,2 %) und die Staub-Emissionen um 97,3 % (94,0 %).

Der Anfall an radioaktiven Abfällen mit hoher Wärmeentwicklung und mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung verändert sich nicht gegenüber dem Referenzszenario.

Für das Szenario Umwandlungseffizienz ergeben sich kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten zum Referenzszenario von ca. 348,1 Mrd €₈ mit einem Maximalwert von 658,0 €₈ pro Haushalt und Jahr und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von 78,5 Mrd €₈ (vgl. Tabelle 27). Während hier hinsichtlich der kumulierten nicht abdiskontierten Differenzkosten im Szenarienvergleich zum Referenzszenario (vgl. Tabelle 15) rund 694,9 Mrd €₈ mehr an Investitionen und sonstige Betriebskosten aufgewendet werden müssen, steht dem eine Einsparung bei den Brennstoffkosten (inkl. Stromimport) von 346,8 Mrd €₈ gegenüber. Im Zeitablauf steigen dabei die durchschnittlichen Treibhausgas-Minderungs-

kosten von rund 11,6 €₉₈ je t CO₂* im Jahr 2010 auf ca. 43,1 €₉₈ je t CO₂* im Jahr 2050, worin auch die ansteigenden Minderungsnotwendigkeit zum Ausdruck kommen. Noch deutlicher wird dies anhand der marginalen Treibhausgas-Minderungskosten, die von 21,9 €₉₈ je t CO₂* in 2020 über 60,4 €₉₈ je t CO₂* in 2030 auf 450,0 €₉₈ je t CO₂* im Jahr 2050 ansteigen.

Tabelle 27: Differenzkosten des Szenarios Umwandlungseffizienz (UWE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) in Mrd. €₉₈

	Kostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Auf 1998 abdiskontierte Kostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Durchschnittliche Treibhausgas-Minderungskosten	Marginale Treibhausgas-Minderungskosten
	Mrd. Euro ₉₈	Mrd. Euro ₉₈	Mrd. Euro ₉₈	Mrd. Euro ₉₈	Euro ₉₈ /t CO ₂ *	Euro ₉₈ /t CO ₂ *
2010	1,0	7,2	0,6	5,0	11,6	0,0
2020	2,9	18,4	1,2	10,2	16,1	21,9
2030	8,5	81,0	2,4	31,1	26,8	60,4
2050	21,9	348,1	2,8	78,5	43,1	450,0

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. €₉₈. Abdiskontiert auf das Jahr 1998 entspricht dies –2321 Mrd. €₉₈. Entsprechend der Vorgabe für die Ermittlung der externen Kosten durch SPD/Bündnis 90/Die Grünen wurden im Referenzszenario die Kosten des Klimawandels berücksichtigt (5269 Mrd. €₉₈ kumuliert und nicht abdiskontiert bzw. 2012 Mrd. €₉₈ kumuliert und abdiskontiert auf das Jahr 1998), in den Reduktionsszenarien wurden sie gleich Null gesetzt.

Berücksichtigt man die externen Kosten gemäß Definition der Fraktionen von CDU/CSU und FDP resultieren kumulierte Differenzkosten in Höhe von 576,6 Mrd. €₉₈, dies entspricht, abdiskontiert auf das Jahr 1998, einem Betrag von 144,2 Mrd. €₉₈.

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

3.4 Variante 1 zum Szenario Umwandlungseffizienz (Alternativer Datensatz)

Grundlage der Szenariorechnungen der Variante 1 ist der Alternative Technologiedatensatz (AD), der seitens CDU/CSU und FDP am 11. Februar 2002 zur Verfügung gestellt wurde. Ansonsten wurden keine Änderungen der jeweiligen Szenariorandbedingungen gegenüber den Szenariorechnungen mit dem Basisdatensatz (UWE_BD) vorgenommen. Die Basis stellt die Version 3 des Szenarios Umwandlungseffizienz vom 2. Mai 2002 dar (vgl. Abschnitt 3.3) (eine CO₂-Abtrennung bei Erdgas-Kraftwerken und –Heizkraftwerken ist nicht zugelassen).

Der alternative Datensatz liefert im Wesentlichen Änderungen bei den Wirkungsgraden und bei den ökonomischen Kennziffern von Stromerzeugungs- sowie von KWK-Technologien (vgl. Abschnitt 2.3). 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.

Unter den Annahmen des Basisdatensatzes stellt die Stromerzeugung in Braunkohle-Kraftwerken inklusive CO₂-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 18).

Des Weiteren haben die modifizierten Annahmen zur Folge, dass die Steinkohle in der Stromerzeugung Gas substituiert (für Erdgas wurde keine CO₂-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 19).

Abbildung 18: Nettostrombereitstellung im Szenarienvergleich

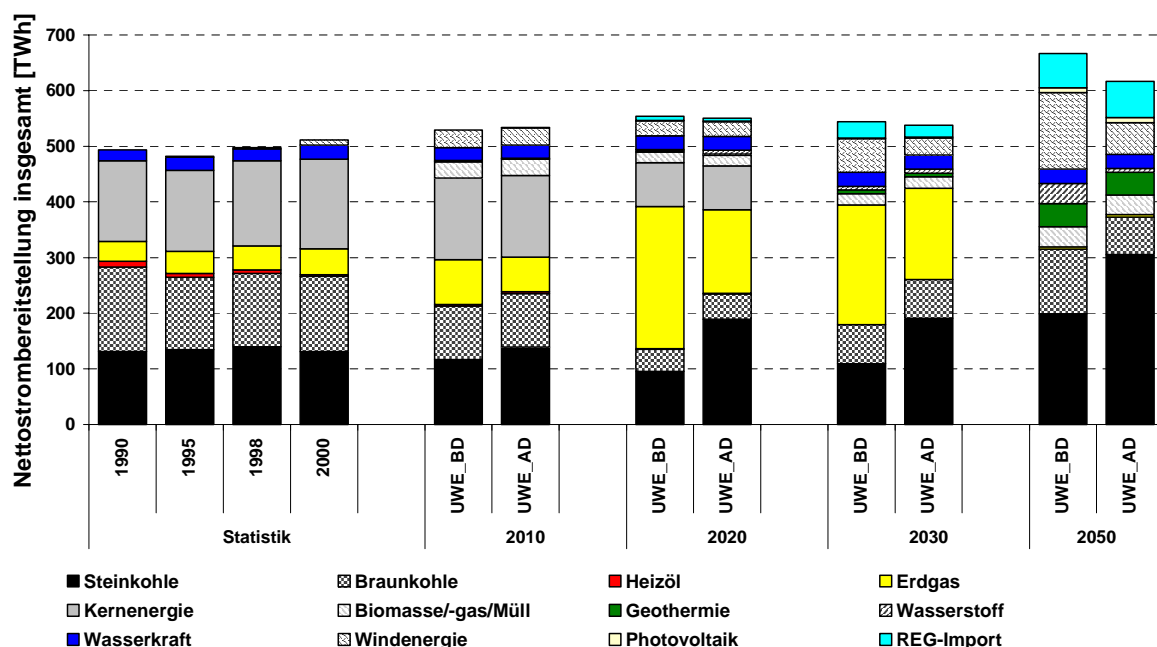
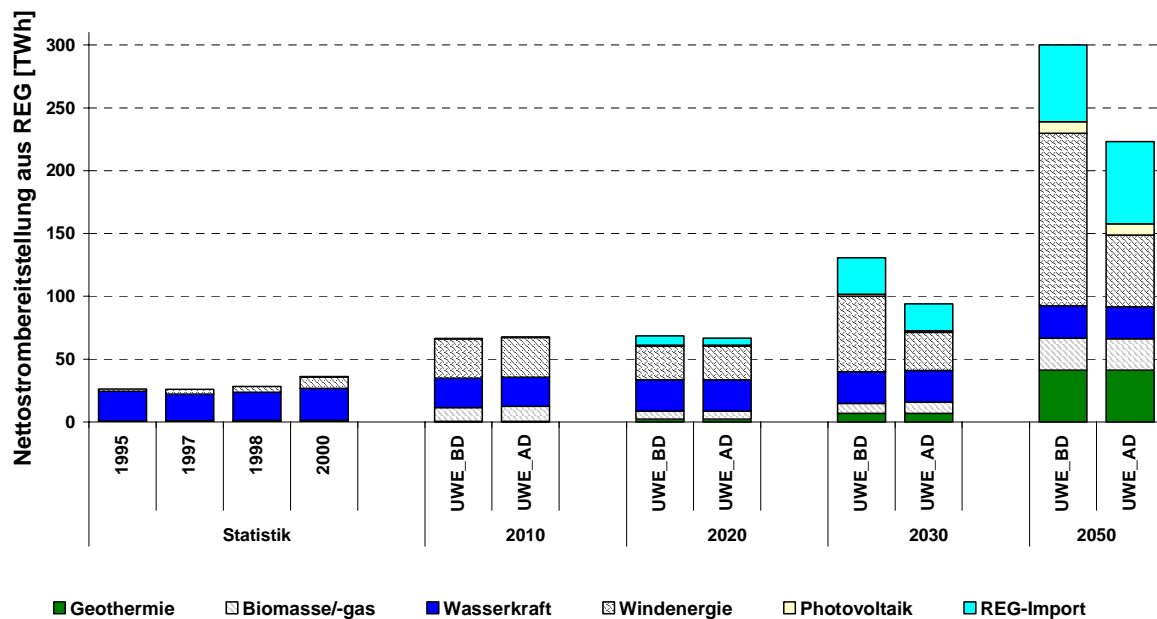


Abbildung 19: Nettostrombereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen im Szenarienvergleich

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 CO₂-Abtrennung betrieben werden.

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 28).

Tabelle 28: Endenergieverbrauch an Strom und Nettostromverbrauch im Szenarienvergleich in TWh

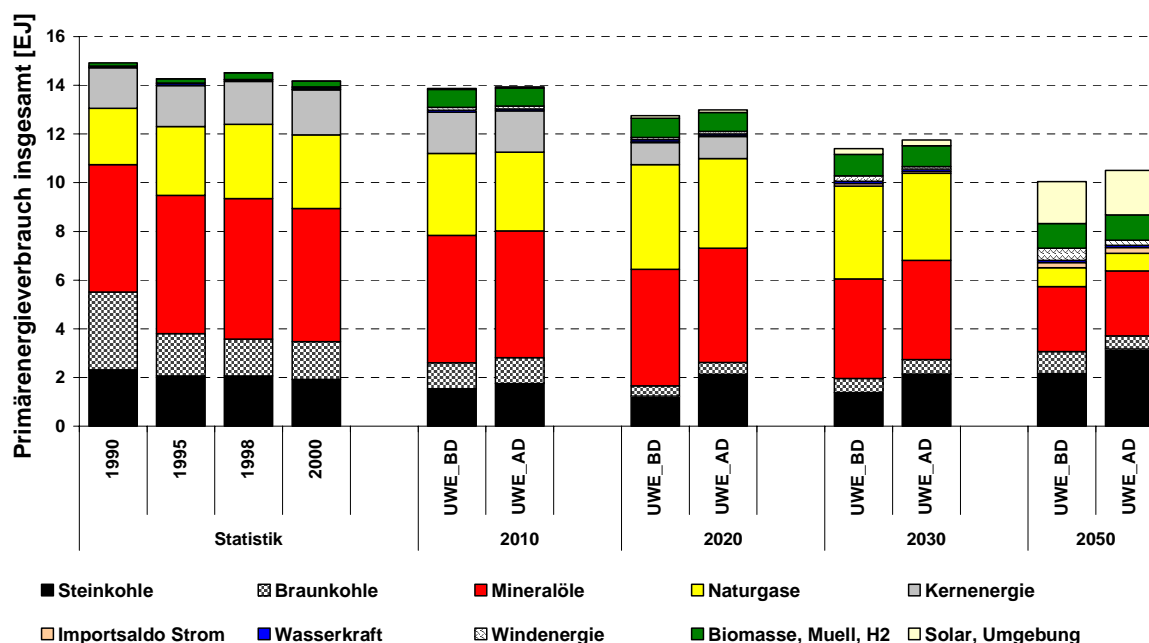
	2010	2020	2030	2050
Endenergieverbrauch an Strom				
UWE_BD	491,9	519,4	512,4	537,5
UWE_AD	496,0	518,4	508,4	573,9
Nettostromverbrauch				
UWE_BD	529,6	546,4	544,2	666,5
UWE_AD	533,8	550,8	537,8	617,0

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 Wasserstoffherzeugung genutzten Technologien mit

regenerativen Energieträgern im Verhältnis stärker steigen und die KWK-Quote direkt mit fossilen, CO₂-befreiten Steinkohle-Heizkraftwerken sowie mit Biomasse-Heizkraftwerken erfüllt wird.

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 20). Hier 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 20: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich



Abweichungen ergeben sich bei den Kostendifferenzen, da sich hier die Kostenrelationen zwischen fossilen Anlagen und REG-Anlagen sowie Energieeinsparung nicht so stark zu Gunsten der erneuerbaren Energien verbessern wie im Basisdatensatz. Werden für das Szenario Umwandlungseffizienz unter Verwendung des Basisdatensatzes kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten zum Referenzszenario (mit Basisdatensatz – REF_BD) von ca. +348,1 Mrd. €₈ mit einer maximalen Zusatzbelastung von 658,0 €₈ pro Haushalt und Jahr ermittelt und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von +78,5 Mrd. €₈, 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. €₈ mit einer maximalen Zusatzbelastung von +646,5 €₈ pro Haushalt und Jahr und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von 77,9 Mrd. €₈.

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 des Szenarios Umwandlungseffizienz mit rund 331 Mrd. €₈ kumuliert und nicht abdiskontiert geringfügig niedriger als im Basisfall. Ursache dafür ist, dass in den Rechnungen mit dem alternativen Datensatz die fossilen Technologien günstiger und die erneuerbaren Energien ungünstiger dargestellt werden als im Basisdatensatz.

4 Szenario REG-/REN-Offensive

4.1 Charakterisierung des Szenarios (Vorgaben)

Nach den Vorgaben der Kommission soll mit dem Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) ein Szenario kreiert werden, das durch einen gegenüber dem Referenzszenario deutlich verstärkten Einsatz effizienter Erzeugungs- und Nutzungstechnologien und erneuerbarer Energien mit forcierten Aktivitäten zur Energieeinsparung gekennzeichnet ist. Dabei wird auf der Version 5 des Referenzszenarios (vgl. Abschnitt 2.2) aufgesetzt, wobei dann die energiebedingten Treibhausgas-(THG-)Emissionen im Jahr 2010 um 37,2 Mio. t CO₂^{*}, in 2020 um 182,8 Mio. t CO₂^{*}, in 2030 um 315,7 Mio. t CO₂^{*} und im Jahr 2050 um 508,4 Mio. t CO₂^{*} reduziert werden müssen. Ein Zubau von neuen Kernkraftwerken ist – wie im Referenzszenario – nicht möglich. Im Hinblick auf die in diesem Szenario zu erreichenden sehr weitreichenden Treibhausgasreduzierungen (minus 80 % in 2050 bezogen auf 1990) wurden gegenüber dem Referenzszenario die folgenden veränderten Rahmenbedingungen von der Kommission vorgegeben (vgl. Tabelle 1):

- Der Ausbau der erneuerbaren Energien soll dergestalt erfolgen, dass im Jahr 2010 zumindest 12,5 % des Stromverbrauchs aus regenerativen Energien stammen, in 2020 mindestens 20 %, in 2030 mindestens 30 % und in 2050 mindestens 50 %. Dabei ist es möglich, einen Teil dieser Verpflichtung durch den Import von REG-Strom zu erfüllen, der jedoch erst nach 2010 zur Verfügung steht und in 2020 nicht mehr als 5 %, in 2030 nicht mehr als 10 % und in 2050 nicht mehr als 20 % des Stromverbrauchs in Deutschland überschreiten darf.
- Insgesamt sollen die erneuerbaren Energiequellen einen Mindestanteil am Primärenergieverbrauch in Deutschland, ermittelt mit der Wirkungsgradmethode, erreichen, der, einschließlich des REG-Stromimports und des Mülls, in 2010 bei mindestens 4 %, in 2020 bei mindestens 8 %, in 2030 bei mindestens 16 % und in 2050 bei mindestens 50 % liegt.
- Es wird eine Verlagerung der Verkehrsleistungen im Personenverkehr vom MIV auf ÖSPV und Bahnen sowie vom Flugzeug auf Bahnen vorgenommen, im Güterverkehr wird Verkehrsleistung vom Straßenfernverkehr auf die Bahn und auf das Binnenschiff übertragen (vgl. Tabelle 29). Zusätzlich findet vorgabegemäß im Personenverkehr eine – im Vergleich zu den beiden anderen Reduktionsszenarien nochmals stärkere – Verlagerung vom motorisierten Verkehr auf den nicht-motorisierten Verkehr statt.

Tabelle 29: Struktur der Personen- und Güterverkehrsleistung im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) im Vergleich zum Referenzszenario (REF)

	1990	1995	2010		2020		2030		2040		2050	
			REF	RRO	REF	RRO	REF	RRO	REF	RRO	REF	RRO
Personenverkehr in Mrd. Pkm												
MIV	687,3	742,9	881,4	837,3	916,1	815,4	913,1	739,6	871,8	636,4	797,8	534,5
ÖSPV	91,7	77,0	81,0	98,6	82,0	118,7	82,1	146,0	82,2	169,4	82,4	178,1
Bahnen	61,7	75,0	76,0	94,7	80,0	119,1	82,0	149,6	83,0	166,5	83,5	177,6
Luftverkehr	18,8	32,5	52,5	51,4	60,0	57,6	61,9	58,2	62,8	57,8	63,3	56,9
Motorisierter Verkehr	859,4	927,4	1090,9	1082,0	1138,2	1110,7	1139,1	1093,5	1099,8	1030,1	1026,9	947,1
Nichtmot. Verkehr	0,0	0,0	0,0	8,8	0,0	27,5	0,0	45,7	0,0	69,7	0,0	79,8
Summe	859,4	927,4	1090,9	1090,9	1138,2	1138,2	1139,1	1139,1	1099,8	1099,8	1026,9	1026,9
Güterverkehr in Mrd. tkm												
Straße nah	57,5	72,0	83,2	83,2	101,8	101,8	116,7	116,7	128,3	128,3	135,0	135,0
Straße fern	126,8	208,0	349,2	335,2	431,6	401,4	498,8	439,0	544,7	446,6	568,2	426,2
Bahn	100,2	69,0	93,4	103,9	106,2	127,8	119,3	159,2	133,4	193,3	142,6	227,9
Schiff	56,4	64,0	81,6	85,1	92,8	101,4	104,5	124,4	113,5	151,6	118,5	175,4
Summe	340,9	413,0	607,4	607,4	732,4	732,4	839,2	839,2	919,9	919,9	964,4	964,4

- Des Weiteren ist ein Mindestanteil von mit Wasserstoff betriebenen Bussen von 2 % in 2020, 6 % in 2030, 12 % in 2040 und 24 % in 2050 vorgegeben und bei den Flugzeugen soll der Wasserstoff in 2030 einen Mindestanteil von 1 %, in 2040 von 2 % und in 2050 von 5 % erreichen. Schließlich ist auch für die Biomasse angesetzt, dass sie in 2010 einen Mindestanteil von 6 % am Treibstoffverbrauch, in 2020 von 12 % und in 2030 von 15 %

ausmachen soll, danach soll der absolute Verbrauch an Biokraftstoffen zumindest auf dem in 2030 erreichten Niveau verbleiben.

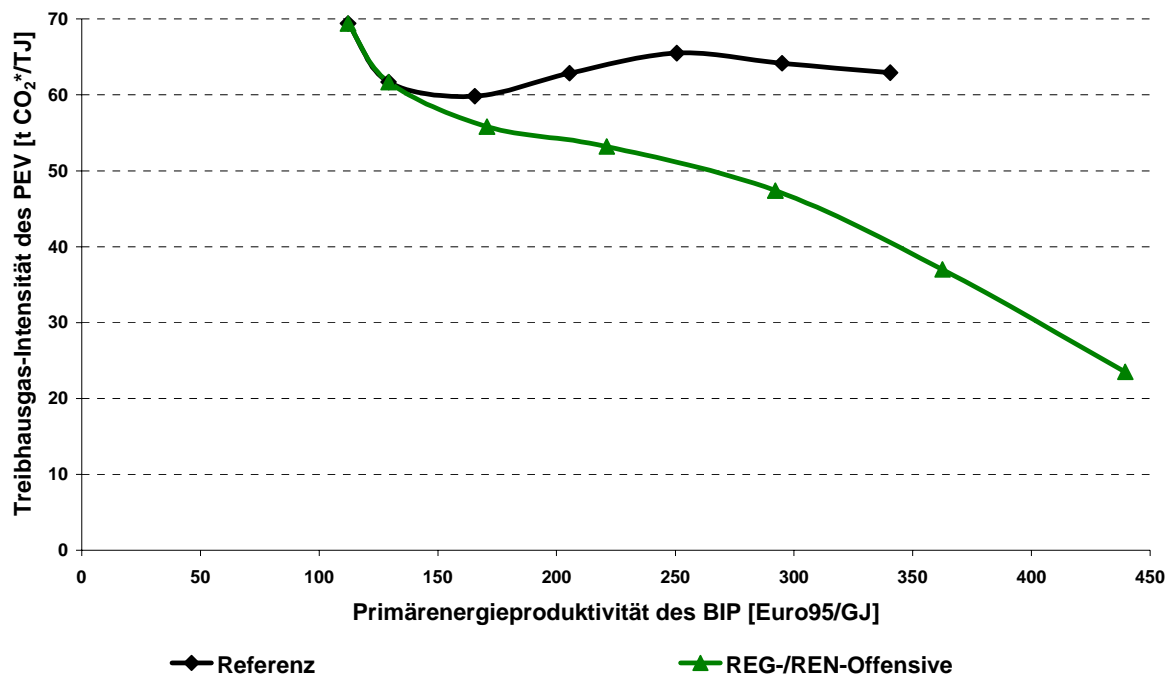
- Die Möglichkeit, CO₂ aus den Kraftwerks- und Heizkraftwerksprozessen sowie bei der Kohlevergasung zur Wasserstoffherzeugung abzutrennen und innerhalb der Europäischen Union zu deponieren, besteht nicht.
- Der Mindesteinsatz heimischer Stein- und Braunkohle wird gegenüber dem Referenzszenario gesenkt.
- Es gibt keine Vorgabe für den Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung.
- Entsprechend der Dokumentation des Referenzszenarios beträgt die Gesamt-Sanierungsrate bei den Wohngebäuden 2,5 %/a. Im Referenzszenario werden dabei bei 20 % dieser Gebäude, d. h. 0,5 %/a, innerhalb des Sanierungszyklus auch wärmetechnische Sanierungen durchgeführt. Für die Reduktionsszenarien wird davon ausgegangen, dass bis 2010 hierbei gegenüber dem Referenzszenario eine Verdopplung der tatsächlich durchgeführten Sanierungen möglich ist (40 % oder 1,0 %/a), danach bis 2020 auf 60 % bzw. 1,5 %/a, bis 2030 auf 80 % bzw. 2,0 %/a und danach auf 100 %.

4.2 Wesentliche, das Szenario kennzeichnende Entwicklungen

Die aus längerfristiger Sicht sich lohnende Sanierung von Gebäuden im Renovierungszyklus und die zusätzliche Vorgabe, einen Mindestanteil an REG-Strom von 12,5 % in 2010 erreichen zu müssen⁵, führt dazu, dass im Jahr 2010 das THG-Minderungsziel (-21 % gegenüber 1990) mit einer Reduktion um 25,3 % übererfüllt wird. Die vorgegebene REG-Stromquote, für die kein REG-Stromimport möglich ist, bringt es auch mit sich, dass in 2010 eine vorübergehend hohe Nutzung von Biomassen erfolgt, bei der die schnellsten Umsetzungszeiten zur Darstellung von größeren REG-Stromerzeugungsmengen bestehen. Dies führt soweit, dass nur für 2010 vorübergehend ein Energiepflanzenanbau stattfindet, der relativ problemlos für die zukünftigen Perioden wieder rückgängig gemacht werden kann. Der kurzfristig verstärkte Einsatz der Biomassen erfolgt in diesem Zeitraum zum überwiegenden Teil in Zufeuerung in bestehenden Kohlekraftwerken (die dann – vorübergehend – anteilmäßig als Biomasse-Kapazität bilanziert werden), um nicht weitere Überkapazitäten zu generieren.

⁵ Die Vorgabe der REG-Quote für 2010 führt auch dazu, dass Stromanwendungen möglichst wenig genutzt werden, um bei einem niedrigeren Verbrauch den vorgegebenen Mindestanteil der erneuerbaren Energiequellen leichter erfüllen zu können.

Abbildung 21: Entwicklung der Treibhausgas-Intensität des Primärenergieverbrauchs (PEV) und der Primärenergieproduktivität des realen Bruttoinlandsproduktes (BIP) im Szenarienvergleich



Nach 2010 beginnt die Ära des Erdgases als dominierender Energieträger in Deutschland. Während beim Endenergieverbrauch nur geringe Steigerungen bis 2020 vorliegen, wonach dann der Erdgaseinsatz deutlich zurückgeführt wird, ist beim Brennstoffeinsatz in der Stromerzeugung und in der Kraft-Wärme-Kopplung ein deutlicher Zuwachs beim Erdgas festzustellen. Damit weisen die Naturgase im Jahr 2030 mit einem Anteil von 41,4 % am Primärenergieverbrauch einen höheren Beitrag auf als die Mineralöle mit 36,7 %. Mit den weiter zunehmenden THG-Minderungserfordernissen wird dann jedoch das Erdgas hinsichtlich des gesamten Primärenergieeinsatzes zunächst etwas und langfristig dann wieder deutlich zurückgenommen.

Zusätzlich zur Durchdringung des Energiesystems mit Erdgas wirken die Vorgaben der Mindestquoten für den Anteil der erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch als wesentliche Szenariorandbedingung. Diese Mindestanteile stellen nach 2010 Begrenzungen dar, die wesentlich die Entwicklung des Energiesystems in allen Betrachtungsabschnitten mitprägen. In 2020 ist dabei parallel auch die Mindestgrenze für den Anteil der erneuerbaren Energieträger in der Strombereitstellung bindend. Nach 2020 geht der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Strombereitstellung über die Mindestvorgaben hinaus, um das generelle Ziel des Mindestanteils der REG am Primärenergieverbrauch erreichen zu können.

Neben den Treibhausgasemissionen werden auch die anderen Emissionen stark gemindert und die Differenzkosten gegenüber dem Referenzszenario belaufen sich kumuliert und nicht abdiskontiert auf 617,4 Mrd. €₈ sowie in auf 1998 abdiskontierten Werten auf 142,0 Mrd. €₈.

4.3 Ergebnisse der Szenariorechnungen

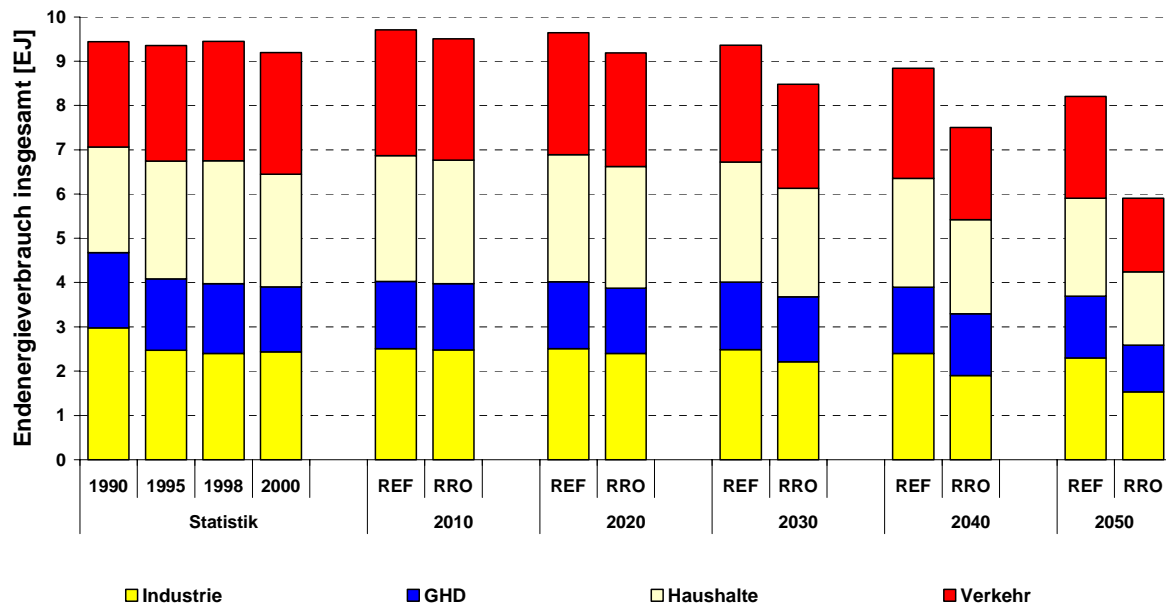
Endenergieverbrauch

Der durch die notwendige Treibhausgasminderung resultierende enorme Druck auf den Einsatz fossiler Energieträger führt zu einer deutlichen Erhöhung der Energieeinsparung in allen Verbrauchsbereichen (vgl. Abbildung 22). Hier erfolgt im Vergleich zum Referenzszenario in allen Endverbrauchssektoren bis 2020 eine nahezu parallele Entwicklung. Bis 2010 wird gegenüber der Referenz der Endenergieverbrauch um 1,2 % (Industrie) bis 3,5 % (Verkehr⁶) gesenkt und bis 2020 um 2,6 % (GHD) bis 6,9 % (Verkehr). Auch im Jahr 2030 sind die Veränderungen der Endenergieverbräuche der Sektoren mit 3,9 % (GHD) bis 10,9 % (Industrie, Verkehr) gegenüber dem Referenzszenario noch immer relativ eng beieinander. In 2050 ist zwar in der Industrie eine deutlichere Absenkung des Endenergieverbrauchs um 33,5 % gegenüber dem Referenzszenario festzustellen. Bei GHD, Haushalten und Verkehr beläuft sich die Reduktion des Endenergieverbrauchs gegenüber dem Referenzszenario im Jahr 2050 aber auch auf 27,4 % (Verkehr), 25,5 % (Haushalte) und 23,9 % (GHD). Im Vergleich zum Jahr 1998 beträgt die Minderung des Endenergieverbrauchs im Jahr 2050 bei GHD 32,9 %, in der Industrie 36,2 %, beim Verkehr 38,0 % und bei den Haushalten 40,5 %.

Im Verkehr sowie im Haushaltssektor und bei GHD – nicht aber in der Industrie – werden Optionen benutzt, um mit Stromanwendungen fossile Brennstoffe zu substituieren. Dies geschieht über die Elektro-Wärmepumpe, um die Umgebungswärme zu nutzen, die nach 2020 eine deutliche Steigerung der Nutzung erfährt. In gleicher Weise werden auch Gasmotor-Wärmepumpen und längerfristig auch in geringerem Umfang die untiefe Geothermie genutzt. Einen weiteren Ausbau der Verwendung von erneuerbaren Energien auf Endverbrauchsebene erfahren im Laufe des Betrachtungszeitraumes die Biomassen und die Solarthermie. Letztere zunächst für die solare Warmwasserbereitung, längerfristig aber auch für die Raumwärmeerzeugung.

⁶ Bei der Entwicklung im Verkehrssektor ist die vorgegebene Verlagerung von Personenverkehrsleistung vom motorisierten Verkehr auf den nichtmotorisierten Verkehr zu beachten.

Abbildung 22: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (EJ)

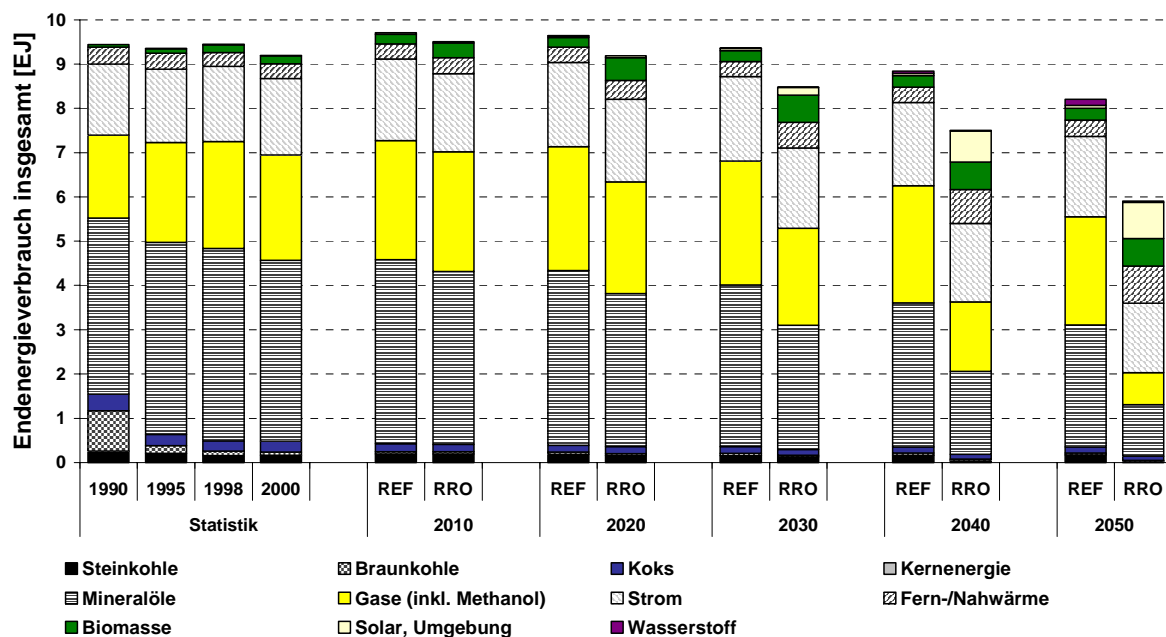


Damit verschiebt sich die Struktur des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern deutlich weg von den fossilen Brennstoffen hin zu den Sekundärenergieträgern Strom und Fernwärme sowie zu den erneuerbaren Endenergieträgern (vgl. Abbildung 23). Im Jahr 2020 wird im Szenario REG-/REN-Offensive der Endenergieverbrauch zu 3,9 % aus Kohlen (Referenz: 4,1 %), zu 37,6 % aus Mineralölprodukten (40,9 %), zu 27,5 % aus Gasen (29,0 %) sowie zu 20,3 % aus Strom (19,7 %), zu 4,6 % aus Fern-/Nahwärme (3,6 %) und zu 6,1 % aus sonstigen (erneuerbaren) Energieträgern (2,7 %) bereitgestellt. Bis 2050 verschieben sich die Anteile wie folgt: Kohlen 2,5 % (4,2 %) (entspricht dem technologisch notwendigen Mindesteinsatz), Mineralölprodukte 19,6 % (33,6 %), Gase 12,3 % (29,8 %), Strom 26,5 % (22,1 %), Fern-/Nahwärme 14,3 % (4,5 %), sonstige (erneuerbare) Energieträger 24,9 % (5,7 %). Die fossilen Brennstoffe (Kohlen, Mineralöle, Gase) halten somit insgesamt einen Anteil von 69,0 % (74,0 %) im Jahr 2020 und von 34,4 % (67,6 %) im Jahr 2050 am Endenergieverbrauch insgesamt.

Der Ausbau des Anteils der Fern- und Nahwärme, inkl. KWK-Objektversorgung, am Endenergieverbrauch ist damit begründet, dass hier zum einen solare Nahwärme bereitgestellt werden kann, die mit dazu beiträgt, die REG-Quote am Primärenergieverbrauch zu erfüllen. Des Weiteren kommen Biomasseheizkraftwerke und HDR-Anlagen zum Einsatz. Zusätzlich werden direkt beim GHD und den Haushalten Brennstoffzellen auf der Basis von elektroly-

tisch erzeugtem Wasserstoff betrieben⁷. 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.

Abbildung 23: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (EJ)



Endenergieverbrauch der Industrie

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

Die größten absoluten Beiträge zur Energieeinsparung leisten die energieintensiven Branchen Verarbeitung von Steinen und Erden, die Grundstoffchemie, das Papiergewerbe, die Metallherzeugung, 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 die Gießereien (-50 % gegenüber 1998) sowie die Steine-und-Erden-Industrie und das Papier- und Pappgewerbe (-25 % gegenüber 1998) auf. Insgesamt führen die Einsparmaßnahmen zwischen 1998 und 2050 zu einer jahresdurchschnittlichen Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs der Industrie um 2,4 %.

⁷ Entsprechend der Systematik der Energiebilanzen wird der Wasserstoffeinsatz in Brennstoffzellen im Umwandlungsbereich verbucht. Bei den Haushalten erscheint als Energieträgereinsatz der Bezug von Nah- und Fernwärme.

Die Bedeutung der Strategie, Brennstoffe durch Strom zu substituieren, ist im Szenario REG-/REN-Offensive in der Industrie weniger stark ausgeprägt. Das zeigt der Vergleich der Entwicklungen des gesamten Endenergieverbrauchs und des Stromverbrauchs. Der industrielle Endenergieverbrauch verringert sich zwischen 1998 bis 2050 um 36,2 %, der Stromverbrauch sinkt um 22,3 %.

Endenergieverbrauch der Haushalte

Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte geht zwischen 1998 und 2050 um 40,5 % 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 letzten 50 Jahren beobachtete Sanierungsstau wird durch zusätzliche Sanierungsanreize (Informationskampagnen, stärkere Kontrollen, Energie- oder THG-Steuer, Förderprogramme) deutlich verringert. 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 (siehe Anhang 1).

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 möglichen Sanierungsraten dem gegenüber deutlich höher. Es wird davon ausgegangen, 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 (Referenz: -18,1 %).

Neben den Effizienzsteigerungen trägt die Substitution fossiler Brennstoffe durch Strom und regenerative Energiequellen zur THG-Minderung bei. Dies geschieht 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.

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 Geräteausstattung der Haushalte zwischen 1998 und 2050 um 46,1 % zurück geht (Referenz: -34,6 %).

Die Einsparungen bei den Haushaltsgeräten werden am Ende der Betrachtungsperiode allerdings durch den Anstieg der Stromnachfrage der elektrischen Heizungssysteme teilweise kompensiert. Damit geht der Stromverbrauch der Privaten Haushalte zwischen 1998 und 2050 mit 40,9 % im selben Ausmaß zurück wie deren gesamter Endenergieverbrauch (40,5 %).

Endenergieverbrauch des GHD-Sektors

Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen verringert sich der Energieverbrauch zwischen 1998 und 2050 um 32,9 %. Bis zum Jahr 2030 beträgt die Einsparung gegenüber dem Basisjahr 7,0 %. Die verfügbaren Einsparpotenziale werden dem entsprechend als vergleichbar hoch eingeschätzt, eine verstärkte Umsetzung beginnt jedoch erst relativ spät.⁸

Auch im Sektor GHD werden – ebenso wie bei den Privaten Haushalten – Möglichkeiten genutzt, um mit Stromanwendungen fossile Brennstoffe zu substituieren (Wärmepumpe, Ökowerks 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. Damit nimmt der Stromverbrauch im Zeitverlauf zu und übersteigt im Jahr 2050 den Ausgangswert um 9 %. Im selben Zeitraum sinkt der Endenergieverbrauch des Sektors GHD um 32,9 %.

⁸ Siehe auch die Erläuterung der Entwicklung im Szenario Umwandlungseffizienz (vgl. Abschnitt 3.3).

Der spezifische Energieverbrauch - bezogen auf die Beschäftigten im Sektor GHD – verringert sich zwischen 1998 und 2050 um insgesamt 15 %. Wird die reale Bruttowertschöpfung als Bezugsgröße verwendet, so beträgt die Verringerung des spezifischen Endenergieverbrauchs über den Betrachtungszeitraum hinweg insgesamt 68,8 % und liegt damit in einer vergleichbaren Größenordnung wie in der Industrie (-65,5 %).

Endenergieverbrauch im Verkehr

Im Verkehrssektor ist die Veränderung des Modal Split vorgegeben (vgl. Tabelle 29). Damit einher geht eine deutliche Steigerung des Stromeinsatzes im Verkehr. Diese Tendenz wird durch den Einsatz von Strom als alternativer Antrieb bei Pkw noch verstärkt. Im Jahr 2020 erreicht die Elektrizität einen Anteil von 3,9 % am Endenergieverbrauch des Verkehrs, in 2030 von 5,7 % und im Jahr 2050 von 12,8 % gegenüber 2,2 % im Jahr 1998. Ein noch höherer Anteil wird aufgrund der Szenariovorgabe mit 20,4 % im Jahr 2050 durch Biokraftstoffe bereitgestellt, die sowohl über entsprechende Antriebskonzepte genutzt werden als auch insbesondere dem konventionellen Dieselmotorkraftstoff beigemischt werden und somit bei Lkw und Bussen sowie bei den Binnenschiffen zum Einsatz kommen. Auch das Erdgas und das Methanol werden mit geringeren Anteilen für den Antrieb von Brennstoffzellenfahrzeugen (Pkw und Busse) genutzt. Ein Einsatz von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff erfolgt im Verkehrssektor entsprechend der Vorgaben bei den Bussen und bei den Flugzeugen. Die Einsatzmengen gehen dabei nicht über die Mindestvorgaben hinaus. Hier stehen unter Kostenminimierungsgesichtspunkten alternative Verwendungsformen sowie begrenzte Erzeugungsformen des Wasserstoffs unter den Randbedingungen des Szenarios REG-/REN-Offensive einem stärkeren Einsatz entgegen.

Eine Steigerung des Auslastungs- bzw. Besetzungsgrades von Lkw und von Pkw ist nicht berücksichtigt.

Insgesamt führt dies im Verkehrsbereich dazu, dass der Energieverbrauch zwischen 1998 und 2050 um 38 % sinkt. Dabei beträgt die durchschnittliche Absenkung des Kraftstoffverbrauchs der Pkw-Flotte im Jahr 2050 gegenüber der Referenz (4,65 l Benzinäquivalent je 100 km) rund 29 %. Die Verbrauchsminderung bei den Lkw gegenüber den Referenzwerten im Jahr 2050 (19,9 l Dieseläquivalent je 100 km) liegt bei 17 %.

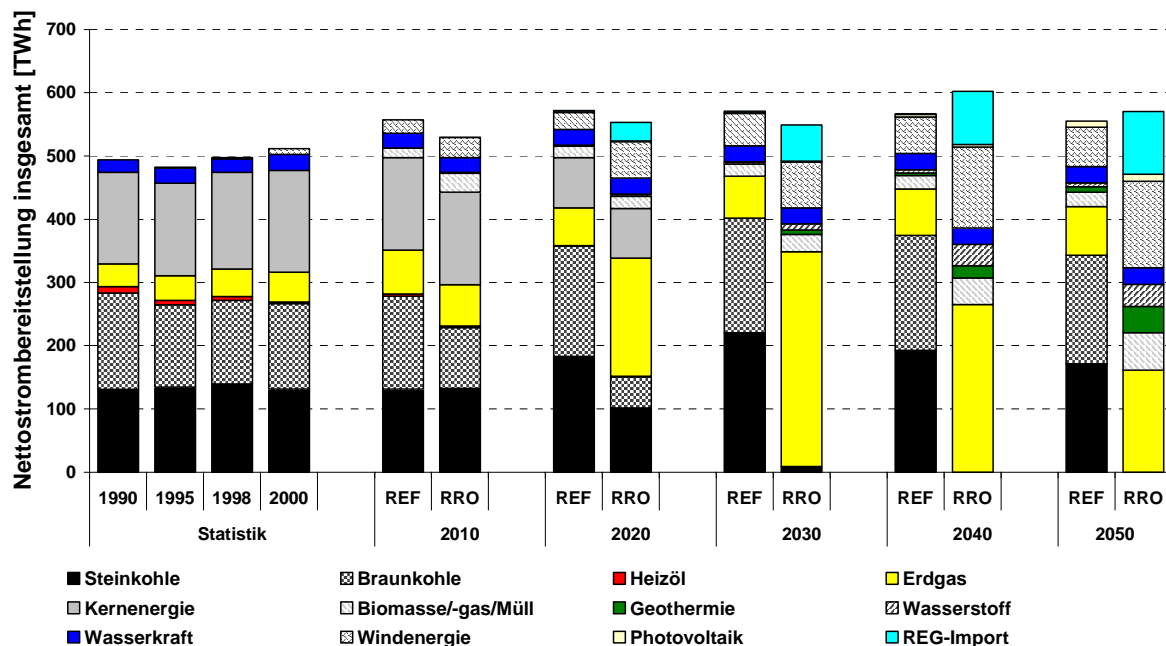
Strombereitstellung

Hinsichtlich der Stromerzeugungsstruktur und der vorgegebenen Mindestanteile der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch ist als zusätzliche Randbedingung zu berücksichtigen, dass der REG-Stromimport im Szenario REG-/REN-Offensive mit Maximalbegrenzung

gen versehen ist, so dass die Obergrenze (maximal 5 % in 2020, 10 % in 2030 bzw. 20 % in 2050 des Nettostromverbrauchs (ohne Stromeinsatz zur Elektrolyse) können aus REG-Strom importiert werden) über den gesamten Betrachtungszeitraum auch als Begrenzung wirksam ist. Als Importoptionen werden durchgehend Windstromimporte aus den Nachbarländern und Stromimporte aus solarthermischen Kraftwerken sowie zwischenzeitlich in 2020 und in 2030 ein Stromimport aus Wasserkraft aus dem Norden genutzt, der zu diesen Zeitpunkten aufgrund der erst langsam steigenden Verfügbarkeit von REG-Stromimportmengen zur Erfüllung der REG-Quote am Primärenergieverbrauch beiträgt. Die Potenzialobergrenzen werden jedoch nur beim Windstromimport über den gesamten Betrachtungszeitraum vollständig ausgenutzt. Nach 2040 ist der Solarstromimport bereits wieder rückläufig, da bei sinkendem Stromverbrauch in Deutschland die Obergrenze von maximal 20 % REG-Stromimport begrenzend wirkt.

Die Stromerzeugungsstruktur wird zusätzlich im Zeitablauf zunehmend mit THG-freien bzw. THG-günstigeren Energieträgern dargestellt (vgl. Abbildung 24). Während im Jahr 2020 die Kohlen noch einen Anteil von 28,8 % an der Nettostromerzeugung haben und das Erdgas von 35,6 %, weisen diese fossilen Energieträger im Jahr 2050 einen Anteil von 34,3 % beim Erdgas auf. Kohlen werden in der Stromerzeugung dann nicht mehr genutzt.

Abbildung 24: Entwicklung der Nettostrombereitstellung nach Energieträgern im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (TWh)



Die Entwicklung der Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken wird dabei durch den notwendigen Ersatz der Kernenergie wesentlich geprägt. Damit wird der Maximalwert hinsichtlich der Stromerzeugung und der Engpassleistung in Gaskraftwerken mit 58,6 GW im Jahr 2030 er-

reicht, in dem auch die in jüngster Vergangenheit zugebauten sowie die sich derzeit in Bau befindlichen Kapazitäten noch in Betrieb sind. Der zusätzlich zwischen 2010 und 2030 als Kernenergieersatz notwendige Zubau von 29,9 GW steht dann im Jahr 2050 noch für die Leistungsbereitstellung und die Stromerzeugung zur Verfügung. Damit sind für die beiden Teile des Erdgaskraftwerksparks (heutige Anlagen (ca. 19 GW) und Neuanlagen (ca. 30 GW)) jeweils auch ausreichend lange Nutzungsdauern gewährleistet, so dass sich die Investitionen auch amortisieren können.

Die THG-freien erneuerbaren Energieträger (REG – Wasserkraft, Windenergie, Photovoltaik, Biomasse, Geothermie) steigern demgegenüber ihren Anteil an der Nettostromerzeugung in Deutschland über 17,7 % in 2020 auf 56,1 % in 2050. Gewinner bei den REG sind insbesondere die Biomassen (auch Energiepflanzenanbau wird durchgeführt), die Geothermie und insbesondere die Windenergie (vgl. Tabelle 30). Demgegenüber kann die Photovoltaik auch unter den optimistischen Annahmen der Senkung der PV-Kosten im Szenario RRO keinen wesentlich größeren Beitrag leisten und liegt im Jahr 2050 mit 11,0 TWh nur um 1,9 TWh höher als im Referenzszenario (9,1 TWh).

Tabelle 30: Entwicklung der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (TWh)

	Statistik				2010		2020		2030		2040		2050	
	1995	1997	1998	2000	REF	RRO	REF	RRO	REF	RRO	REF	RRO	REF	RRO
Wasserkraft	23,7	21,1	22,6	25,5	23,4	23,4	24,8	24,8	25,3	25,3	25,5	25,5	25,5	25,7
Windenergie	1,5	3,0	4,5	9,2	20,7	31,5	26,8	58,0	50,8	72,6	57,7	128,1	62,5	137,3
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,7	0,7	1,4	1,4	4,3	4,3	9,1	11,0
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,5	2,4	1,4	6,9	3,9	19,3	8,3	41,3
Biomasse/-gas	0,7	1,0	1,1	1,2	7,8	18,4	6,3	6,7	7,8	15,2	10,2	30,8	12,9	48,9
REG-Import	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	29,5	2,7	57,5	0,4	84,1	0,0	98,9
Summe	25,9	25,1	28,3	36,0	52,0	74,1	61,4	122,1	89,4	178,9	102,0	292,1	118,2	363,1

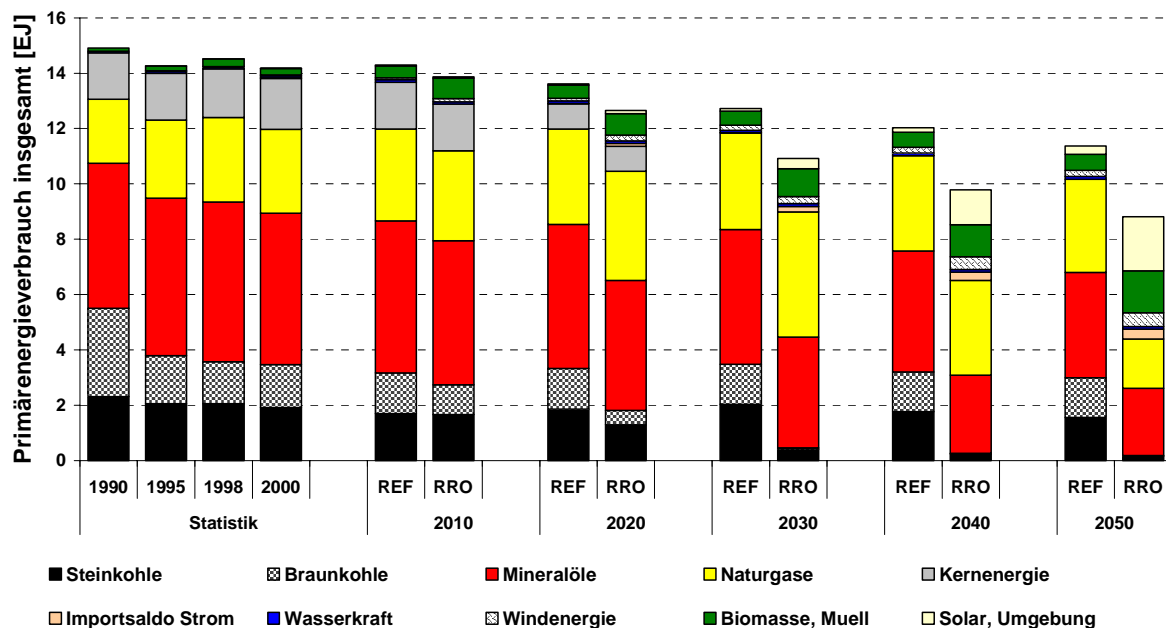
Die Biomasse wird insbesondere im Zusammenhang mit der KWK-Stromerzeugung genutzt. Die Geothermie stellt aufgrund der vorgegebenen Entwicklung bei den Investitionskosten eine interessante Option zur THG-Minderung am Ende des Betrachtungszeitraumes dar. Dabei erfolgt eine Nutzung der HDR-Technologie sowohl in KWK als auch zur reinen Stromerzeugung. Hier werden die Nutzungen im Wärmemarkt im Wesentlichen durch die Einbindungsnotwendigkeit in größere Wärmenetze bestimmt. Entsprechend werden aus Geothermie im Jahr 2050 rund 200 PJ in die Fern- und Nahwärmeerzeugung eingebracht mit einer zeitgleichen Stromerzeugung von rund 13 TWh. Weitere 29 TWh elektrischer Strom werden im Jahr 2050 aus Geothermie ungekoppelt erzeugt. Bei der Windenergie werden die Potenziale auf dem Festland mit mittleren Windgeschwindigkeiten von 4,5 m/s und mehr vollständig genutzt. Auch im Offshore-Bereich erfolgt eine weitgehende Potenzialausschöpfung.

Mit der KWK-Stromerzeugung aus Erdgas zusammen ergibt sich, dass der KWK-Strom, ermittelt nach der Richtlinie FW 308 der AGFW, im Jahr 2020 einen Anteil am Nettostromverbrauch (ohne Stromeinsatz zur Elektrolyse) von 21,3 % erreicht, in 2030 von 25,1 % und im Jahr 2050 von 31,8 %.

Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch, ermittelt nach der Wirkungsgradmethode, ist durch deutliche Strukturverschiebungen gekennzeichnet (vgl. Abbildung 25). Wie beim Endenergieverbrauch sind die fossilen Energieträger mit deutlichen Einbußen behaftet, die sonstigen erneuerbaren Energieträger (Biomasse, Umweltwärme, Solarwärme, Windenergie usw.) und der REG-Stromimport nehmen bei längerfristig rückläufigem Gesamtniveau an Bedeutung zu. Der Beitrag der Photovoltaik steigt entsprechend der Entwicklung im Referenzszenario langsam an. Somit werden im Jahr 2020 nach der Wirkungsgradmethode ca. 14,3 % des Primärenergieverbrauchs durch Kohlen gedeckt, 37,2 % durch Mineralöle, 31,1 % durch Gase, noch 7,2 % durch die Kernenergie und 10,2 % durch erneuerbare Energien (inkl. REG-Stromimport und Müll). Bis 2050 wird der Anteil der Kohlen auf 2,0 % gesenkt, der Beitrag der Mineralöle geht auf 27,6 % zurück und der der Gase auf 20,3 %. Die erneuerbaren Energieträger halten im Jahr 2050 den vorgebenen Mindestanteil von 50,0 % am Primärenergieverbrauch in Deutschland im Szenario REG-/REN-Offensive.

Abbildung 25: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario REG-/REN-Offensive im Vergleich zum Referenzszenario (EJ)



Der über die THG-Emissionsobergrenze vorgegebene mögliche Einsatz von fossilen Brennstoffen von rund 8000 bis 9000 PJ in 2030 verteilt sich zu rund 415 PJ auf Steinkohle, 40 PJ Braunkohle, 4010 PJ Mineralöle und 4515 PJ Gase. In 2050 können noch ca. 4000 bis 4400 PJ fossile Primärenergie eingesetzt werden. Dies sind im Szenario REG-/REN-Offensive ca. 160 PJ Steinkohle, 20 PJ Braunkohle, 2430 PJ Mineralöle und 1785 PJ Gase.

Emissionen und Kosten

Neben der Minderung der energiebedingten Treibhausgasemissionen erfolgt bis 2050 auch eine deutliche Minderung der sonstigen energiebedingten Emissionen. Die NO_x-Emissionen sinken gegenüber 1990 um 75,6 % (Referenz: 59,7 %), die SO₂-Emissionen um 97,7 % (85,3 %), die CO-Emissionen um 88,4 % (84,5 %), die NMVOC-Emissionen um 93,2 % (91,2 %) und die Staub-Emissionen um 98,5 % (94,0 %).

Der Anfall an radioaktiven Abfällen mit hoher Wärmeentwicklung und mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung verändert sich nicht gegenüber dem Referenzszenario.

Für das Szenario REG-/REN-Offensive ergeben sich kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten zum Referenzszenario 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 (vgl. Tabelle 31). Während hier hinsichtlich der kumulierten nicht abdiskontierten Differenzkosten im Szenarienvergleich zum Referenzszenario (vgl. Tabelle 15) rund 962,8 Mrd. €₉₈ mehr an Investitionen und sonstige Betriebskosten aufgewendet werden müssen, steht dem eine Einsparung bei den Brennstoffkosten (inkl. Stromimport) von 345,4 Mrd. €₉₈ gegenüber.

Tabelle 31: Differenzkosten des Szenarios REG-/REN-Offensive (RRO) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) in Mrd. €₉₈

	Kostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Auf 1998 abdiskontierte Kostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Durchschnittliche Treibhausgas-Minderungskosten	Marginale Treibhausgas-Minderungskosten
	Mrd. Euro ₉₈	Mrd. Euro ₉₈	Mrd. Euro ₉₈	Mrd. Euro ₉₈	Euro ₉₈ /t CO ₂ *	Euro ₉₈ /t CO ₂ *
2010	2,9	18,1	1,8	12,7	35,9	0,0
2020	3,6	45,3	1,5	26,2	19,8	17,1
2030	13,4	143,7	3,8	59,1	42,3	120,2
2050	41,0	617,4	5,3	142,0	80,7	584,5

Im Zeitablauf steigen dabei die durchschnittlichen Treibhausgas-Minderungskosten von rund 19,8 €₉₈ je t CO₂* im Jahr 2020 auf ca. 80,7 €₉₈ je t CO₂* im Jahr 2050, worin auch die ansteigenden Minderungsnotwendigkeiten zum Ausdruck kommen. Im Jahr 2010 betragen die

durchschnittlichen Minderungskosten, bedingt durch die REG-Strom- und -PEV-Quote bereits 35,9 €₈ je t CO₂*. Noch deutlicher werden die wachsenden Minderungserfordernisse anhand der marginalen Treibhausgas-Minderungskosten, die von 17,1 €₈ je t CO₂* in 2020 über 120,2 €₈ je t CO₂* in 2030 auf 584,5 €₈ je t CO₂* im Jahr 2050 ansteigen.

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. €₈. Abdiskontiert auf das Jahr 1998 entspricht dies -2387 Mrd. €₈. Entsprechend der Vorgabe für die Ermittlung der externen Kosten durch SPD/Bündnis 90/Die Grünen wurden im Referenzszenario die Kosten des Klimawandels berücksichtigt (5269 Mrd. €₈ kumuliert und nicht abdiskontiert bzw. 2012 Mrd. €₈ kumuliert und abdiskontiert auf das Jahr 1998), in den Reduktionsszenarien wurden sie gleich Null gesetzt.

Berücksichtigt man die externen Kosten gemäß Definition der Fraktionen von CDU/CSU und FDP resultieren kumulierte Differenzkosten in Höhe von 1074,9 Mrd. €₈, dies entspricht abdiskontiert auf das Jahr 1998 einem Betrag von 260,0 Mrd. €₈.

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

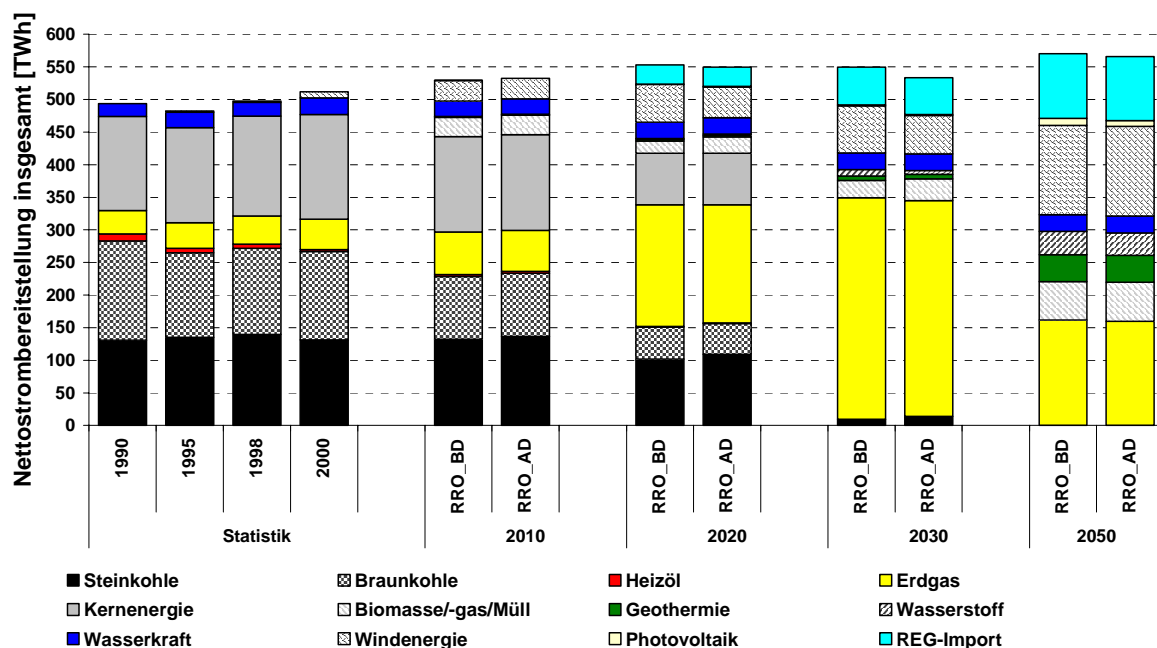
4.4 Variante 1 zum Szenario REG-/REN-Offensive (Alternativer Datensatz)

Grundlage der Szenariorechnungen der Variante 1 ist der Alternative Technologiedatensatz (AD), der seitens CDU/CSU und FDP am 11. Februar 2002 zur Verfügung gestellt wurde. Ansonsten wurden keine Änderungen der jeweiligen Szenariorandbedingungen gegenüber den Szenariorechnungen mit dem Basisdatensatz (RRO_BD) vorgenommen. Die Basis stellt die Version 3 des Szenarios REG-/REN-Offensive vom 4. April 2002 dar (vgl. Abschnitt 4.3).

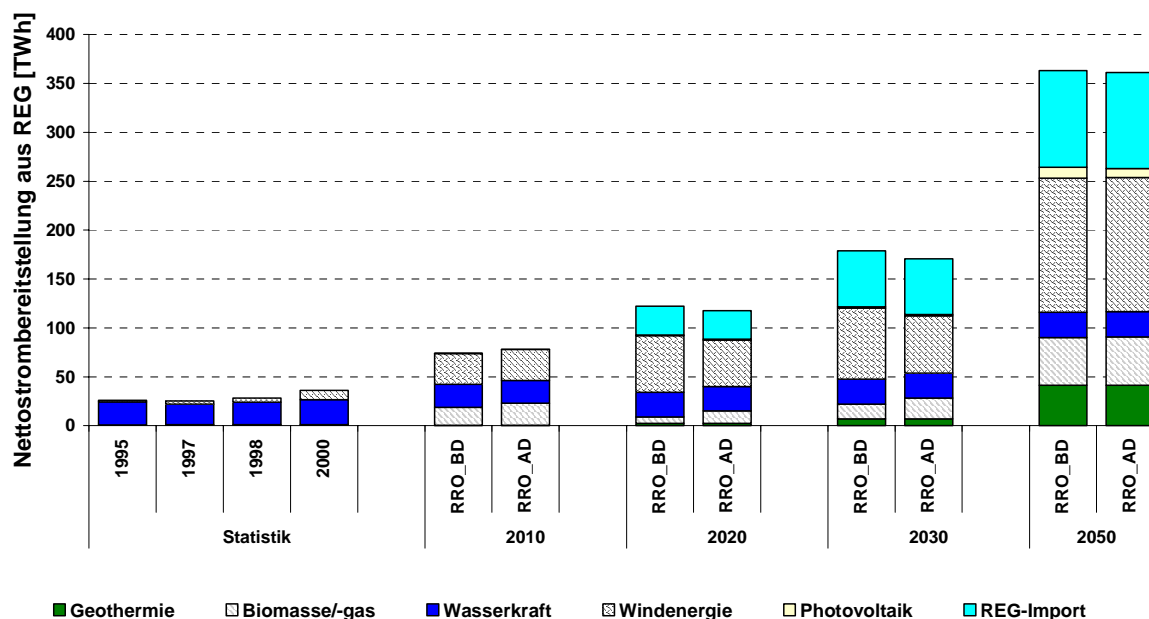
Der alternative Datensatz liefert im Wesentlichen Änderungen bei den Wirkungsgraden und bei den ökonomischen Kennziffern von Stromerzeugungs- sowie von KWK-Technologien (vgl. Abschnitt 2.3). Während hier für die fossilen und nuklearen Kraftwerke von Entwicklungen mit stärkeren Kostenreduktionen sowie 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.

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 26), 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 27) und dafür mehr Strom aus Biomassen erzeugt wird sowie verstärkt Stromeinsparpotenziale genutzt werden (vgl. Tabelle 32).

Abbildung 26: 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 32). 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 Wasserstoffherzeugung 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 27: Nettostrombereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen im Szenarienvergleich**Tabelle 32:** Endenergieverbrauch an Strom und Nettostromverbrauch im Szenarienvergleich in TWh

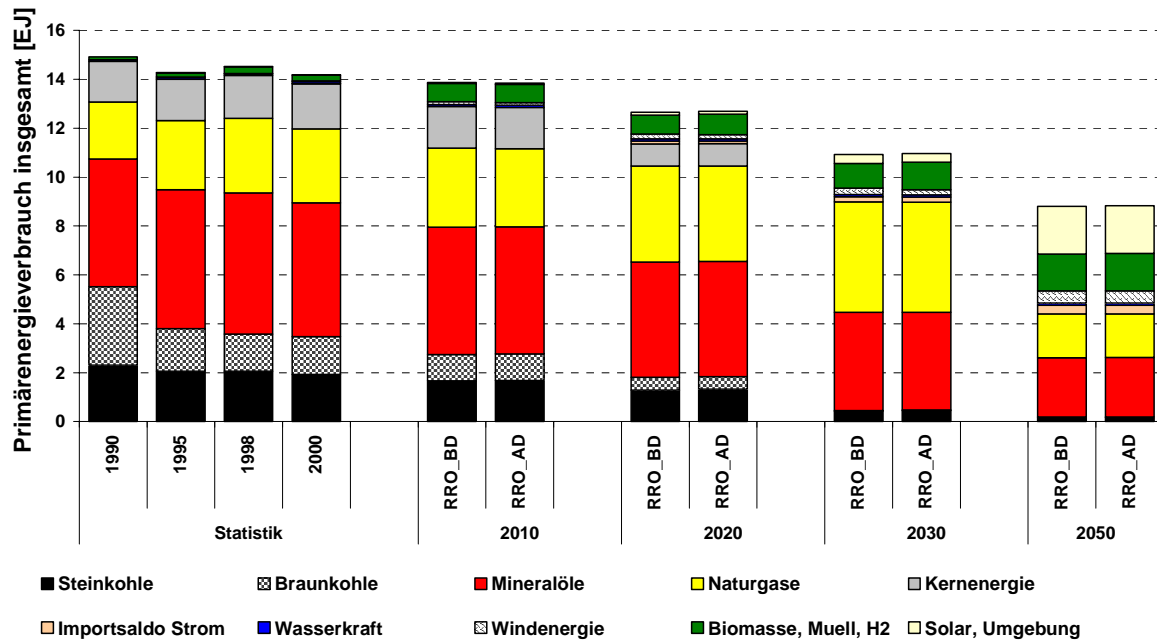
	2010	2020	2030	2050
Endenergieverbrauch an Strom				
RRO_BD	490,4	517,5	504,6	434,3
RRO_AD	493,5	514,2	499,6	431,3
Nettostromverbrauch				
RRO_BD	529,4	553,0	549,2	570,2
RRO_AD	532,6	549,4	533,4	565,8

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 28), ansonsten wirkt die Szenarienkonstruktion sehr einschränkend auf den Optimierungsspielraum zur Ausgestaltung des Energiesystems.

Abweichungen ergeben sich bei den Kostendifferenzen, da sich hier die Kostenrelationen zwischen fossilen Anlagen und REG-Anlagen sowie Energieeinsparung nicht so stark zu Gunsten der erneuerbaren Energien verbessern wie 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. €₈ mit einer maximalen Zusatzbelastung von 1235,0 €₈ pro Haushalt und Jahr ermittelt und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von +142,0 Mrd. €₈, so er-

geben sich bei Verwendung des Alternativen Datensatzes kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario (mit Alternativem Datensatz – REF_AD) von +802,8 Mrd. €₈ mit einer maximalen Zusatzbelastung von 1444,1 €₈ pro Haushalt und Jahr und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von +191,9 Mrd. €₈.

Abbildung 28: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich



Insgesamt sind damit die energiewirtschaftlichen Veränderungen in der Variante 1 des Szenarios REG-/REN-Offensive gegenüber den Ergebnissen der Modellrechnungen mit dem Basisdatensatz gering, wenn sich auch zwischenzeitlich kleinere Strukturverschiebungen zwischen Energieeinsparung auf der einen Seite und höherer Stromerzeugung auf der anderen Seite, zwischen Kondensations- und KWK-Stromerzeugung oder zwischen Steinkohle und Erdgas ergeben. Allerdings sind die Mehrkosten (ohne externe Kosten) im Vergleich zum Basisfall deutlich höher (kumuliert um 30 %, kumuliert und abdiskontiert um 35 %).

4.5 Variante 2 zum Szenario REG-/REN-Offensive (Solare Vollversorgung)

Grundlage der Szenariorechnungen der Variante 2 ist die Vorgabe der Enquete-Kommission, nach der ein möglichst hoher Ausbau der erneuerbaren Energieträger bis ins Jahr 2050 anvisiert (80-100 %) wird, mit dem letztendlichen Ziel einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energieträgern (Szenario „Solare Vollversorgung“ (RRO_SV)). Als Zwischenziele werden im Jahr 2030 ein Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch in Deutschland von mindestens 40 % und im Jahr 2040 von mindestens 70 % angestrebt. Bei diesem Ausbau wird dies unter anderem durch eine besondere Förderung der Nutzung der Biomasse (mit

Schwerpunkt auf die Nutzung in KWK's) und des Imports von Strom aus erneuerbaren Energien (z. B. Wasserkraft aus dem Norden) unterstützt. Die Basis stellt die Version 3 des Szenarios REG-/REN-Offensive vom 4. April 2002 dar (Szenario RRO_BD) (vgl. Abschnitt 4.3).

Im Vergleich hierzu wurde jedoch im Szenario "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.

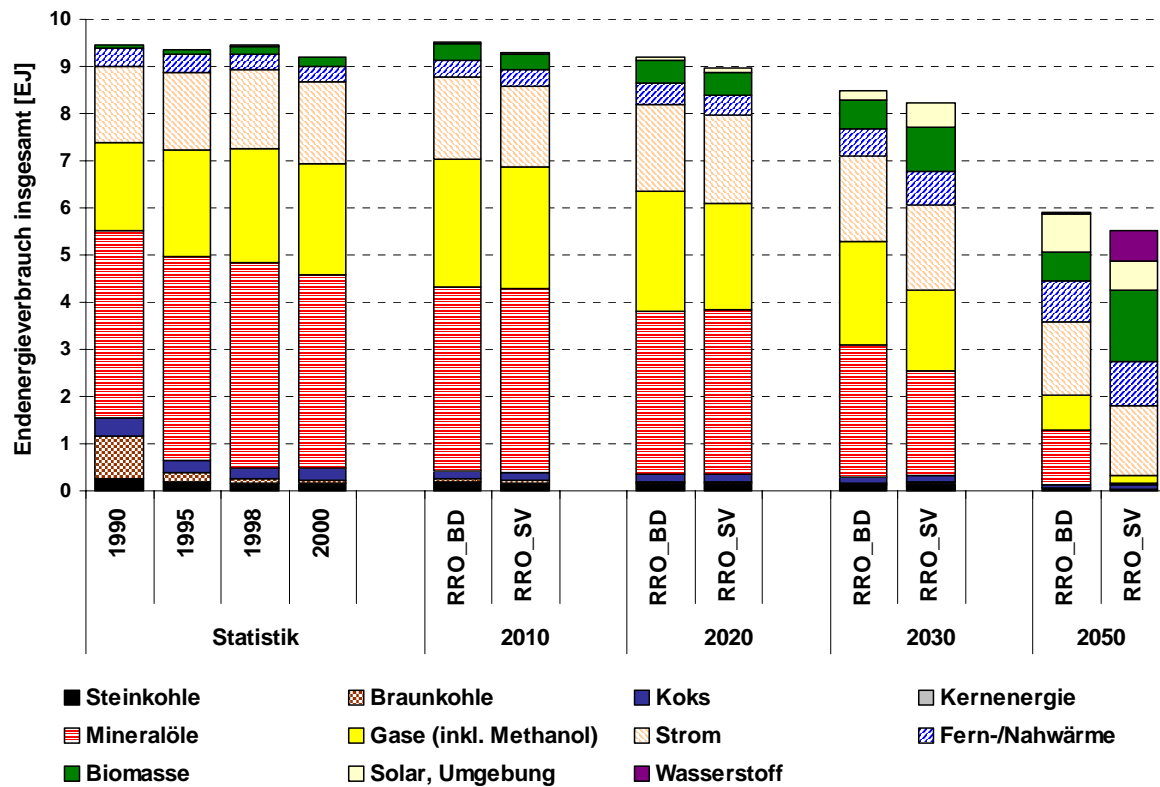
Im Szenario REG-/REN-Offensive werden im Jahr 2050 ein Anteil der erneuerbaren Energien an der Strombereitstellung von 63,7 % und am Primärenergieverbrauch, ermittelt nach der Wirkungsgradmethode, von 50,0 % erreicht. Es ist nun für die weitere Ausweitung des Einsatzes der erneuerbaren Energien zu berücksichtigen, 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 gedeckt werden können. Entsprechend wurden die REG-PEV-Quoten nur für die übrigen Bereiche angesetzt.

Für die Umsetzung der Vorgaben in einer modellmäßigen Betrachtung mit dem TIMES Deutschland Modell ist des Weiteren relevant, dass eine Reihe von Fragen, wie z. B. die Zuverlässigkeit der nachfragegerechten Leistungsdeckung im Elektrizitätsbereich (Netzstabilität), die Vorratshaltung bei der Biomasse, die logistischen Probleme des Biomassetransports, der Stromtransport zum Ausgleich regional fluktuierender Angebote, noch einer fundierten wissenschaftlichen Auseinandersetzung bedürfen. Somit erfolgt im Folgenden im Wesentlichen eine energiemengenmäßige Bilanzierung.

Dabei ergibt sich, dass im Jahr 2050 der Endenergieverbrauch im Wesentlichen durch Strom, Fern- und Nahwärme, die erneuerbaren Endenergieträger (Biomassen, Umgebungswärme und Geothermie, Solarthermie) sowie durch Wasserstoff bereitgestellt wird. Insgesamt ergeben

sich Marktanteile am Endenergieverbrauch von 27,0 % 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 29).

Abbildung 29: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich

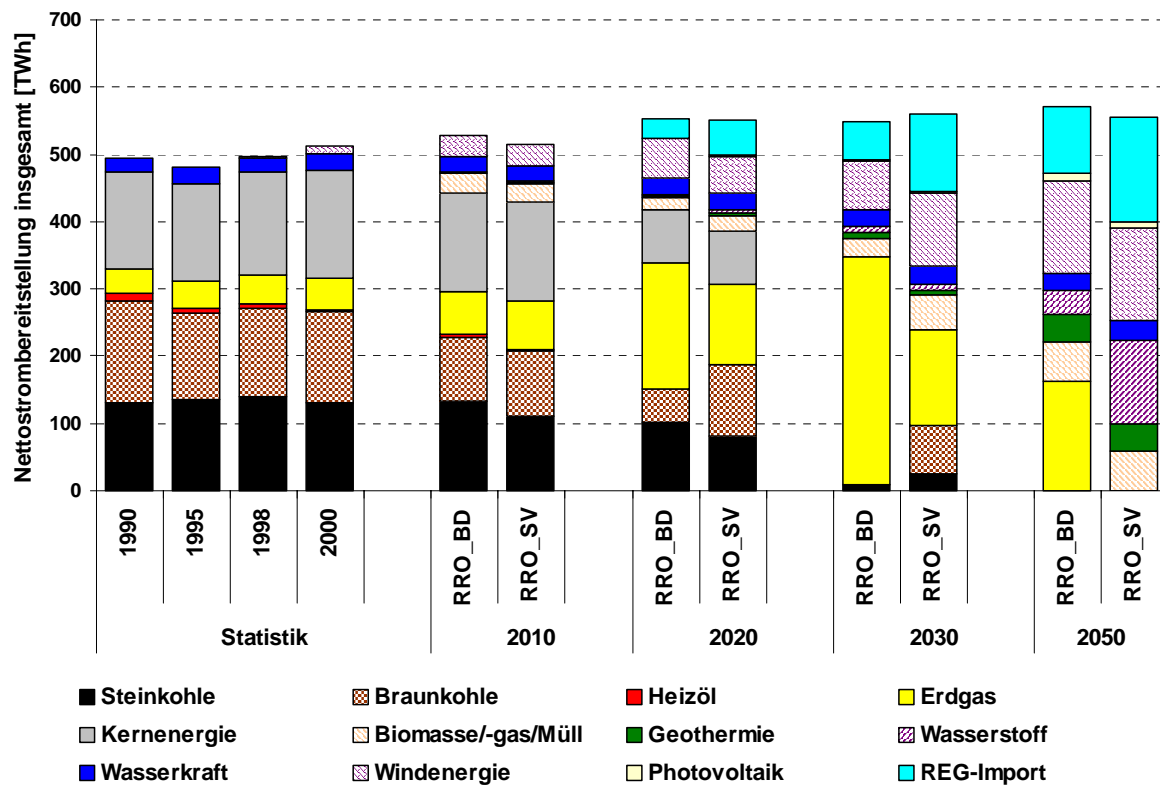


Auch die Bereitstellung dieser Sekundärenergieträger erfolgt im Inland im Laufe des Betrachtungszeitraumes zunehmend auf der Basis erneuerbarer Energieträger. 72,0 % des Nettostromverbrauchs (inkl. Umwandlung, Leitungsverluste und Pumpstromverbrauch) werden im Jahr 2050 im Inland erzeugt. Davon werden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

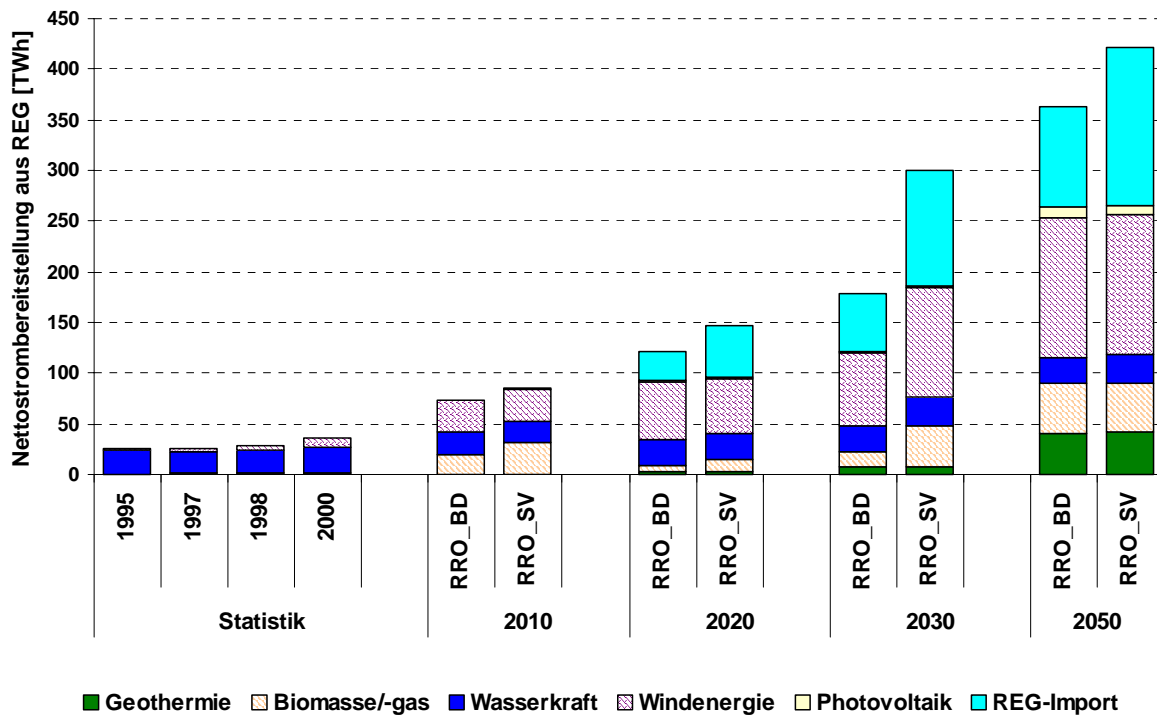
Bedingt durch die gegenüber dem Szenario „REG-/REN-Offensive“ erhöhten vorgegebenen Mindestanteile der erneuerbaren Energieträgern an der Nettostrombereitstellung (2020: 25 %, 2030: 45 %, 2040: 70 %, 2050: 100 %) werden in den Jahren 2020 und 2030 verstärkt erneuerbare Energieträger zur Stromerzeugung eingesetzt. Darüber hinaus wird verstärkt REG-Strom importiert (vgl. Abbildung 30). 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-Offensi-

ve“ zur Deckung des verbleibenden Strombedarfs fossile Energieträger mit höheren spezifischen THG-Emissionen eingesetzt werden können. In der Variante 2 „Solare Vollversorgung“ des Szenarios REG-/REN-Offensive schlägt sich dies in den Jahren 2020 und 2030 in einer höheren Stromerzeugung aus Braunkohle nieder.

Abbildung 30: Nettostrombereitstellung im Szenarienvergleich

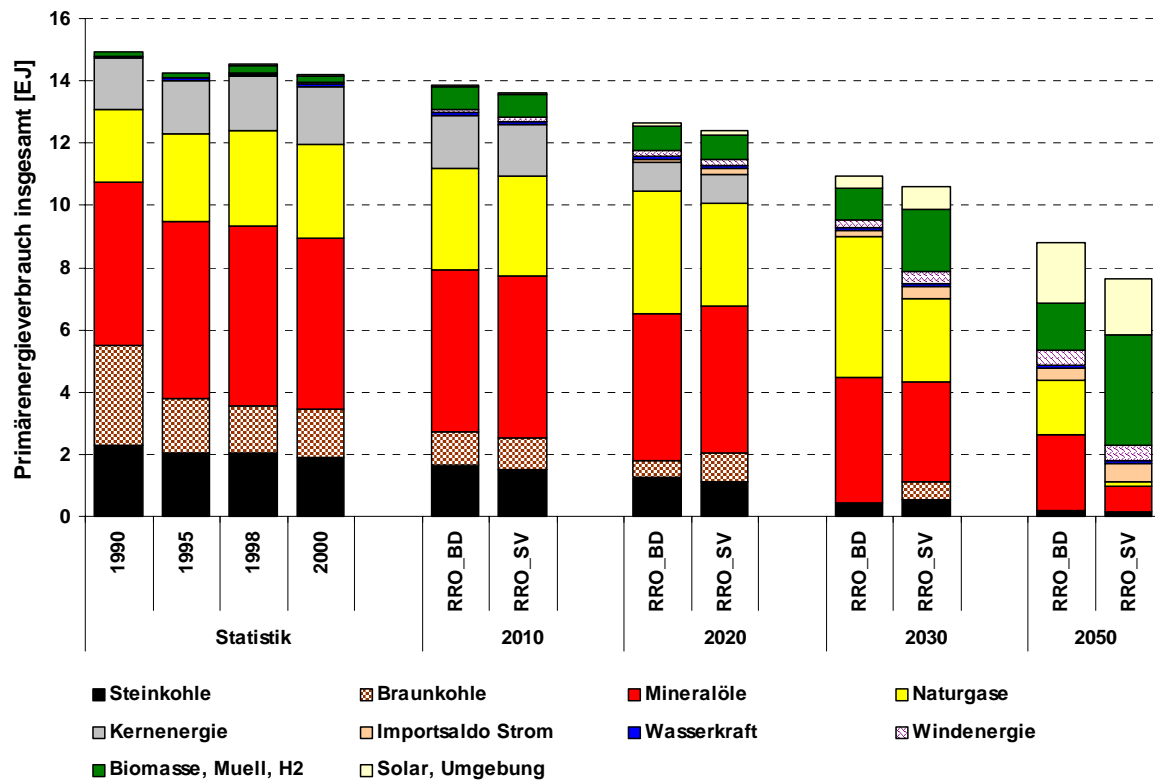


Innerhalb der erneuerbaren Strombereitstellung in Höhe von 417,3 TWh im Jahr 2050 werden 37,3 % oder 155,7 TWh durch REG-Stromimport zur Verfügung gestellt, 32,9 % oder 137,3 TWh durch Windenergie, 5,2 % oder 21,9 TWh durch Abfall-Biomasse und zusätzlich 4,8 % oder 20,2 TWh durch Biomasse aus Energiepflanzenanbau, 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 31). 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.

Abbildung 31: Nettostrombereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen im Szenarienvergleich

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 14,8 % bzw. 11,8 % über fossile Energien im Primärenergieverbrauch resultiert (vgl. Abbildung 32). Hinsichtlich der Importabhängigkeit ist zu erkennen, dass beim Primärenergieverbrauch aufgrund der Importe von REG-Strom, Wasserstoff und Biokraftstoffen sowie den fossilen Energieträgern insgesamt ein Importanteil von 49,2 % (Wirkungsgradmethode) bzw. 48,8 % (Substitutionsprinzip) verbleibt.

Durch die Veränderungen in der Höhe und der Struktur des Primärenergieverbrauchs ergibt sich, dass die energiebedingten Treibhausgas-Emissionen in der Variante 2 des Szenarios REG-/REN-Offensive bis zum Jahr 2010 um 27,4 % gegenüber 1990 sinken (Veränderung im Basisfall: -25,2 %), bis zum Jahr 2020 um 35,4 % (-35,0 %), bis 2030 um 50,0 % (-50,0 %) und bis zum Jahr 2050 um 96,6 % (-80,0 %). Damit werden in 2050 energiebedingt lediglich noch 35,4 Mio. t CO₂* an Treibhausgasen in Deutschland emittiert.

Abbildung 32: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 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. €₈ mit einem Maximalwert von 1235,0 €₈ pro Haushalt und Jahr und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von 142,0 Mrd. €₈. 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. €₈ mit einem Maximalwert von 2480,4 €₈ pro Haushalt und Jahr und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von 416,0 Mrd. €₈.

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 Endenergeträger 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 energiebedingten Treibhausgas-Emissionen werden bis zum Jahr 2050 um 96,6 % gegenüber dem Niveau des Jahres 1990 gesenkt.
- 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 %.

4.6 Variante 3 zum Szenario REG-/REN-Offensive (Sofortiger Kernenergieausstieg)

Grundlage der Szenariorechnungen der Variante 3 des Szenarios REG-/REN-Offensive ist die Vorgabe eines schnellen Kernenergieausstiegs. Aufgrund der Modellierung des Energiesystems der Bundesrepublik Deutschland im TIMES Deutschland Modell mit 5-Jahresschritten (vgl. Abschnitt 1.2) stellt das nächst gelegene Analysejahr das Jahr 2005 dar. Somit wird für die Variante 3 angenommen, dass in 2005 und danach kein Strom mehr aus Kernkraftwerken in Deutschland produziert werden darf. Weiter ist vorgegeben, dass zum kurzfristigen Ersatz in 2005 ein Stromimport zugelassen wird, dass aber bis 2010 dann der Kernenergiestrom durch Maßnahmen in Deutschland zu ersetzen ist. Im Kreis der Studiennehmer wurde hierzu abgesprochen, dass eine Szenarienschar durchgerechnet werden soll, bei der der Stromimportpreis für das Jahr 2005 variiert wird. Die vorliegenden Rechnungen zeigen Ergebnisse für einen Stromimportpreis 2005 von 5 Pf/kWh (2,56 cent/kWh), von 6 Pf/kWh (3,07 cent/kWh), von 8 Pf/kWh (4,09 cent/kWh) und von 10 Pf je kWh (5,11 cent/kWh)⁹. Alle weiteren Annahmen werden vom Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) übernommen. Hier stellt die Version 3 vom 4. April 2002 (Basisdaten) (RRO_BD) die Grundlage dar (vgl. Abschnitt 4.3). Es gilt

⁹ Ein detailliertes Szenario Reporting ist im Anhang nur für den Fall mit einem Stromimportpreis in 2005 von 10 Pf/kWh beigefügt (RRO_SA_10). Für die Fälle mit 5 Pf/kWh (RRO_SA_05), mit 6 Pf/kWh (RRO_SA_06) und mit 8 Pf/kWh (RRO_SA_08) ist jeweils nur eine Tabelle mit der absoluten Abweichung zum Fall mit 10 Pf/kWh enthalten.

damit auch die Annahme, dass im Jahr 2005 für Deutschland kein CO₂- bzw. THG-Minderungsziel besteht.

Generell ist anzumerken, dass es sich bei der Variante 3 des Szenarios REG-/REN-Offensive 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. Selbst wenn ein kurzfristiger 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. Zudem könnte es die paradoxe Folge geben, dass Strom aus heimischer Produktion vermutlich in größerem Umfang durch ausländischen Nuklearstrom ersetzt werden würde und/oder durch importierten Strom aus ausländischen fossilen Kraftwerken mit niedrigeren Umweltstandards und damit hohen CO₂-Emissionen.

Im Vergleich zum Szenario REG-/REN-Offensive (und auch zum Referenzszenario) sind in der Variante 3 im Jahr 2005 dann 156,8 TWh Strom aus Kernkraftwerken zu ersetzen, im Jahr 2010 noch 146,5 TWh und im Jahr 2020 noch 79,0 TWh. Bezüglich der energiewirtschaftlichen Entwicklung 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 33 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 – Ersatzoptionen darstellen. In einem liberalisierten Strommarkt kommt es jedoch auch zu Rückwirkungen auf die übrige 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 werden¹⁰.

Tabelle 33: 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

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 CO₂- 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 CO₂*. Die gegebenenfalls mit den Stromimporten verbundenen höheren Emissionen im Ausland sind dabei nicht mit be-

¹⁰ 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.

rücksichtigt. 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 CO₂-Minderungsziel in 2010 zu erfüllen, obwohl im Jahr 2005 kein CO₂- bzw. THG-Minderungsziel unterstellt ist. Es ist des Weiteren zu beachten, dass aus Kapazitätsgründen ein Umbau bestehender Kraftwerke auf Erdgas nur sukzessive erfolgen kann. Er hat 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 GW in Mischfeuerungsanlagen auf Erdgas umzustellen.

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 zeitnahe zu installierenden neuen Erdgaskraftwerke einen niedrigeren Nutzungsgrad aufweisen als die Anlagen, die in der Zukunft zugebaut werden können.

In den Differenzkosten zum Referenzszenario äußert 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. €₈ mit einem Maximalwert von 1240,7 €₈ pro Haushalt und Jahr und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von 173,6 Mrd. €₈. 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. €₈ mit einem Maximalwert von 1235,0 €₈ pro Haushalt und Jahr sowie die kumulierten auf 1998 abdiskontierten Differenzkosten rund 142,0 Mrd. €₈. Damit sind dem kurzfristigen Ausstieg – falls entsprechende Stromimportmengen zu 10 Pf/kWh zur Verfügung stehen – kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten gegenüber dem Szenario REG-/REN-Offensive unter Verwendung der Basisannahmen von 57,5 Mrd. €₈ sowie kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von 31,9 Mrd. €₈ anzurechnen.

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse der Modellrechnungen zur Variante 3 des Szenarios REG-/REN-Offensive, 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.

5 Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix

5.1 Charakterisierung des Szenarios (Vorgaben)

Nach den Vorgaben der Kommission soll mit dem Szenario Fossil-nuklearer Energiemix ein Szenario kreiert werden, das die ökologischen Nachhaltigkeitsziele im Hinblick auf die ökonomische und soziale Dimension möglichst effizient und unter Nutzung der Steuerungsmechanismen von Märkten erreicht. Damit erfolgt gegenüber dem Referenzszenario eine Abkehr von der maßnahmenorientierten Vorgehensweise hin zu einer verursachergerechten Einbeziehung der Minderung der Treibhausgase (THG). Im TIMES Deutschland Modell wird dies

durch die Vorgabe einer Obergrenze für die energiebedingten Treibhausgase umgesetzt. Darauf aufbauend simuliert TIMES–D2 dann das Prinzip eines Treibhausgasemissionshandelssystems mit handelbaren Zertifikaten bzw. das Prinzip einer Treibhausgassteuer. Insgesamt sollen dann die THG-Minderungsziele mit minimalen Kosten erreicht werden, sowohl durch Maßnahmen zur Einsparung von fossiler Energie wie auch durch die Substitution mittels CO₂-freier bzw. CO₂-ärmerer Energieträger.

Änderungen gegenüber dem Referenzszenario betreffen neben der Treibhausgasminde- rung folgende Punkte:

- Die bestehenden Kernkraftwerke können entsprechend der möglichen technischen Nutzungsdauer bis zu 40 Vollastjahre betrieben werden. Somit werden sie nicht entsprechend der Vereinbarung zwischen den Energieversorgungsunternehmen und der Bundesregierung vom Juni 2001 nach und nach außer Betrieb genommen (32+ Zeitjahre).
- Ein Zubau von neuen Kernkraftwerken ist ab 2010 möglich. Die Zubaurate ist zwischen 2010 und 2020 auf 1,5 GW pro Jahr begrenzt, nach 2020 auf 3,0 GW pro Jahr. Hierin enthalten ist nach 2030 auch die Option, nukleare Wärme zu erzeugen, entweder als Auskopplung aus Kondensationskraftwerken oder durch Nutzung des Hochtemperaturreaktors (HTR).
- Der Beitrag der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (inkl. REG-Stromimport) steigt auf einen Mindestanteil von 12,5 % bis 2010 (EU-Ziel) (Referenzszenario mindestens 8 %). Danach entwickelt sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (REG) entsprechend der Marktgegebenheiten unter Berücksichtigung der Treibhausgasminde- rungsziele. D. h., der weitere Ausbau sowohl in der Strom- als auch in der Wärmeerzeu- gung ist abhängig von der Kosteneffizienz der REG zur Erreichung der ökologischen Nachhaltigkeitsziele. Dies gilt auch für den Import von REG-Strom.
- Bei der Energieeinsparung werden Maßnahmen in allen Bereichen in dem Umfang umge- setzt, wie sie einen effizienten Beitrag zur Erreichung der THG-Minderungsziele leisten können. Dies gilt auch für die Erhöhung der Sanierungsraten und den Umfang der energe- tischen Sanierung. Entscheidender Impuls hierzu ist die Einbeziehung der Treibhausgasin- tensität in die Preise fossiler Energien, so dass dadurch ein marktwirtschaftlicher Anreiz zur effizienten Energienutzung inkl. Einsparung gesetzt wird. Entsprechend der Doku- mentation des Referenzszenarios beträgt die Gesamt-Sanierungsrate bei den Wohngebäu- den 2,5 %/a. Im Referenzszenario werden dabei bei 20 % dieser Gebäude, d.h. 0,5 %/a, innerhalb des Sanierungszyklus auch wärmetechnische Sanierungen durchgeführt. Für die

Reduktionsszenarien wird davon ausgegangen, dass bis 2010 hierbei gegenüber dem Referenzszenario eine Verdopplung der tatsächlich durchgeführten Sanierungen möglich ist (40 % oder 1,0 %/a), danach bis 2020 auf 60 % bzw. 1,5 %/a, bis 2030 auf 80 % bzw. 2,0 %/a und danach auf 100 %. Welches Niveau bei diesen Sanierungsmaßnahmen aber tatsächlich umgesetzt wird, hängt davon ab, ob frühzeitig durchgeführte Maßnahmen einen kosteneffizienten Beitrag zur Erreichung der im Zeitablauf notwendigen Emissionsminderung leisten.

- Für die KWK gibt es keine Vorgabe einer Mindestnutzung. Die Effekte der neuen KWK-Regelung wirken jedoch bis 2010 auch im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix.
- Im Verkehrssektor wird entsprechend der Annahmen im Szenario Umwandlungseffizienz (vgl. Tabelle 23) ein Anteil des Personenverkehrs auf den nichtmotorisierten Verkehr verlagert.

5.2 Wesentliche, das Szenario kennzeichnende Entwicklungen

Die Möglichkeit, die bestehenden Kernkraftwerke länger zu betreiben, die zusätzliche Vorgabe, einen Mindestanteil an REG-Strom von 12,5 % in 2010 erreichen zu müssen¹¹, und die aus längerfristiger Sicht sich lohnende Sanierung von Gebäuden im Renovierungszyklus führt dazu, dass im Jahr 2010 das THG-Minderungsziel (-21 % gegenüber 1990) mit einer Reduktion um 26,2 % übererfüllt wird. Dies gilt auch noch für den Betrachtungszeitpunkt 2020 mit einer Minderung um 35,7 % gegenüber 1990 (Ziel von -35 % gegenüber 1990).

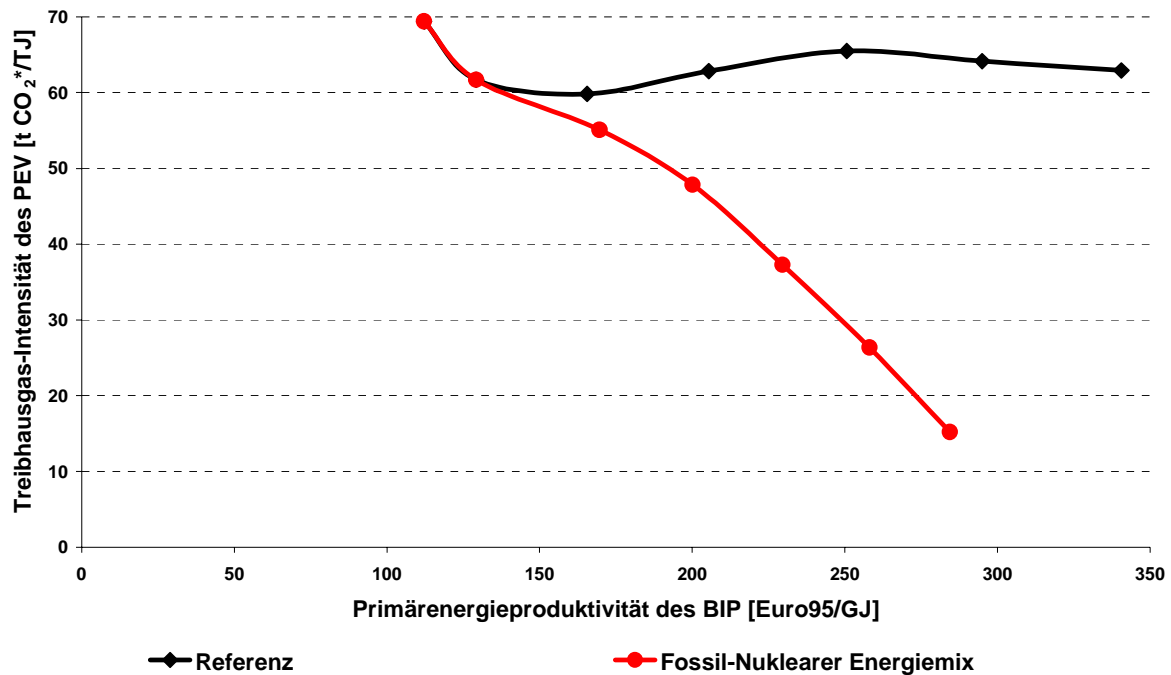
Insgesamt führt die kosteneffiziente Ausschöpfung von Effizienzverbesserungen zu einer Reduktion der spezifischen Energieverbräuche bis zum Jahr 2050 gegenüber 1998 in der Industrie um 55,4 % (bezogen auf die Bruttowertschöpfung), im Sektor GHD um 62,4 % (bezogen auf die Bruttowertschöpfung), bei den Haushalten um 48,2 % (bezogen auf die Wohnfläche), im Personenverkehr um 55,9 % (bezogen auf die Personenverkehrsleistung) und im Güterverkehr um 40,0 % (bezogen auf die Güterverkehrsleistung).

Zudem wird die verstärkte Nutzung von effizienten Stromnutzungstechniken durch niedrigere Stromerzeugungskosten begünstigt.

Die fossilen Endenergieträger werden durch Strom sowie Fern- und Nahwärme verdrängt, die CO₂-frei bereitgestellt werden, und durch Biomasse sowie Umgebungswärme.

¹¹ Die Vorgabe der REG-Quote für 2010 führt auch dazu, dass Stromanwendungen möglichst wenig genutzt werden, um bei einem niedrigeren Verbrauch den vorgegebenen Mindestanteil der erneuerbaren Energiequellen leichter erfüllen zu können.

Abbildung 33: Entwicklung der Treibhausgas-Intensität des Primärenergieverbrauchs (PEV) und der Primärenergieproduktivität des realen Bruttoinlandsproduktes (BIP) im Szenarienvergleich



Die Nutzung der Windenergie bleibt auf windgünstige (windhöfliche) Standorte begrenzt, während die Kernenergie, selbst in Anbetracht der hohen Investitionskosten, eine starke Ausweitung erfährt.

Bei einer notwendigen Minderung der THG-Emissionen um 80 % im Jahr 2050 gegenüber 1990 geht die Kohlenutzung auf eine nur unbedeutende Menge zurück, die CO₂-Abtrennung und Speicherung stellt hier keine Option zur kosteneffizienten THG-Minderung dar.

Die THG-Minderungen werden mit wesentlich günstigeren Kosten der Energiebedarfsdeckung erreicht als in der Referenzentwicklung. Die Differenzkosten gegenüber dem Referenzszenario belaufen sich kumuliert und nicht abdiskontiert auf –334,1 Mrd. €₈ sowie in auf 1998 abdiskontierten Werten auf –91,2 Mrd. €₈. Zudem werden neben den Treibhausgasemissionen auch die anderen Emissionen stark gemindert.

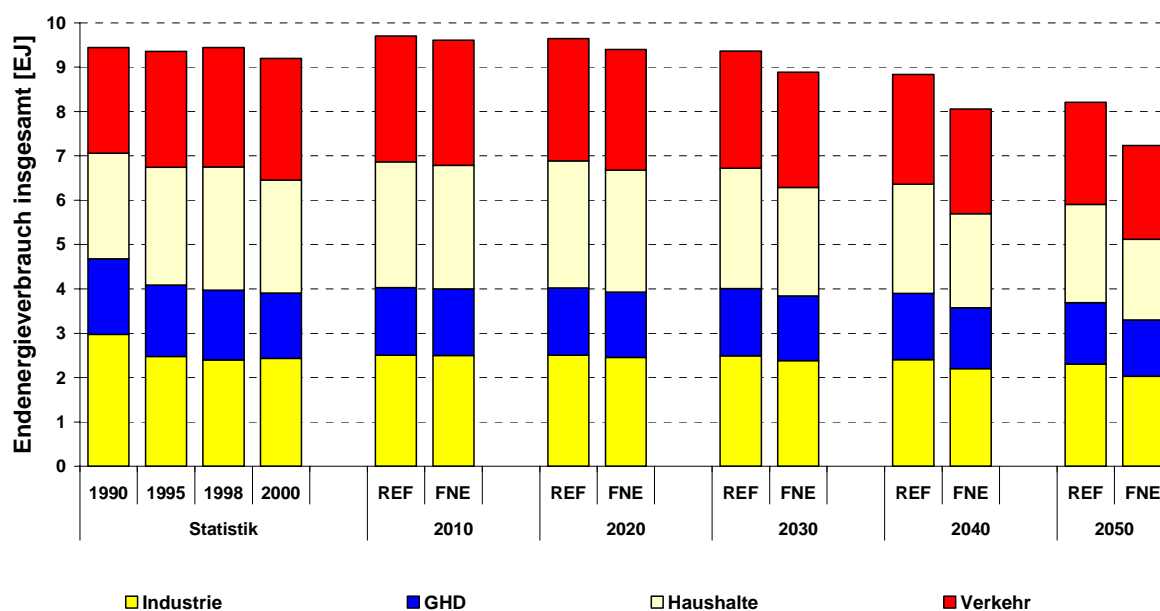
5.3 Ergebnisse der Szenariorechnungen

Endenergieverbrauch

Der durch die notwendige Treibhausgasreduzierung resultierende enorme Druck auf den Einsatz fossiler Energieträger führt zu einer deutlichen Erhöhung der Energieeinsparung in allen Verbrauchsbereichen. Dies geschieht entsprechend den Nutzungsdauern von Anlagen mit

Energiebezug zu unterschiedlichen Zeitpunkten. Während im Gebäudebestand hier bereits jeweils innerhalb des Sanierungszyklus Maßnahmen durchgeführt werden, sind in der Industrie und im Verkehr wesentlich kürzere Umsetzungszeiträume relevant. Entsprechend beginnt hier später und dafür schneller die Energieeinsparung zu greifen. Bei den letztgenannten Sektoren ist es nicht unbedingt erforderlich, bereits lange vor der eigentlichen Nutzung, den Markt mit Sparoptionen zu überfordern, die über das Trendsparen hinausgehen, falls rechtzeitig mit entsprechenden F+E Anstrengungen begonnen wird, wie dies die Szenariovorgaben beinhalten. So ist im Jahr 2030 der Endenergieverbrauch der Haushalte um 9,0 % niedriger als im Referenzszenario, in der Industrie um 5,9 %, bei GHD um 4,0 % und im Verkehr um 1,6 % (vgl. Abbildung 34). Demgegenüber belaufen sich die Reduktionen im Jahr 2050 in der Industrie auf 21,6 %, im Verkehr auf 8,7 %, bei GHD auf 8,3 % und bei den Haushalten auf 5,3 %.

Abbildung 34: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (EJ)

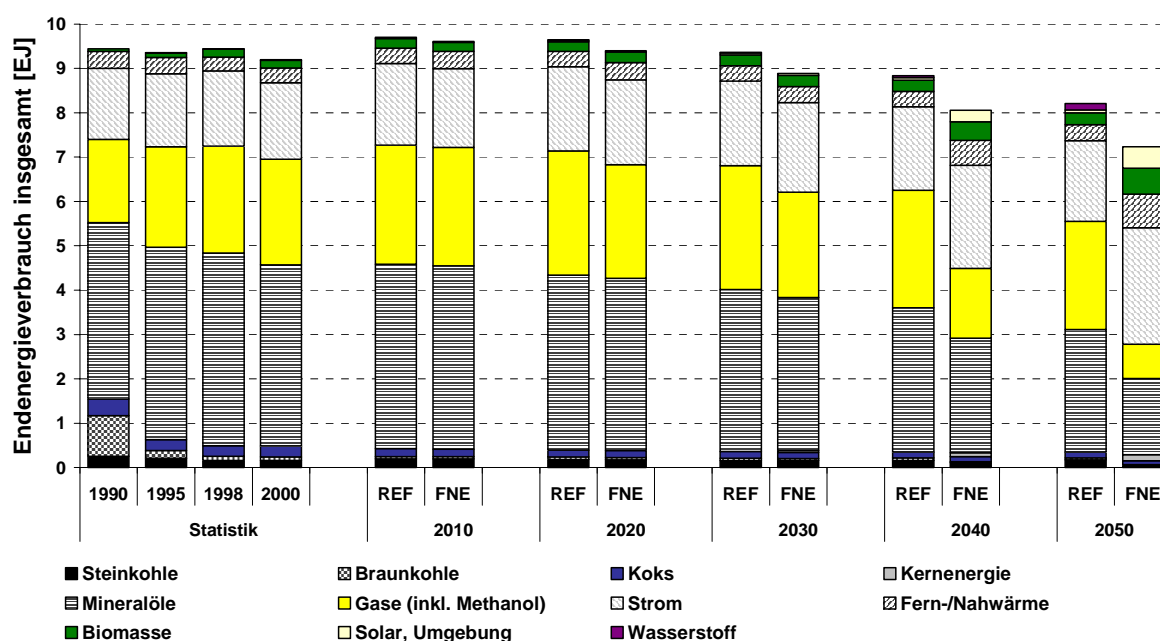


Damit resultiert eine Reduktion des spezifischen Endenergieverbrauchs in der Industrie bezogen auf die Bruttowertschöpfung gegenüber 1998 um 38,0 % bis 2030 und um 54,4 % bis zum Jahr 2050. Der Bereich GHD verringert den Energieeinsatz je Einheit Bruttowertschöpfung bis 2030 um 46,6 % und bis 2050 um 62,4 % gegenüber 1998. Auch die Haushalte setzen pro m² Wohnfläche deutlich weniger Endenergie ein. Die Minderung des spezifischen Verbrauchs beträgt gegenüber 1998 im Jahr 2030 dann 34,4 % und in 2050 rund 48,2 %. Schließlich werden auch im Verkehrssektor bessere Fahrzeuge und alternative Antriebe und Kraftstoffe genutzt, so dass der spezifische Verbrauch pro Personenkilometer zwischen 1998 und 2030 um 37,0 % sinkt und zwischen 1998 und 2050 um 55,9 %. Im Güterverkehr beträgt

die Reduktion des Energieverbrauchs pro Tonnenkilometer 26,8 % bis 2030 und 40,0 % bis 2050 bezogen auf 1998. Anhand dieser Indikatoren ist somit die Verbesserung der Energieeffizienz im Bereich GHD am größten und im Güterverkehr am niedrigsten.

In allen Sektoren werden dabei Optionen benutzt, um mit Stromanwendungen fossile Brennstoffe zu substituieren (Wärmepumpe, industrielle Ökowatts usw.). Damit verschiebt sich die Struktur des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern (vgl. Abbildung 35) deutlich weg von den fossilen Brennstoffen hin zu den Sekundärenergieträgern Strom und Fernwärme sowie zu den erneuerbaren Endenergieträgern (Biomasse, Solarthermie, Umgebungswärme, Geothermie).

Abbildung 35: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (EJ)



Im Jahr 2020 wird im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix der Endenergieverbrauch zu 4,0 % aus Kohlen (Referenz¹²: 4,1 %), zu 41,3 % aus Mineralölprodukten (40,9 %), zu 27,2 % aus Gasen (29,0 %) sowie zu 20,4 % aus Strom (19,7 %), zu 4,1 % aus Fern-/Nahwärme (3,6 %) und zu 2,9 % aus erneuerbaren Energieträgern (2,7 %) bereitgestellt. Bis 2050 verschieben sich die Anteile wie folgt: Kohlen 2,1 % (4,2 %) (entspricht dem technologisch notwendigen Mindesteinsatz), Mineralölprodukte 23,7 % (33,6 %), Gase 10,6 % (29,6 %), Strom 36,4 % (22,1 %), Fern-/Nahwärme 10,5 % (4,5 %), erneuerbare Energieträger 14,8 % (6,0 %). Die Nutzung des HTR in der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung äußert sich energiebilanztechnisch in einem Anteil der Kernenergie von 1,9 % am Endenergieverbrauch des Jahres

¹² Die Angaben für das Referenzszenario beziehen sich auf die Version 5 vom 02.02.2002 (vgl. Abschnitt 2.2).

2050. Die fossilen Brennstoffe (Kohlen, Mineralöle, Gase) halten somit insgesamt einen Anteil von 72,5 % (74,0 %) im Jahr 2020 und von 36,4 % (67,4 %) im Jahr 2050 am Endenergieverbrauch insgesamt.

Endenergieverbrauch der Industrie

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

Die größten absoluten Beiträge zur Energieeinsparung leisten 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 zu einer jahresdurchschnittlichen Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs um rund 1,9 %.

Ein wesentliches Element der THG-Minderung ist die Substitution von Brennstoffen durch Strom. Hier kommen in der Industrie z. B. 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. Dies wird auch beim Vergleich der Entwicklungen des gesamten Endenergieverbrauchs und des Stromverbrauchs offensichtlich. Während der industrielle Endenergieverbrauch zwischen 1998 und 2050 um 15,5 % abnimmt, steigt der entsprechende Stromverbrauch um 38,4 %.

Endenergieverbrauch der Haushalte

Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte geht zwischen 1998 und 2050 um 34,7 % 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 zumindest teilweise abgebaut. 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 Sanie-

rung 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 (siehe Anhang 1).

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 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 34,7 % unter dem Wert von 1998 (Referenz: -18,1 %).

Die Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten entspricht den Annahmen für das Referenzszenario. Hier werden im Rahmen der Effizienzsteigerungsstrategie im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix 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. Die Effizienzsteigerungen führen dazu, dass der Verbrauch für den Betrieb der Haushaltsgeräte trotz steigender Geräteausstattung der Haushalte zwischen 1998 und 2050 um rund 35,2 % zurück geht (Referenz: -34,6 %).

Der gesamte Stromverbrauch der Privaten Haushalte liegt im Jahr 2050 um 43,9 % über dem Ausgangswert von 1998, während der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte im selben Zeitraum um 34,7 % zurück geht. Diese Unterschiede sind eine Folge der Substitution von Brennstoffen durch Strom.

Endenergieverbrauch des GHD-Sektors

Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen verringert sich der Energieverbrauch zwischen 1998 und 2050 um 19,2 %. Bis zum Jahr 2030 beträgt die Einsparung gegenüber dem Basisjahr 7,3 %¹³.

¹³ Siehe auch die Erläuterung der Entwicklung im Szenario Umwandlungseffizienz (vgl. Abschnitt 3.3).

Die Substitution von Brennstoffen durch Strom spielt auch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen eine bedeutende Rolle. So werden verstärkt Wärmepumpen genutzt und eine aktivere Ökowatt-Strategie gefahren. 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 Substitution von Brennstoffen durch Strom im GHD-Sektor als wichtiges Element der THG-Minderungsstrategie äußert sich auch im Vergleich der Entwicklungen des Stromverbrauchs und des gesamten Endenergieverbrauchs. Der Stromverbrauch übersteigt im Jahr 2050 den Ausgangswert um 38,4 %. Im selben Zeitraum sinkt der Endenergieverbrauch des Sektors GHD um 19,1 %.

Endenergieverbrauch im Verkehr

Einsparmaßnahmen wirken auch im Verkehrssektor, wo verbrauchsgünstigere Fahrzeuge sowie alternative Kraftstoffe und Antriebe (vor allem Biokraftstoffe (in Lkw und Binnenschiff) und Strom (in Pkw und Bussen)) genutzt werden und zusätzlich eine Verlagerung des Modal Splits im Personenverkehr vom Luftverkehr auf die Bahnen (4,5 Mrd. Pkm in 2050) und vom MIV (Langstreckenfahrten) auf die Bahnen (0,4 Mrd. Pkm in 2050) stattfindet. Der Modal Split im Güterverkehr ist gegenüber dem Referenzszenario unverändert. Auslöser für die Verlagerung auf die Schiene ist die Möglichkeit, hier THG-günstig erzeugten Strom für die Befriedigung der Mobilität einsetzen zu können. Zusätzlich erfolgt der Einsatz von Strom im Verkehr auch bei PKW, wo auch für die Speichertechnik der Elektrofahrzeuge unterstellt wird, dass hier in den nächsten 50 Jahren ein gewisser technischer Fortschritt realisiert werden kann, wie dies auch für Erdgasfahrzeuge und andere Konzepte möglich ist. Darüber hinaus kommen neben dem Elektro-Direktantrieb z. B. bei Bussen auch andere Systeme zum Einsatz, etwa Oberleitungs-Busse. Wasserstoff wird als alternativer Kraftstoff nicht genutzt, da hier die Energiebereitstellungskette größere Verluste aufweist. Die direkte Nutzung von Strom ist hier energetisch gesehen wesentlich günstiger.

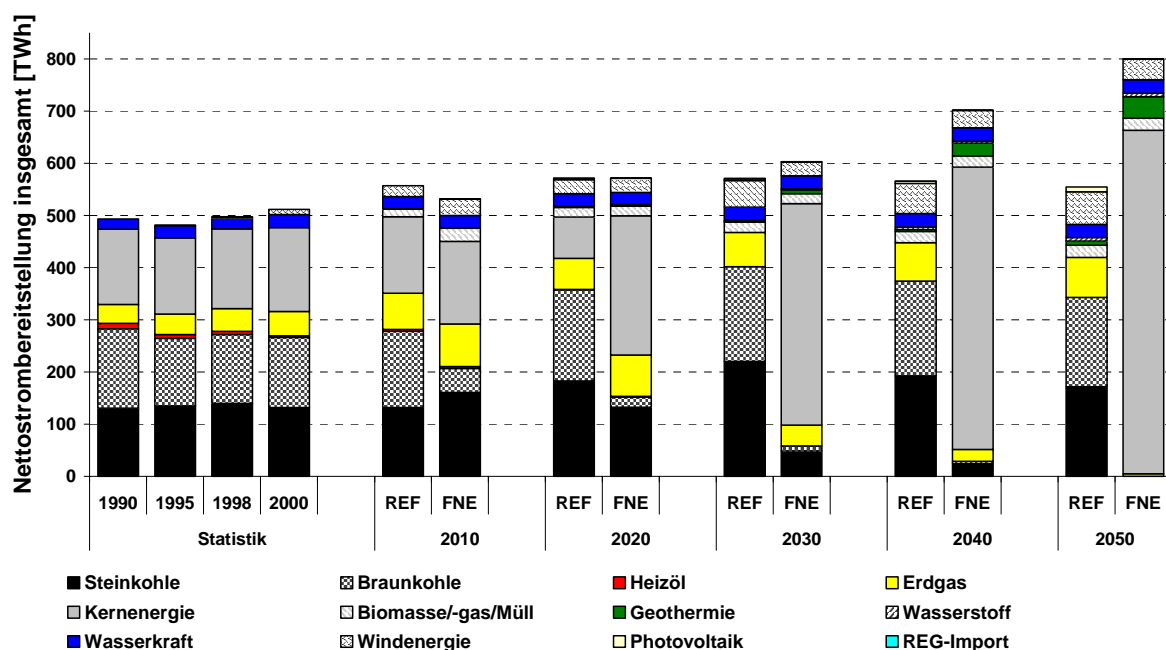
Eine Steigerung des Auslastungs- bzw. Besetzungsgrades von Lkw und von Pkw ist nicht berücksichtigt.

Insgesamt führt dies im Verkehrsbereich dazu, dass der Energieverbrauch zwischen 1998 und 2050 um 21,4 % sinkt. Dabei beträgt die durchschnittliche Absenkung des Kraftstoffverbrauchs der Pkw-Flotte im Jahr 2050 gegenüber der Referenz (4,65 l Benzinäquivalent je 100 km) rund 11 %. Die Verbrauchsminderung bei den Lkw gegenüber den Referenzwerten im Jahr 2050 (19,9 l Dieseläquivalent je 100 km) liegt bei 3 %.

Strombereitstellung

Die Stromerzeugungsstruktur wird im Zeitablauf zunehmend mit THG-freien bzw. THG-günstigeren Energieträgern dargestellt. Während im Jahr 2020 die Kohlen noch einen Anteil von 26,6 % an der Nettostromerzeugung haben und das Erdgas von 13,9 %, scheiden sie bis 2050 nahezu vollständig aus der Stromerzeugung aus (vgl. Abbildung 36). Die THG-freien Energieträger Kernenergie sowie erneuerbare Energieträger (REG – Wasserkraft, Windenergie, Photovoltaik, Biomasse, Geothermie) steigern demgegenüber ihren Anteil über 46,7 % bei der Kernenergie bzw. 9,9 % bei den REG in 2020 auf 82,3 % bei der Kernenergie und 14,8 % bei den REG in 2050. Der Anteil der Kernenergie wird dabei in 2050 zu 10,9 % oder 71,8 TWh aus KWK-Anlagen in der industriellen und öffentlichen Wärmeversorgung erbracht. Bezogen auf die vorgegebene Engpassleistung eines neuen Kernkraftwerkes von 1530 MW_{netto} müssten damit im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix insgesamt 60 Anlagen als Neu- bzw. als Ersatzinvestition errichtet werden. Damit würde die derzeit in Frankreich in Betrieb befindliche Anzahl von Anlagen (Januar 2001: 59) in etwa erreicht werden.

Abbildung 36: Entwicklung der Nettostrombereitstellung nach Energieträgern im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (TWh)



Bei den REG erfahren insbesondere die Biomassen und die Geothermie einen stärkeren Ausbau (vgl. Tabelle 34). Demgegenüber liegt der Versorgungsbeitrag bei der Windenergie und bei der Photovoltaik im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix durch den unterstellten Wegfall des EEG unter den jeweiligen Werten des Referenzszenarios. Bei der Windenergie wird davon ausgegangen, dass die Nutzung auf besonders günstige Standorte beschränkt bleibt, die auch nach und nach mit effizienteren, größeren Neuanlagen bestückt werden. Zum Ende des Betrachtungszeitraumes kann auf der Basis der vorgegebenen Annahmen zur Entwicklung der Investitionskosten der Windkonverter die Stromerzeugung aus Windenergie um 6,5 TWh zwischen 2030 und 2050 steigen, um die THG-Minderungsziele zu erreichen. Bei der Photovoltaik ist unterstellt, dass einige Demoanlagen im Inland erstellt werden, um Exportmärkte zu erschließen. Hierzu sind jedoch nicht die 9,1 TWh aus dem Referenzszenario notwendig, sondern es genügen einige MW.

Tabelle 34: Entwicklung der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix (FNE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (TWh)

	Statistik				2010		2020		2030		2040		2050	
	1995	1997	1998	2000	REF	FNE	REF	FNE	REF	FNE	REF	FNE	REF	FNE
Wasserkraft	23,7	21,1	22,6	25,5	23,4	23,4	24,8	23,5	25,3	25,3	25,5	25,5	25,5	25,7
Windenergie	1,5	3,0	4,5	9,2	20,7	31,5	26,8	26,8	50,8	26,8	57,7	33,3	62,5	39,8
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,7	0,7	1,4	0,7	4,3	0,7	9,1	0,6
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,5	0,4	1,4	6,9	3,9	24,1	8,3	41,3
Biomasse/-gas	0,7	1,0	1,1	1,2	7,8	9,5	6,3	6,3	7,8	7,8	10,2	10,3	12,9	12,9
REG-Import	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	2,7	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0
Summe	25,9	25,1	28,3	36,0	52,0	65,1	61,4	57,7	89,4	67,5	102,0	93,8	118,2	120,2

Bezüglich der Nutzung der Biomasse ist auch der Wegfall der Förderung durch das EEG von Bedeutung, womit der derzeitige Boom zunächst nicht weiter anhält. Erst mit steigenden THG-Minderungserfordernissen und steigenden fossilen Energiepreisen kommen die Vorteile der Biomasse im Wärmemarkt (nicht bei der Stromerzeugung) wieder zum Ausdruck. Die Geothermie stellt aufgrund der vorgegebenen Entwicklung bei den Investitionskosten eine kostenseitig attraktive Option zur THG-Minderung am Ende des Betrachtungszeitraumes dar. Dabei erfolgt eine Nutzung der HDR-Technologie sowohl in Kraft-Wärme-Kopplung als auch zur reinen Stromerzeugung. Hier werden die Nutzungen im Wärmemarkt im Wesentlichen durch die Einbindungsnotwendigkeit in größere Wärmenetze bestimmt. Entsprechend werden aus Geothermie im Jahr 2050 rund 200 PJ in die Fern- und Nahwärmeerzeugung eingebracht mit einer zeitgleichen Stromerzeugung von rund 13 TWh. Weitere 29 TWh elektrischer Strom werden im Jahr 2050 aus Geothermie ungekoppelt erzeugt.

Auch die Biomasse-Kraftwerke werden überwiegend als KWK-Anlagen betrieben (wie auch die Erdgas-(Heiz-)Kraftwerke), so dass im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix die KWK-

Strommenge zunächst um 1 bis 4 TWh höher liegt als im Referenzszenario. Damit einher geht eine deutliche Anhebung der Nah- und Fernwärmeerzeugung sowie der Objektversorgung. In der längerfristigen Perspektive ergibt sich ein kompensierender Effekt durch die Nutzung des HTR in Zusammenhang mit den für Biomasse- und HDR-Anlagen charakteristischen niedrigeren Stromkennzahlen, z. B. im Vergleich mit Erdgas-Heizkraftwerken. In der Erzeugungsstruktur bedeutet das, dass die heutigen größeren Fernwärmenetze im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix durch nukleare KWK-Anlagen beliefert werden. Die Geothermie- aber insbesondere die Biomasseanlagen sind in der Regel in der Nahwärme- und Objektversorgung zu finden. Im letzteren Fall sind damit auch – wie bei Großanlagen – wiederum kürzere Umstellungszeiten möglich und in 20 Jahren, z. B. zwischen 2030 und 2050, können hier größere Änderungen ohne einen zeitintensiven Netzaufbau vollzogen werden.

Eine Abtrennung und Endlagerung von CO₂ aus Kraftwerken findet im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix nicht statt.

Der REG-Stromimport¹⁴, der zwischenzeitlich im Referenzszenario zur Strombereitstellung genutzt wird, fällt weg, da im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix nach 2010 die REG-Stromquote wegfällt und der Import von REG-Strom hier nicht mit der heimischen Erzeugung konkurrieren kann. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der im Zwischenbericht genannten Nutzungsdauer des Windstromimports von 3.300 h/a nicht eine Mittellastcharakteristik zugeordnet werden kann, da es sich auch hierbei um eine fluktuierende Stromerzeugung handelt. Ein Stromimport aus solarthermischen Kraftwerken findet ebenfalls nicht statt.

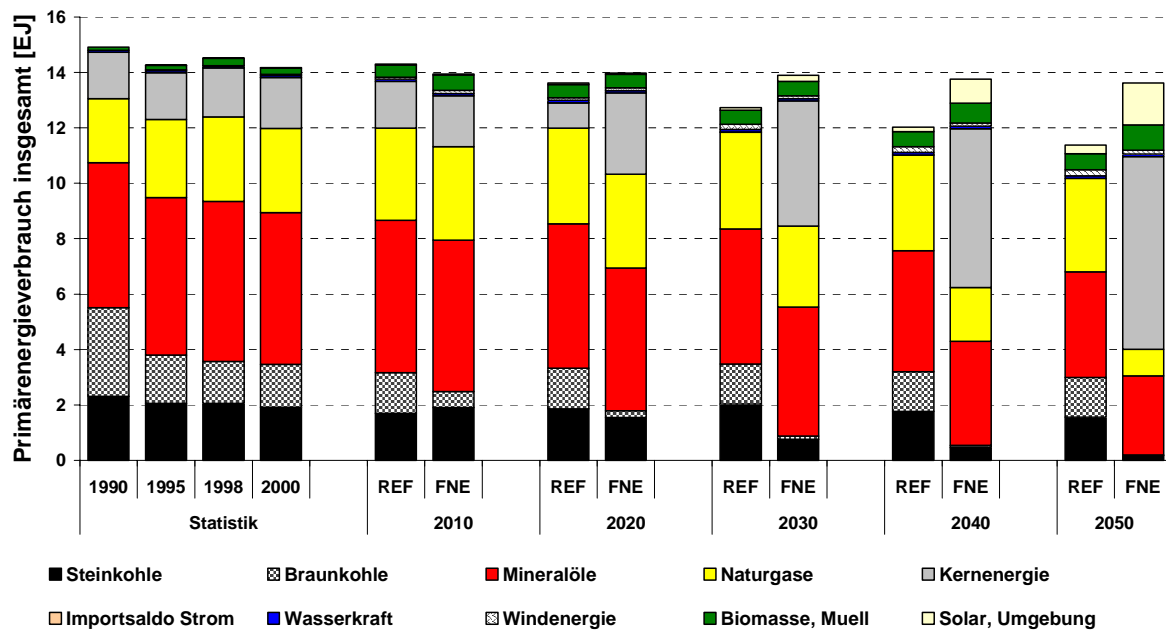
Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch, ermittelt nach der Wirkungsgradmethode, ist durch deutliche Strukturverschiebungen gekennzeichnet (vgl. Abbildung 37). Wie beim Endenergieverbrauch sind die fossilen Energieträger mit deutlichen Einbußen behaftet, die Kernenergie und die sonstigen erneuerbaren Energieträger (Biomasse, Umweltwärme usw.) nehmen bei längerfristig rückläufigem Gesamtniveau erheblich an Bedeutung zu. Auch der Beitrag von Windenergie und Photovoltaik geht im Vergleich zum Referenzszenario zurück.

Der über die THG-Emissionsobergrenze vorgegebene mögliche Einsatz von fossilen Brennstoffen von rund 8000 bis 9000 PJ in 2030 verteilt sich zu rund 755 PJ auf Steinkohle, 125 PJ Braunkohle, 4655 PJ Mineralöle und 2915 PJ Gase. In 2050 können noch rund 4000 bis 4400 PJ fossile Primärenergie eingesetzt werden. Dies sind im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix ca. 170 PJ Steinkohle, 20 PJ Braunkohle, 2850 PJ Mineralöle und 970 PJ Gase.

¹⁴ Ein Netto-Stromimport aus konventionellen Kraftwerken ist nicht möglich (Stromimportsaldo ab 2005 = 0).

Abbildung 37: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) (EJ)



Emissionen und Kosten

Neben der Minderung der energiebedingten Treibhausgasemissionen erfolgt bis 2050 auch eine deutliche Minderung der sonstigen energiebedingten Emissionen. Die NO_x -Emissionen sinken gegenüber 1990 um 81,7 % (Referenz: 59,7 %), die SO_2 -Emissionen um 97,7 % (85,3 %), die CO-Emissionen um 87,8 % (84,5 %), die NMVOC-Emissionen um 92,7 % (91,2 %) und die Staub-Emissionen um 98,5 % (94,0 %).

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 auf mehr als das Vierfache des Niveaus im Jahr 1998 zu (vgl. Tabelle 35).

Tabelle 35: Entwicklung der radioaktiven Abfälle in m^3

	1998	2010	2030	2050
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

Für das Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix ergeben sich kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten zum Referenzszenario von ca. -334,1 Mrd. €_8 mit einer maximalen Entlastung von 356,7 €_8 pro Haushalt und Jahr und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von -91,2 Mrd. €_8 (vgl. Tabelle 36). Während hier bei den kumulierten nicht abdis-

kontierten Differenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario rund 110,5 Mrd. €₉₈ mehr an Investitionen und sonstige Betriebskosten zusätzlich aufgewendet werden müssen, steht dem eine Einsparung bei den Brennstoffkosten (inkl. Stromimport) von 444,5 Mrd. €₉₈ gegenüber. Die Kosteneinsparungen gegenüber dem Referenzszenario sind dabei im Wesentlichen auf die Durchführung von im Referenzszenario gehemmten aber wirtschaftlichen Einsparpotenzialen und der Änderung im Modal Split hin zum nichtmotorisierten Verkehr sowie zum kleineren Teil auf die Nutzung der Kernenergie zurückzuführen (siehe Exkurs). Im Zeitablauf sinken dabei die durchschnittlichen Treibhausgas-Minderungskosten, bedingt u. a. durch den Wegfall einer REG-Strom-Quote, um dann aber mit zunehmender Minderungsnotwendigkeit wieder zu steigen. Dies wird auch anhand der marginalen THG-Minderungskosten deutlich, die von 0,1 €₉₈/t CO₂* in 2020 über 18,6 €₉₈/t CO₂* in 2030 auf 159,7 €₉₈/t CO₂* in 2050 steigen.

Tabelle 36: Differenzkosten des Szenarios Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) im Vergleich zum Referenzszenario (REF) in Mrd. €₉₈

	Kostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Auf 1998 abdiskontierte Referenz im Bezugsjahr	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Durchschnittliche Treibhausgas-Minderungskosten	Marginale Treibhausgas-Minderungskosten
	Mrd. Euro ₉₈	Mrd. Euro ₉₈	Mrd. Euro ₉₈	Mrd. Euro ₉₈	Euro ₉₈ /t CO ₂ *	Euro ₉₈ /t CO ₂ *
2010	-1,3	-6,9	-0,8	-4,8	-14,6	0,0
2020	-5,3	-50,5	-2,2	-26,5	-28,3	0,1
2030	-7,0	-120,7	-2,0	-50,5	-22,3	18,6
2050	-9,8	-334,1	-1,3	-91,2	-19,2	159,7

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 +23170 Mrd. €₉₈. Abdiskontiert auf das Jahr 1998 entspricht dies +4915 Mrd. €₉₈. Entsprechend der Vorgabe für die Ermittlung der externen Kosten durch SPD/Bündnis 90/Die Grünen wurden im Referenzszenario die Kosten des Klimawandels berücksichtigt (5269 Mrd. €₉₈ kumuliert und nicht abdiskontiert bzw. 2012 Mrd. €₉₈ kumuliert und abdiskontiert auf das Jahr 1998), in den Reduktionsszenarien wurden sie gleich Null gesetzt.

Berücksichtigt man die externen Kosten gemäß Definition der Fraktionen von CDU/CSU und FDP resultieren kumulierte Differenzkosten in Höhe von -53,9 Mrd. €₉₈, dies entspricht, abdiskontiert auf das Jahr 1998, einem Betrag von -13,8 Mrd. €₉₈.

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

Exkurs: Herleitung der Differenzkosten für den Basisdatensatz

Im IER-Modell werden die technisch ökonomischen Charakterisierungen von Technologien und Maßnahmen in allen Szenarien konstant gehalten. Es werden lediglich die Szenariorandbedingungen variiert entsprechend der Zusammenstellung in Tabelle 1. Auf dieser Basis werden jeweils die kostengünstigsten Möglichkeiten gesucht, die vorgegebenen THG-Minderungsziele einzuhalten. Es wird somit jeweils eine Abwägung getroffen, ob es kostengünstiger ist, weitere Einsparmaßnahmen durchzuführen (Strategie *Einsparung*), oder im Gegenzug stärker die Energieträgerstruktur hinsichtlich einer THG-ärmeren Bereitstellung zu gestalten (Strategie *Substitution*). Damit ist offensichtlich, dass die Systemkosten um so niedriger sind, je weniger die Entwicklung des Energiesystems durch vorgegebene Randbedingungen eingeschränkt wird und je mehr Optionen zur THG-Minderung zur Verfügung stehen. Entsprechend ist bereits aufgrund der Szenariovorgaben der Enquete-Kommission absehbar, dass das Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) die niedrigsten Minderungskosten aufweist, gefolgt vom Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) und schließlich dem Szenario REG-/REN-Offensive (RRO). Da im Szenario FNE alle Optionen zur THG-Minderung zur Verfügung stehen, die auch im Szenario Umwandlungseffizienz genutzt werden können, z. B. auch die CO₂-Abtrennung und –Deponierung, zusätzlich dann noch die Kernenergie als Minderungsoption hinzukommt, so kann das Szenario FNE höchstens die selben Minderungskosten aufweisen wie das Szenario UWE (falls die Kernenergie keine kosten-effiziente Minderungsoption darstellt), jedoch nicht höhere. Ebenso ist im Vergleich zwischen den Szenarien UWE und RRO ersichtlich, dass im Szenario RRO mit der CO₂-Abtrennung und –Deponierung eine Option weniger zur Verfügung steht, um die THG-Minderung kostengünstig zu erreichen. Diese generelle Aussage kann noch durch die Setzung von Szenariorandbedingungen (REG-Quoten, KWK-Quoten) in Frage gestellt werden, sie ist jedoch bereits tendenziell aus den Vorgaben der Enquete-Kommission herleitbar.

Zur Interpretation der Kostenunterschiede ist zu berücksichtigen, dass in allen Reduktionsszenarien szenariounabhängig wirtschaftliche Einsparpotenziale zur Verfügung stehen, die im Referenzszenario durch Hemmnisse nicht genutzt werden. Es zeigt sich, dass in einem derartigen Basisszenario ohne Hemmnisse und ohne THG-Ziele, bei dem auch wirtschaftliche REG-Ausbaupotenziale erschlossen werden könnten, die THG-Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario wie folgt aussehen:

	2010	2020	2030	2040	2050
Referenzszenario	855,3	856,0	833,5	771,8	715,5
Basisszenario	842,9	836,6	809,3	722,2	664,6
Ziel	817,9	672,9	517,6	362,3	207,1

Diese wirtschaftlichen Einsparpotenziale führen auch zu einer Reduktion der gesamten Systemkosten, die zur Deckung des Energiedienstleistungs- bzw. Nutzenergiebedarfs

anfallen. Werden im Referenzszenario noch 19182,58 Mrd. €₈ kumuliert und nicht abdiskontiert bzw. 9280,07 Mrd. €₈ kumuliert und auf 1998 abdiskontiert aufgewendet, sind es im Basisszenario "nur noch" 19037,28 Mrd. €₈ bzw. auf 1998 abdiskontiert 9245,96 Mrd. €₈. Die gesamten Systemkosten sind damit um 145,30 Mrd. €₈ nicht abdiskontiert und um 34,11 Mrd. €₈ auf 1998 abdiskontiert im Basisszenario niedriger als im Referenzszenario.

Nun kommt als weitere Rahmenbedingung noch hinzu, dass in den Reduktionsszenarien eine nicht-kostenmäßig bewertete Verlagerung vom motorisierten Verkehr auf den nicht-motorisierten Verkehr vorgegeben ist. Entsprechend werden nochmals die THG-Emissionen "freiwillig" abgesenkt:

	2010	2020	2030	2040	2050
Basis NMV-FNE	842,5	835,4	807,2	718,4	659,0
Basis NMV-RRO	837,6	829,4	794,5	704,2	639,1
Ziel	817,9	672,9	517,6	362,3	207,1

Für den Fall Basis FNE (UWE) ergeben sich kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten gegenüber dem Referenzszenario von -289,84 Mrd. €₈ und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von -76,01 Mrd. €₈. Damit werden gegenüber dem Basisfall ohne Hemmnisse und ohne THG-Ziele nochmals Kosteneinsparungen von 144,54 Mrd. €₈ (kumuliert nicht abdiskontiert) bzw. von 41,90 Mrd. €₈ (kumuliert und abdiskontiert auf 1998) hervorgerufen. Bezogen auf die kumulierte Verlagerung von 1110,4 Mrd. Pkm bedeutet dies eine spezifische Kosteneinsparung von 13,0 cent₉₈/Pkm.

Unterschiedlich ist dann die Handhabung der Festlegung des Modal-Splits des verbleibenden motorisierten Verkehrs. Während dies im Szenario FNE Teil der Kostenoptimierung ist, ist in den Szenarien UWE und RRO auch der Modal Split fest vorgegeben. Dies führt dazu, dass im Szenario Basis NMV-RRO gegenüber dem Referenzszenario bereits Mehrkosten auftreten, obwohl hier nochmals eine Kostensenkung durch den verstärkten Übergang auf den nichtmotorisierten Verkehr vorliegt (bei einer Erhöhung des Effektes aus dem Szenario Basis NMV-FNE um 76 % gegenüber dem Basisszenario würden hier kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten gegenüber dem Referenzszenario von rund -400 Mrd. €₈ vorliegen. Nun kommt jedoch als kostenerhöhender Effekt die Verlagerung vom MIV und Luftverkehr bzw. dem Straßengüterverkehr auf Schiene und Schiff hinzu, wobei zu berücksichtigen ist, dass die Kostenunterschiede aus einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive (ohne Steuern und ohne externe Kosten) ermittelt werden. Damit würden im Straßenverkehr die Kraftstoffe z. B. heute nicht mit 1,08 €/je Liter zu bezahlen sein sondern nur mit 0,31 €/je Liter. Unter dieser Randbedingung führt der vorgegebene Modal Split im Szenario RRO zu Kostenerhöhungen um rund 434 Mrd. €₈ (kumuliert und nicht abdiskontiert), so dass das Szenario Basis NMV-RRO gegenüber dem Referenzszenario um 34,48 Mrd. €₈ höhere kumulierte nicht abdiskontierte Kosten aufweist und um 14,16 Mrd. €₈ kumulierte auf 1998 abdiskontierte Kosten.

Für das Szenario FNE ist noch die unterschiedliche Handhabung des Auslaufens der bestehenden Kernkraftwerke relevant. Wird hier zusätzlich zu den wirtschaftlichen Einsparpotenzialen und der Verlagerung auf den nicht motorisierten Verkehr unterstellt, dass die Kernkraftwerke nicht nach 32+ Jahren abgestellt werden, sondern eine Laufzeit von 40 Volllastjahren erreichen können, so wird dadurch vorhandenes Kapital weiter genutzt und die Reinvestition weiter in die Zukunft verlagert. Entsprechend können die Kosten nochmals vermindert werden auf 18835,72 Mrd. €₈ kumuliert und nicht abdiskontiert bzw. auf 9179,32 Mrd. €₈ kumuliert und abdiskontiert, so dass gegenüber dem Referenzszenario eine Kosteneinsparung von insgesamt 346,86 Mrd. €₈ kumuliert und nicht abdiskontiert sowie von 100,75 Mrd. €₈ kumuliert und abdiskontiert auf 1998 resultiert. Gegenüber dem Szenario Basis NMV-FNE beträgt damit die Kostenreduktion aufgrund der Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke von 32+ Jahren (und nicht von 40 Betriebsjahren) auf 40 Volllastjahre kumuliert und nicht abdiskontiert insgesamt 57,02 Mrd. €₈ sowie kumuliert und abdiskontiert auf 1998 insgesamt 24,74 Mrd. €₈. Dabei ergeben sich folgende THG-Emissionen:

	2010	2020	2030	2040	2050
Basis NMV-40V-FNE	795,2	743,8	732,8	731,7	658,3
Ziel	818,1	673,1	517,8	362,5	207,1

Bislang ist in diesen Rechnungen - wie im Referenzszenario - die vorgegebene Quote für KWK-Strom (Ausbau bis auf 20 % in 2050) weiterhin mit enthalten. Wird diese Bedingung aufgehoben und des Weiteren der Zubau von neuen Kernkraftwerken zugelassen, so wird nochmals ein niedrigeres Kostenniveau und längerfristig niedrigere THG-Emissionen erzielt. Das Kostenniveau liegt dann bei 18708,59 Mrd. €₈ kumuliert und nicht abdiskontiert bzw. mit 9162,91 Mrd. €₈ kumuliert und abdiskontiert. Dies bedeutet gegenüber dem Referenzszenario um 419,56 Mrd. €₈ (kumuliert nicht abdiskontiert) bzw. 117,16 Mrd. €₈ (kumuliert und abdiskontiert auf 1998) geringere Kosten.

	2010	2020	2030	2040	2050
Basis LC-FNE	803,2	747,6	712,1	559,2	367,2
Ziel	818,1	673,1	517,8	362,5	207,1

Nun kommen zwei Randbedingungen hinzu, die das Kostenniveau dann auf dasjenige des Szenarios FNE ansteigen lassen. Zum einen das vorgegebene Maximalniveau der Treibhausgasemissionen (der Zielwert, der nach 2010 ergebnisbestimmend wird) und zum zweiten die vorgegebene REG-Strom-Quote für das Jahr 2010. Dem entgegen wirkt die Kosteneinsparung durch den Wegfall der in den Basisszenarien noch für alle Betrachtungszeitpunkte enthaltenen Quote für den REG-Strom aus dem Referenzszenario. Insgesamt ergeben sich dann Zusatzkosten im Szenario FNE gegenüber dem Szenario BASIS LC-FNE von 85,48 Mrd. €₈ (kumuliert nicht abdiskontiert) bzw. 25,95 Mrd. €₈ (kumuliert und abdiskontiert auf 1998).

5.4 Variante 1 zum Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (Alternativer Datensatz)

Grundlage der Szenariorechnungen der Variante 1 ist der Alternative Technologiedatensatz (AD), der seitens CDU/CSU und FDP am 11. Februar 2002 zur Verfügung gestellt wurde. Ansonsten wurde hinsichtlich der Szenariorandbedingungen gegenüber den Szenariorechnungen mit dem Basisdatensatz lediglich noch eine Änderung dergestalt vorgenommen, dass die für das Jahr 2010 vorgegebene REG-Strom-Quote in Höhe von 12,5 % nicht berücksichtigt wurde. Die Basis stellt ansonsten die Version 3 des Szenarios Fossil-nuklearer Energiemix mit dem Basisdatensatz (FNE_BD) vom 29. April 2002 dar (vgl. Abschnitt 5.3).

Der alternative Datensatz liefert im Wesentlichen Änderungen bei den Wirkungsgraden und bei den ökonomischen Kennziffern von Stromerzeugungs- sowie von KWK-Technologien (vgl. Abschnitt 2.3). 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.

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 38), falls dies von der THG-Bewertung her möglich ist.

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 39).

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 voll-

ständig 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.

Abbildung 38: Nettostrombereitstellung im Szenarienvergleich

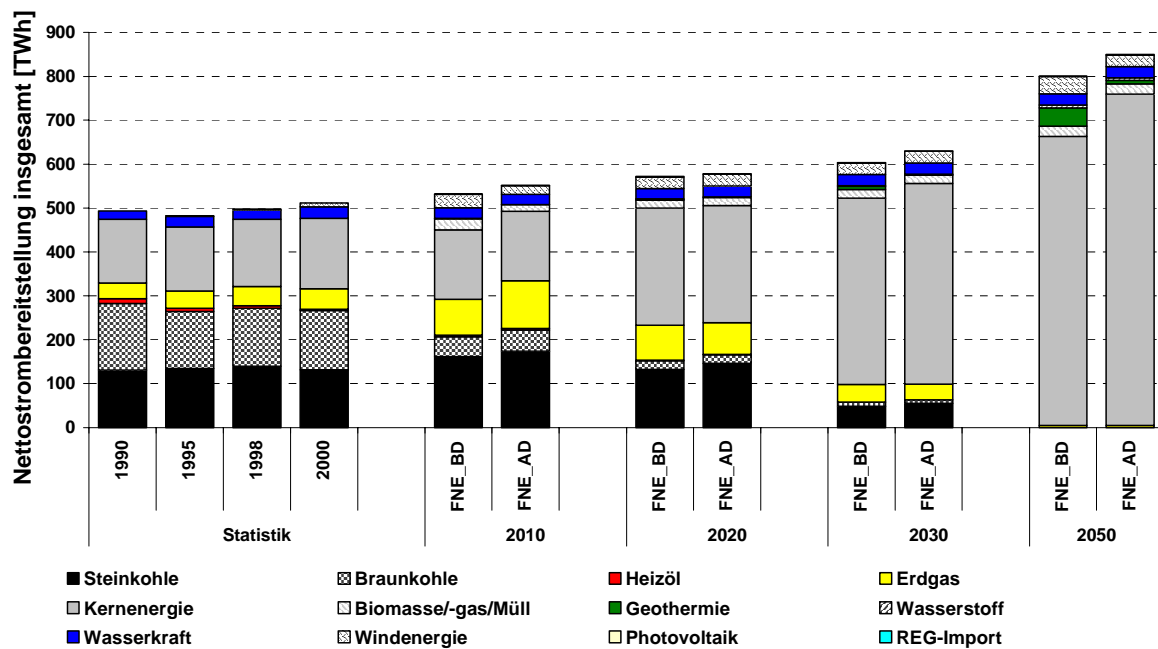
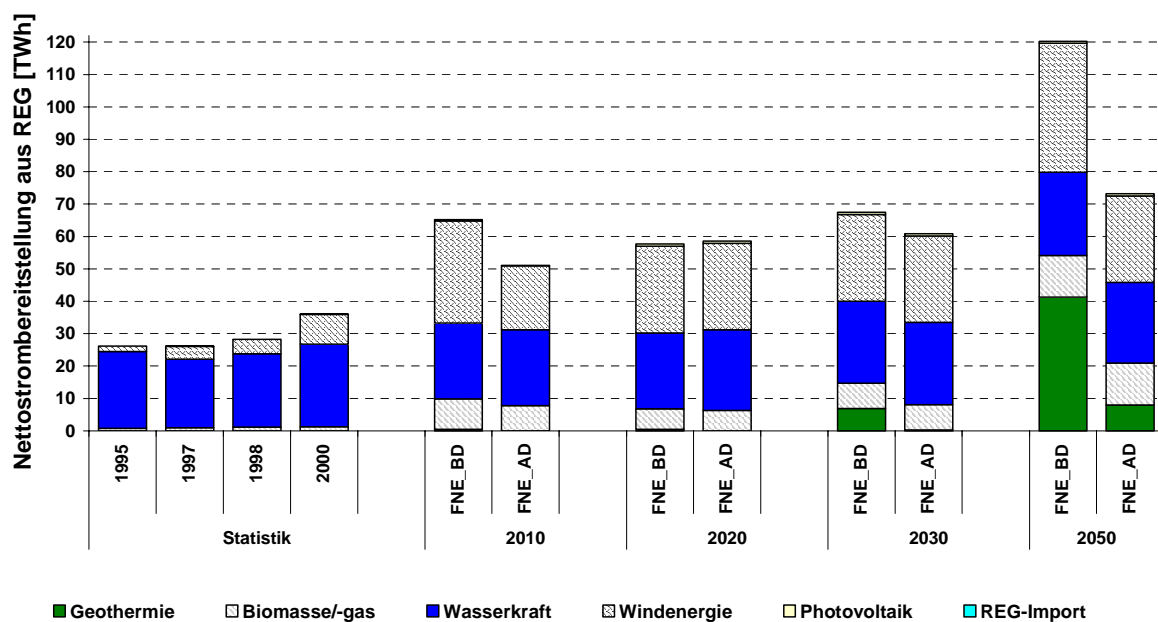


Abbildung 39: Nettostrombereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen im Szenarienvergleich



Aufgrund der günstigeren Stromgestehungskosten der konventionellen Kraftwerke sowie der teureren Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ergeben sich dabei jeweils auch Rück-

wirkungen auf die Stromnachfrage (vgl. Tabelle 37). 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.

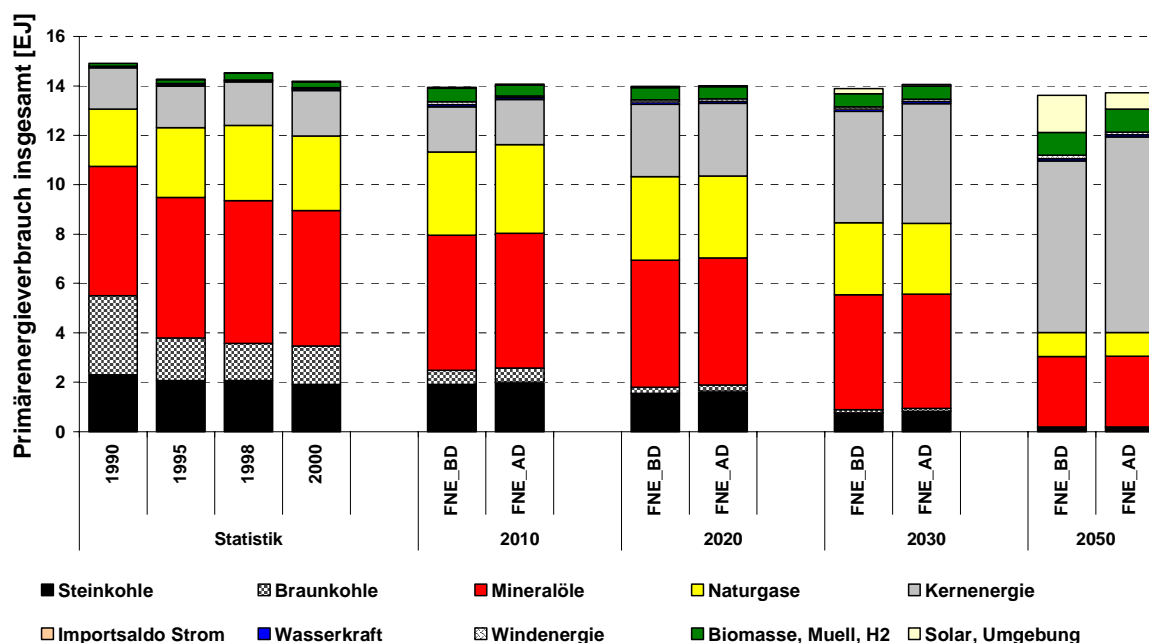
Tabelle 37: Endenergieverbrauch an Strom und Nettostromverbrauch im Szenarienvergleich in TWh

	2010	2020	2030	2050
Endenergieverbrauch an Strom				
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 das 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 40). Hier erfährt die Kernenergie nochmals eine deutliche Ausweitung zu Lasten der erneuerbaren Energieträger.

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. €₈ mit einer maximalen Entlastung von –356,7 €₈ pro Haushalt und Jahr ermittelt sowie kumulierte auf das Jahr 1998 abdiskontierte Differenzkosten von –91,2 Mrd. €₈, 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. €₈ mit einer maximalen Entlastung von –621,4 €₈ pro Haushalt und Jahr und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von –139,8 Mrd. €₈ (siehe auch den Exkurs).

Abbildung 40: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich**Exkurs:** Herleitung der Differenzkosten für den Alternativen Datensatz

Im TIMES Deutschland Modell werden die technisch ökonomischen Charakterisierungen von Technologien und Maßnahmen in allen Szenarien konstant gehalten. Es werden lediglich die Szenariorandbedingungen variiert entsprechend der Zusammenstellung in Tabelle 1. Auf dieser Basis werden jeweils die kostengünstigsten Möglichkeiten gesucht, die vorgegebenen THG-Minderungsziele einzuhalten. So stehen wirtschaftliche Einsparpotenziale, die im Referenzszenario durch Hemmnisse nicht genutzt werden, in allen Reduktionsszenarien szenariounabhängig zur Verfügung. Es zeigt sich, dass in einem derartigen Basisszenario ohne Hemmnisse und ohne THG-Ziele, bei dem auch wirtschaftliche REG-Ausbaupotenziale erschlossen werden könnten, die THG-Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario wie folgt aussehen:

	2010	2020	2030	2040	2050
Referenzszenario	858,0	853,5	839,5	777,4	718,0
Basisszenario	853,1	841,0	815,9	727,3	658,2
Ziel	817,9	672,9	517,6	362,3	207,1

Diese wirtschaftlichen Einsparpotenziale führen auch zu einer Reduktion der gesamten Systemkosten, die zur Deckung des Energiedienstleistungs- bzw. Nutzenergiebedarfs anfallen. Werden im Referenzsszenario noch 19247,28 Mrd. €₈ kumuliert und nicht abdiskontiert bzw. 9294,56 Mrd. €₈ kumuliert und auf 1998 abdiskontiert aufgewendet, sind es im Basisszenario "nur noch" 19083,50 Mrd. €₈ bzw. auf 1998 abdiskontiert 9257,14 Mrd. €₈. Die gesamten Systemkosten sind damit um 163,78 Mrd. €₈ nicht abdiskontiert und um 37,43 Mrd. €₈ auf 1998 abdiskontiert im Basisszenario niedriger als im Referenzszenario.

Nun kommt als weitere Rahmenbedingung noch hinzu, dass in den Reduktionsszenarien eine nicht-kostenmäßig bewertete Verlagerung vom motorisierten Verkehr auf den nicht-motorisierten Verkehr vorgegeben ist. Entsprechend werden nochmals die THG-Emissionen "freiwillig" abgesenkt:

	2010	2020	2030	2040	2050
Basis NMV-FNE	852,7	839,7	813,8	723,5	652,6
Basis NMV-RRO	847,4	834,5	802,3	706,1	632,9
Ziel	817,9	672,9	517,6	362,3	207,1

Für den Fall Basis FNE (UWE) ergeben sich kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten gegenüber dem Referenzszenario von $-314,73$ Mrd. €_{98} und kumulierte auf 1998 abdiskontierte Differenzkosten von $-80,65$ Mrd. €_{98} . Damit werden gegenüber dem Basisfall ohne Hemmnisse und ohne THG-Ziele nochmals Kosteneinsparungen von $150,95$ Mrd. €_{98} (kumuliert nicht abdiskontiert) bzw. von $43,22$ Mrd. €_{98} (kumuliert und abdiskontiert auf 1998) hervorgerufen. Bezogen auf die kumulierte Verlagerung von $1110,4$ Mrd. Pkm bedeutet dies eine spezifische Kosteneinsparung von $13,6$ cent₉₈/Pkm.

Unterschiedlich ist dann die Handhabung der Festlegung des Modal-Splits des verbleibenden motorisierten Verkehrs. Während dies im Szenario FNE Teil der Kostenoptimierung ist, ist in den Szenarien UWE und RRO auch der Modal Split fest vorgegeben. Dies führt dazu, dass im Szenario Basis NMV-RRO gegenüber dem Referenzszenario bereits Mehrkosten auftreten, obwohl hier nochmals eine Kostensenkung durch den verstärkten Übergang auf den nichtmotorisierten Verkehr vorliegt (bei einer Erhöhung des Effektes aus dem Szenario Basis NMV-FNE gegenüber dem Basisszenario um 76 % würden hier kumulierte nicht abdiskontierte Differenzkosten gegenüber dem Referenzszenario von rund 429 Mrd. €_{98} vorliegen. Nun kommt jedoch als kostenerhöhender Effekt die Verlagerung vom MIV und Luftverkehr bzw. dem Straßengüterverkehr auf Schiene und Schiff hinzu, wobei zu berücksichtigen ist, dass die Kostenunterschiede aus einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive (ohne Steuern und ohne externe Kosten) ermittelt werden. Damit würden im Straßenverkehr die Kraftstoffe z. B. heute nicht mit $1,08$ € je Liter zu bezahlen sein sondern nur mit $0,31$ € je Liter. Unter dieser Randbedingung führt der vorgegebene Modal Split im Szenario RRO zu Kostenerhöhungen um rund 447 Mrd. €_{98} (kumuliert und nicht abdiskontiert), so dass das Szenario Basis NMV-RRO gegenüber dem Referenzszenario um $17,60$ Mrd. €_{98} höhere kumulierte nicht abdiskontierte Kosten aufweist und um $11,28$ Mrd. €_{98} kumulierte auf 1998 abdiskontierte Kosten.

Für das Szenario FNE ist noch die unterschiedliche Handhabung des Auslaufens der bestehenden Kernkraftwerke relevant. Wird hier zusätzlich zu den wirtschaftlichen Einsparpotenzialen und der Verlagerung auf den nicht motorisierten Verkehr unterstellt, dass die Kernkraftwerke nicht nach 32+ Jahren abgestellt werden, sondern eine Laufzeit von 40 Volllastjahren erreichen können, so wird dadurch vorhandenes Kapital weiter genutzt und die Reinvestition weiter in die Zukunft verlagert. Entsprechend können die Kosten nochmals vermindert werden auf $18882,96$ Mrd. €_{98} kumuliert und nicht abdiskontiert bzw. auf $9193,30$ Mrd.

€₉₈ kumuliert und abdiskontiert, so dass gegenüber dem Referenzszenario eine Kosteneinsparung von insgesamt 364,32 Mrd. €₉₈ kumuliert und nicht abdiskontiert sowie von 101,26 Mrd. €₉₈ kumuliert und abdiskontiert auf 1998 resultiert. Dabei ergeben sich folgende THG-Emissionen:

	2010	2020	2030	2040	2050
Basis NMV-40V-FNE	797,8	742,7	743,1	734,4	667,6
Ziel	818,1	673,1	517,8	362,5	207,1

Bislang ist in diesen Rechnungen - wie im Referenzszenario - die vorgegebene Quote für KWK-Strom (Ausbau bis auf 20 % in 2050) weiterhin mit enthalten. Wird diese Bedingung aufgehoben und des Weiteren der Zubau von neuen Kernkraftwerken zugelassen, so wird nochmals ein niedrigeres Kostenniveau und längerfristig niedrigere THG-Emissionen erzielt. Das Kostenniveau liegt dann bei 18708,59 Mrd. €₉₈ kumuliert und nicht abdiskontiert bzw. mit 9155,76 Mrd. €₉₈ kumuliert und abdiskontiert. Dies bedeutet gegenüber dem Referenzszenario um 538,69 Mrd. €₉₈ (kumuliert nicht abdiskontiert) bzw. 138,80 Mrd. €₉₈ (kumuliert und abdiskontiert auf 1998) geringere Kosten.

	2010	2020	2030	2040	2050
Basis LC-FNE	787,4	674,5	546,6	434,8	336,5
Ziel	818,1	673,1	517,8	362,5	207,1

Nun kommt noch eine Randbedingungen hinzu, die das Kostenniveau dann auf dasjenige des Szenarios FNE ansteigen lässt. Dies ist das vorgegebene Maximalniveau der Treibhausgasemissionen (der Zielwert, der nach 2010 ergebnisbestimmend wird) (die für die Rechnungen mit dem Basisdatensatz vorgegebene REG-Strom-Quote für das Jahr 2010 des Szenarios FNE wurde für die Rechnungen mit dem Alternativen Datensatz nicht berücksichtigt). Dem entgegen wirkt die Kosteneinsparung durch den Wegfall der in den Basisszenarien noch enthaltenen Quote für den REG-Strom aus dem Referenzszenario. Insgesamt ergeben sich dann Zusatzkosten gegenüber dem Szenario BASIS LC-FNE von 1,7 Mrd. €₉₈ (kumuliert nicht abdiskontiert) bzw. 0,98 Mrd. €₉₈ (kumuliert und abdiskontiert auf 1998).

Anhang 1: Exemplarische Sanierungsmaßnahmen im Bestand der Wohngebäude

Quelle: Analysen der Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, und des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, TU München, im Rahmen der AGFW-Hauptstudie „Pluralistische Wärmeversorgung“, München, 2001

Tabelle 38: Varianten von Sanierungsmaßnahmen

Variante 1	Fensteraustausch mit Wärmeschutzverglasung ($U_W = 1,4 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$)
Variante 2	Fensteraustausch mit Wärmeschutzverglasung ($U_W = 1,4 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$) Zzgl. Dachdämmung (12 cm)
Variante 3	Fensteraustausch mit Wärmeschutzverglasung ($U_W = 1,4 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$) Zzgl. Dachdämmung (12 cm) und Dämmung der Außenwand (12 cm)
Variante 4	Fensteraustausch mit Dreifachverglasung ($k_W = 1,4 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$) zzgl. Dachdämmung (12 cm), Dämmung der Außenwand (12 cm) und Dämmung der Kellerdeckenunterseite (8 cm)

Tabelle 39: Verminderung des spezifischen Heizwärmebedarfs durch wärmetechnische Verbesserungsmaßnahmen

Gebäude- typ	Bau- ters- klasse	Istzu- stand	Wärmetechnische Verbesserung								
			Variante 1			Variante 2		Variante 3		Variante 4	
			Heiz- wärme- bedarf in kWh/ ($\text{m}^2 \text{ a}$)	Heiz- wärme- bedarf in kWh/ ($\text{m}^2 \text{ a}$)	Einspa- rung	Heizwär- mebedarf in kWh/ ($\text{m}^2 \text{ a}$)	Einspa- rung	Heiz- wärme- bedarf in kWh/ ($\text{m}^2 \text{ a}$)	Einspa- rung	Heiz- wärme- bedarf in kWh/ (m^2 a)	Einspa- rung
EFH	1958-68	169,8	154,9	8,8 %	132,8	21,8 %	83,7	50,7 %	68,4	59,7 %	
	1969-78	135,7	117,9	13,1 %	106,9	21,2 %	80,2	40,9 %	70,1	48,3 %	
KMH	1949-57	183,1	165,9	9,4 %	148,2	19,1 %	85,0	53,6 %	63,9	65,1 %	
	1958-68	186,4	163,7	12,2 %	138,3	25,8 %	68,9	63,1%	63,4	66,0 %	
	1969-78	130,0	112,4	13,5 %	97,6	24,9 %	51,1	60,7 %	45,5	65,0 %	
	1979-83	99,5	86,6	12,9 %	86,6	12,9 %	54,0	45,7 %	50,8	48,9 %	
GMH	Bis 1918	126,4	104,3	17,5 %	98,6	22,0 %	63,3	49,9 %	57,8	54,3 %	
	1919-48	180,9	158,2	12,6 %	149,0	17,6 %	76,0	58,0 %	69,8	61,4 %	
	1949-57	145,4	125,4	13,8 %	118,3	18,6 %	60,3	58,5 %	55,5	61,9 %	
	1958-68	165,1	140,7	14,8 %	136,8	17,1 %	50,1	69,6 %	48,0	70,9 %	

Tabelle 40: Investitionskosten und Effizienz der wärmetechnischen Verbesserungsmaßnahme Variante 1

Gebäudetyp	Baualterklasse	Istzustand Heizwärmebedarf in kWh/(m ² a)	Wärmetechnische Verbesserung, Variante 1				
			Einsparung des Heizwärmebedarfs in kWh/(m ² a) ^{a)}	Gesamtinvestitionskosten		Zusatzinvestitionen	
				in DM/m ² _{Woff.}	DM je eingesp. kWh/a	in DM/m ² _{Woff.}	DM je eingesp. kWh/a
EFH	1958-68	169,8	15,0	64,3	4,3	6,41	0,43
	1969-78	135,7	17,8	83,6	4,7	8,75	0,49
KMH	1949-57	183,1	17,2	60,1	3,5	4,75	0,28
	1958-68	186,4	22,7	74,3	3,3	5,09	0,22
	1969-78	130,0	17,6	61,3	3,5	4,62	0,26
	1979-83	99,5	12,8	52,1	4,1	5,00	0,39
GMH	bis 1918	126,4	22,1	72,9	3,3	5,05	0,23
	1919-48	180,9	22,7	79,1	3,5	5,96	0,26
	1949-57	145,4	20,0	72,6	3,6	5,77	0,29
	1958-68	165,1	24,4	80,9	3,3	5,55	0,23

Tabelle 41: Investitionskosten und Effizienz der wärmetechnischen Verbesserungsmaßnahme Variante 2

Gebäudetyp	Baualterklasse	Istzustand Heizwärmebedarf in kWh/(m ² a)	Wärmetechnische Verbesserung, Variante 2				
			Einsparung des Heizwärmebedarfs in kWh/(m ² a)	Gesamtinvestitionskosten		Zusatzinvestitionen	
				In DM/m ² _{Woff.}	DM je eingesp. kWh/a	in DM/m ² _{Woff.}	DM je eingesp. kWh/a
EFH	1958-68	169,8	37,1	308,7	8,33	99,3	2,68
	1969-78	135,7	28,7	461,0	16,04	152,2	5,30
KMH	1949-57	183,1	34,9	113,9	3,27	58,6	1,68
	1958-68	186,4	48,2	104,9	2,18	35,7	0,74
	1969-78	130,0	32,4	150,8	4,65	20,4	0,63
	1979-83	99,5	12,8 ^{a)}	52,1 ^{a)}	4,06	5,0	0,39
GMH	Bis 1918	126,4	27,8	95,8	3,45	27,9	1,01
	1919-48	180,9	31,9	104,7	3,29	31,6	0,99
	1949-57	145,4	27,1	137,4	5,07	17,2	0,64
	1958-68	165,1	28,2	116,3	4,12	11,8	0,42

^{a)} Der Ausgangszustand des Gebäudes beinhaltet bereits die in Variante 2 vorgesehene Dachdämmung.

Tabelle 42: Investitionskosten und Effizienz der wärmetechnischen Verbesserungsmaßnahme Variante 3

Gebäudetyp	Baualterklasse	Istzustand Heizwärmebedarf in kWh/(m ² a)	Wärmetechnische Verbesserung, Variante 3				
			Einsparung des Heizwärmebedarfs in kWh/(m ² a)	Gesamtinvestitionskosten		Zusatzinvestitionen	
				in DM/m ² _{Woff.}	DM je eingesp. kWh/a	in DM/m ² _{Woff.}	DM je eingesp. kWh/a
EFH	1958-68	169,8	86,1	476,4	5,53	161,9	1,88
	1969-78	135,7	55,4	710,6	12,82	245,5	4,43
KMH	1949-57	183,1	98,1	286,4	2,92	107,4	1,10
	1958-68	186,4	117,6	263,0	2,24	80,4	0,68
	1969-78	130,0	78,9	302,1	3,83	63,3	0,80
	1979-83	99,5	45,4	218,4	4,81	52,1	1,15
GMH	Bis 1918	126,4	63,1	256,5	4,06	73,4	1,16
	1919-48	180,9	105,0	308,3	2,94	89,2	0,85
	1949-57	145,4	85,1	345,8	4,06	76,2	0,90
	1958-68	165,1	115,0	319,0	2,77	69,2	0,60

Tabelle 43: Investitionskosten und Effizienz der wärmetechnischen Verbesserungsmaßnahme Variante 4

Gebäudetyp	Baualterklasse	Istzustand Heizwärmebedarf in kWh/(m ² a)	Wärmetechnische Verbesserung, Variante 4				
			Einsparung des Heizwärmebedarfs in kWh/(m ² a)	Gesamtinvestitionskosten		Zusatzinvestitionen	
				in DM/m ² _{Woff.}	DM je eingesp. kWh/a	in DM/m ² _{Woff.}	DM je eingesp. kWh/a
EFH	1958-68	169,8	101,4	525,3	5,18	210,9	2,08
	1969-78	135,7	65,6	768,9	11,73	303,7	4,63
KMH	1949-57	183,1	119,2	325	2,73	146	1,22
	1958-68	186,4	123,1	285	2,32	102,5	0,83
	1969-78	130,0	84,5	323,6	3,83	84,8	1,00
	1979-83	99,5	48,6	245,4	5,05	79	1,62
GMH	Bis 1918	126,4	68,6	272,8	3,97	89,7	1,31
	1919-48	180,9	111,1	327,2	2,95	108,1	0,97
	1949-57	145,4	90,0	361,5	4,02	91,9	1,02
	1958-68	165,1	117,1	327,4	2,80	77,5	0,66

Anhang 2: Szenario Reporting Tabellen

Referenzszenario

Variante 1 zum Referenzszenario (Alternativer Datensatz)

Szenario Umwandlungseffizienz

Variante 1 zum Szenario Umwandlungseffizienz (Alternativer Datensatz)

Szenario REG-/REN-Offensive

Variante 1 zum Szenario REG-/REN-Offensive (Alternativer Datensatz)

Variante 2 zum Szenario REG-/REN-Offensive (Solare Vollversorgung)

Variante 3 zum Szenario REG-/REN-Offensive (Sofortiger Kernenergieausstieg)

Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix

Variante 1 zum Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (Alternativer Datensatz)

Szenario Reporting Tabelle (1)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Referenzszenario (REF)
Datum:	Februar 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
1	Demographische Rahmenannahmen									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio.	79,3	81,7	82,0	82,1	80,8	77,9	73,3	67,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	35,0	36,9	37,5	38,5	38,8	38,1	36,3	33,7
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m ²	2774	3005	3154	3733	4142	4231	4156	3972
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m ² / EW	35,0	36,8	38,5	45,5	51,3	54,3	56,7	58,6
1.5	Personenkilometer	Mrd.	856	927	941	1091	1138	1139	1100	1027
1.6	Personenverkehrs. pro Kopf	Pkm / EW	10798	11355	11479	13287	14086	14623	15005	15146
2	Ökonomische Rahmenannahmen									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. DM ₉₅	3272,1	3523,0	3670,0	4628,8	5471,4	6238,3	6941,2	7574,2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. DM ₉₅	845,6	699,8	770,0	1001,9	1223,1	1411,6	1582,8	1739,8
2.3	Erwerbstätige	Mio.			37.540	37.620	37.217	34.889	32.237	29.613
2.4	Tonnenkilometer	Mrd.	359	413	454	607	732	839	920	964
2.5	Güterverkehrs. / Industrieprod.	tkm / TDM ₉₅	424,8	590,2	590,1	606,2	598,8	594,5	581,2	554,3
3	Energiepreise									
3.1	Importpreis Rohöl	DM ₉₅ /GJ	7,94	4,63	4,06	6,96	8,43	9,91	11,38	12,85
3.2	Importpreis Erdgas	DM ₉₅ /GJ	5,61	3,98	4,26	5,55	6,89	8,22	9,56	10,90
3.3	Importpreis Steinkohle	DM ₉₅ /GJ	3,78	2,80	2,42	2,79	3,12	3,44	3,77	4,09
4	Endenergieverbrauch nach Energieträgern									
4.1	Kohlen	PJ	1546	632	489	421	393	359	350	348
4.2	Mineralölprodukte	PJ	3980	4340	4344	4162	3945	3657	3253	2781
4.3	Gase	PJ	1870	2261	2415	2687	2797	2788	2643	2429
4.4	Kernenergie	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Strom	PJ	1607	1649	1699	1843	1896	1906	1881	1816
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	383	366	311	343	350	348	345	368
4.7	Erneuerbare	PJ	55	109	186	250	254	289	312	334
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	5	16	57	152
4.9	Summe	PJ	9441	9357	9444	9705	9641	9362	8842	8208
5	Endenergieverbrauch nach Sektoren									
5.1	Industrie	PJ	2977	2474	2397	2509	2508	2486	2401	2299
5.2	GHD	PJ	1702	1614	1576	1518	1511	1526	1494	1389
5.3	Haushalte	PJ	2383	2655	2779	2841	2865	2710	2461	2221
5.4	Verkehr	PJ	2379	2614	2692	2838	2757	2639	2485	2299
6	Netto-Stromverbrauch nach Sektoren									
6.1	Industrie	TWh	207,8	190,4	198,9	220,1	232,9	237,4	235,6	228,7
6.2	GHD	TWh	107,8	124,1	126,4	137,3	145,8	152,2	150,2	144,7
6.3	Haushalte	TWh	117,2	127,2	130,6	135,9	126,3	113,2	103,6	92,6
6.4	Verkehr	TWh	13,6	16,2	16,1	18,7	21,7	26,6	33,1	38,6
6.5	Endenergie	TWh	446,4	457,9	471,9	512,0	526,8	529,3	522,5	504,5
6.6	Umwandlung	TWh	34,6	14,7	15,5	11,6	8,9	6,0	8,7	16,9
6.7	Leitungsverluste	TWh	23,3	22,9	21,2	28,1	28,9	28,0	26,8	25,2
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	5,0	5,9	5,4	5,3	7,2	7,8	8,1	8,1
6.9	Summe	TWh	509,2	501,4	514,0	557,0	571,8	571,1	566,1	554,7
7	Netto-Stromerzeugung									
7.1	Steinkohle	TWh	130,9	134,8	140,0	131,6	183,1	220,5	192,9	171,5
7.2	Braunkohle	TWh	152,1	129,7	127,8	146,3	174,3	181,2	181,5	171,7
7.3	Heizöl	TWh	10,5	7,1	4,7	3,8	1,1	0,0	0,0	0,0
7.4	Erdgas	TWh	35,9	39,4	48,8	69,2	59,6	66,2	73,6	76,7
7.5	Kernenergie	TWh	144,6	145,8	153,0	146,5	79,0	0,0	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	TWh	19,5	23,7	22,6	23,4	24,8	25,3	25,5	25,5
7.7	Wind	TWh	0,1	1,5	4,5	20,7	26,8	50,8	57,7	62,5
7.8	Photovoltaik	TWh	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7	1,4	4,3	9,1
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	14,8	14,4	13,1	15,3	20,2	23,0	30,2	37,7

Szenario Reporting Tabelle (2)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Referenzszenario (REF)
Datum:	Februar 2002
Basisjahr:	1998

Einheit		1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
		Absolutwerte								
7.10	Summe	TWh	508,4	496,4	514,5	557,0	569,5	568,4	565,6	554,7
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				79,6	90,9	101,2	110,0	115,7
8	Netto-Engpaßleistung									
8.1	Steinkohle	GW	31,2	31,0	30,7	24,1	29,6	35,1	29,2	26,3
8.2	Braunkohle	GW	26,2	22,0	19,0	21,5	23,8	24,4	24,4	22,9
8.3	Heizöl	GW	10,0	9,4	8,3	2,8	2,8	0,0	0,0	0,0
8.4	Erdgas	GW	16,7	19,7	20,4	23,3	20,1	20,6	22,6	23,5
8.5	Kernenergie	GW	24,1	22,8	22,3	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
8.6	Wasserkraft	GW	8,6	8,9	8,9	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
8.7	Wind	GW	0,0	1,1	2,7	12,4	14,7	22,7	25,4	27,5
8.8	Photovoltaik	GW	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	1,5	4,5	9,6
8.9	Andere Brennstoffe	GW	1,7	1,6	2,9	3,4	4,5	5,0	6,8	8,0
8.10	Summe	GW	118,5	116,5	115,2	117,6	117,1	119,6	123,3	128,1
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				27,3	28,2	31,0	35,2	36,6
9	Energieeinsatz zur Stromerzeugung									
9.1	Steinkohle	PJ	1270	1332	1365	1129,5	1414,2	1632,2	1385,3	1191,1
9.2	Braunkohle	PJ	1795	1455	1346	1320,9	1371,8	1346,9	1321,6	1210,7
9.3	Heizöl	PJ	109	72	66	36,4	11,7	0,0	0,0	0,0
9.4	Erdgas	PJ	332	341	389	478,6	381,3	406,4	441,6	466,4
9.5	Kernenergie	PJ	1663	1681	1763	1690,9	912,1	0,0	0,0	0,0
9.6	Wasserkraft	PJ	71	100	83	84,2	89,3	91,1	91,8	91,9
9.7	Wind	PJ	0	5	16	74,3	96,3	183,0	207,6	225,0
9.8	Photovoltaik	PJ	0	0	0	0,6	2,6	5,0	15,5	32,8
9.9	Andere Brennstoffe	PJ	168	162	190	160,4	169,7	189,9	257,8	366,0
9.10	Summe	PJ	5408	5148	5218	4976,0	4449,1	3854,5	3721,3	3583,8
10	KWK-Netto-Stromerzeugung									
10.1	Steinkohle	TWh				20,8	23,3	25,7	25,4	25,3
10.2	Braunkohle	TWh				1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
10.3	Mineralöle	TWh				2,3	0,7	0,0	0,0	0,0
10.4	Erdgas	TWh				44,8	54,8	62,2	67,0	68,9
10.5	Sonstige Gase	TWh				1,0	0,4	0,0	0,0	0,0
10.6	Kernenergie	TWh				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	TWh				5,4	5,7	5,7	5,2	4,8
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				3,4	6,0	7,6	12,4	16,7
10.8	Summe	TWh	0,0	0,0	0,0	79,6	90,9	101,2	110,0	115,7
11	Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken									
11.1	Steinkohle	PJ				257,3	260,0	260,0	260,0	260,0
11.2	Braunkohle	PJ				52,5	0,0	0,0	0,0	0,0
11.3	Mineralöle	PJ				38,7	14,9	0,0	0,0	0,0
11.4	Erdgas	PJ				458,6	494,9	527,7	570,3	600,6
11.5	Sonstige Gase	PJ				18,8	4,8	0,0	0,0	0,0
11.6	Kernenergie	PJ				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.7	Müll	PJ				165,3	179,2	174,0	161,7	150,3
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				35,7	62,1	73,6	97,6	114,7
11.9	Summe	PJ				1026,8	1015,8	1035,2	1089,6	1125,6
12	Fernwärmeerzeugung									
12.1	Heizkraftwerke	PJ	214,1	250,2	277,5	284,1	277,2	276,8	299,6	316,8
12.2	Heizwerke	PJ	123,9	95,4	69,6	103,9	118,7	114,7	80,4	79,2
12.3	Abwärme	PJ	5,8	6,1	8,3	0,1	0,0	0,0	4,3	10,7
12.4	Summe (AGFW)	PJ	343,8	351,7	355,4	388,1	395,9	391,5	384,3	406,7
12.5	Übrige	PJ	104,6	64,9		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	Summe	PJ	448,4	416,6	355,4	388,1	395,9	391,5	384,3	406,7

Szenario Reporting Tabelle (3)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Referenzszenario (REF)
Datum:	Februar 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
13a	Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)									
13a.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2059	1691	1860	2035	1767	1559
13a.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	1476	1470	1438	1438	1438
13a.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5495	5206	4876	4368	3799
13a.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	3321	3450	3492	3447	3376
13a.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1764	1691	912	0	0	0
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	58	83	80	159	188	279	315	350
13a.7	sonst. Erneuerbare	PJ	126	178	283	465	526	596	694	851
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	3	17	-2	0	8	10	2	0
13a.9	Summe	PJ	14916	14269	14521	14298	13621	12725	12030	11372
13b	Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)									
13b.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2059	1691	1860	2035	1767	1559
13b.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	1476	1470	1438	1438	1438
13b.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5495	5206	4876	4368	3799
13b.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	3321	3450	3492	3447	3376
13b.5	Kernenergie	PJ	1446	1451	1522	1459	787	0	0	0
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	154	219	210	416	492	730	824	914
13b.7	sonst. Erneuerbare	PJ	126	178	283	465	526	596	694	851
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	8	46	-5	0	21	25	4	0
13b.9	Summe	PJ	14796	14203	14406	14323	13813	13192	12541	11937
14	Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)									
14.1	Steinkohlen	PJ	179	416		867	1360	2035	1767	1559
14.2	Braunkohlen	PJ	-32	23		10	0	0	0	0
14.3	Mineralöle	PJ	4965	5422		5427	5163	4846	4368	3799
14.4	Naturgase	PJ	1753	2222		2773	3016	3169	3235	3276
14.5	Kernenergie	PJ	1668	1682		1691	912	0	0	0
14.6	Importsaldo Strom	PJ	3	17		0	8	10	2	0
14.7	Wasserstoff	PJ	0	0		0	0	0	0	0
14.8	Biokraftstoff	PJ	0	0		6	10	14	18	22
14.9	Summe	PJ	8536	9782	0	10774	10470	10073	9390	8656
15	Gewinnung im Inland									
15.1	Steinkohlen	PJ	2089	1595	1234	824	500	0	0	0
15.2	Braunkohlen	PJ	3142	1709	1483	1466	1470	1438	1438	1438
15.3	Mineralöle	PJ	156	126	123	68	43	30	0	0
15.4	Naturgase	PJ	589	635	660	548	434	323	211	100
15.5	Kernenergie	PJ	62	0	0	0	0	0	0	0
15.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	71	83	80	159	188	279	315	350
15.7	sonst. Erneuerbare	PJ	128	180	285	459	516	582	676	829
15.8	Summe	PJ	6237	4328	3865	3524	3151	2652	2640	2716
16	CO2-Emissionen									
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	440,5	379,4	367,5	337,6	355,9	367,4	346,3	339,3
16.2	Industrie	Mio. t	169,7	127,1	118,4	112,7	107,8	101,4	94,5	88,4
16.3	Haushalte, GHD	Mio. t	218,7	197,5	198,6	186,0	184,9	176,8	160,5	139,8
16.4	Verkehr	Mio. t	158,0	172,6	176,7	188,3	181,0	170,3	154,4	133,4
16.5	Summe	Mio. t	986,8	876,5	861,1	824,6	829,6	815,9	755,7	700,8
17	CH4-Emissionen									
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	1556	1199	974	833	631	217	201	185
17.2	Industrie	kt	12	8	7	7	7	8	9	9
17.3	Haushalte, GHD	kt	127	64	50	31	30	29	27	24
17.4	Verkehr	kt	66	31	24	17	16	16	14	9
17.5	Summe	kt	1761	1302	1055	887	685	270	252	227

Szenario Reporting Tabelle (4)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Referenzszenario (REF)
Datum:	Februar 2002
Basisjahr:	1998

		Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
		Absolutwerte								
18	N2O-Emissionen									
18.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	14	13	12	18	19	20	18	17
18.2	Industrie	kt	6	4	4	3	3	3	3	3
18.3	Haushalte, GHD	kt	6	5	5	5	5	5	4	4
18.4	Verkehr	kt	10	18	18	13	11	11	10	8
18.5	Summe	kt	37	40	40	39	39	38	35	32
19	THG- und Schadstoffemissionen									
19.1	THG-Emissionen	Mio. t CO2	1035,3	916,2	895,7	855,3	856,0	833,5	771,8	715,5
19.2	NOx-Emissionen	kt	2675	1952	1696	1552	1361	1279	1168	1080
19.3	CO-Emissionen	kt	10511	6049	4762	2510	2272	2109	1868	1630
19.4	NMVOE-Emissionen	kt	1908	844	594	234	218	208	192	174
19.5	Staub-Emissionen	kt	1312	170	123	173	145	91	86	79
19.6	SO2-Emissionen	kt	5095	1910	819	876	789	806	774	776
19.7	NH3-Emissionen	kt	17	21	22	5	5	5	4	4
20	Effizienz- und CO2-Indikatoren									
20.1a	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	174,74	177,09	174,15	168,57	163,35	164,12	167,73
20.1b	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	173,93	175,68	174,46	170,95	169,34	171,09	176,06
20.2a	BIP / PEV (WM)	DM ₉₅ / GJ	219,4	246,9	252,7	323,7	401,7	490,2	577,0	666,0
20.2b	BIP / PEV (SP)	DM ₉₅ / GJ	221,2	248,0	254,8	323,2	396,1	472,9	553,5	634,5
20.3a	PEV (WM) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,56	4,05	3,96	3,09	2,49	2,04	1,73	1,50
20.3b	PEV (SP) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,52	4,03	3,93	3,09	2,52	2,11	1,81	1,58
20.4	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	33,8	34,7	35,5	40,3	46,1	53,1	54,7	55,7
20.5	Industrieprod. / EEV Ind.	DM ₉₅ / GJ	284,0	282,9	321,2	399,4	487,6	567,8	659,1	756,8
20.6	EEV GHD / Erwerbstätigem	GJ / Pers.	k.A.	k.A.	42,0	40,3	40,6	43,7	46,4	46,9
20.7	EEV HH / m ²	MJ / m ²	859	883	881	761	692	641	592	559
20.8	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm		165	165	142	123	107	94	83
20.9	EEV GV / tkm	kJ / tkm		1792	1749	1562	1403	1280	1174	1080
20.10	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	68,6	k.A.	75,4	76,9	79,2	78,1	76,1
20.11	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. DM ₉₅	49,3	35,4	0,0	55,4	67,4	78,6	84,9	88,6
20.12	Netto-Energieimporte (WM) / BIP	%	1,5	1,0	0,0	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2
20.13	THG / BIP	g / TDM ₉₅	316,4	260,1	244,1	184,8	156,4	133,6	111,2	94,5
20.14	THG / Kopf	t / EW	13,1	11,2	10,9	10,4	10,6	10,7	10,5	10,6
20.15a	THG / PEV (WM)	t / GJ	69,4	64,2	61,7	59,8	62,8	65,5	64,2	62,9
20.15b	THG / PEV (SP)	t / GJ	70,0	64,5	62,2	59,7	62,0	63,2	61,5	59,9
20.16	CO2 / BIP	g / TDM ₉₅	301,6	248,8	234,6	178,1	151,6	130,8	108,9	92,5
20.17	CO2 / Kopf	t / EW	12,4	10,7	10,5	10,0	10,3	10,5	10,3	10,3
20.18a	CO2 / PEV (WM)	t / GJ	66,2	61,4	59,3	57,7	60,9	64,1	62,8	61,6
20.18b	CO2 / PEV (SP)	t / GJ	66,7	61,7	59,8	57,6	60,1	61,9	60,3	58,7
21	Weitere Indikatoren									
21.1	Radioaktive Abfälle mit hoher Wärmeentwicklung	m ³ /a	172,13	173,57	182,17	174,41	94,08	0,00	0,00	0,00
21.2	Radioaktive Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung	m ³ /a	1577,32	1590,52	1669,34	1598,19	862,07	0,00	0,00	0,00
21.3a	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈				294,93	327,07	346,09	356,11	352,67
21.3b	Kumulierte Systemkosten	Mrd. Euro ₉₈				5567,60	8726,63	12116,28	15633,50	19182,58
21.3c	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. Euro ₉₈				5159,39	6755,20	7913,24	8725,71	9280,07

Szenario Reporting Tabelle (5)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Referenzszenario (REF)
Datum:	Februar 2002
Basisjahr:	1998

Einheit		1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
		Absolutwerte								
22	Externe Kosten - SPD/Grüne									
22.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			659,09	528,32	369,53	358,54	344,07	
22.1d	davon: Externe Kosten des Klimawandels im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			114,62	115,31	113,41	105,04	97,42	
22.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			5024,07	10892,33	14906,69	18544,01	22043,01	
22.2d	davon: Kumulierte externe Kosten des Klimawandels	Mrd. Euro ₉₈			875,52	2021,59	3176,12	4264,98	5269,21	
22.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			3593,77	6588,01	7977,20	8819,01	9366,25	
22.3d	davon: Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten des Klimawandels	Mrd. Euro ₉₈			626,33	1206,79	1602,20	1854,58	2011,81	
23	Externe Kosten und Kosten der Verkehrsverlagerung- CDU/CSU/FDP									
23.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			14,45	12,24	10,95	10,17	9,64	
23.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			118,60	247,13	360,68	465,88	564,31	
23.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			85,14	150,58	189,58	213,96	229,36	

Szenario Reporting Tabelle (1)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Referenzszenario Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
1	Demographische Rahmenannahmen									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio.	79,3	81,7	82,0	82,1	80,8	77,9	73,3	67,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	35,0	36,9	37,5	38,5	38,8	38,1	36,3	33,7
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m ²	2774	3005	3154	3733	4142	4231	4156	3972
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m ² / EW	35,0	36,8	38,5	45,5	51,3	54,3	56,7	58,6
1.5	Personenkilometer	Mrd.	856	927	941	1091	1138	1139	1100	1027
1.6	Personenverkehrs. pro Kopf	Pkm / EW	10798	11355	11479	13287	14086	14623	15005	15146
2	Ökonomische Rahmenannahmen									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. DM ₉₅	3272,1	3523,0	3670,0	4628,8	5471,4	6238,3	6941,2	7574,2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. DM ₉₅	845,6	699,8	770,0	1001,9	1223,1	1411,6	1582,8	1739,8
2.3	Erwerbstätige	Mio.			37,540	37,620	37,217	34,889	32,237	29,613
2.4	Tonnenkilometer	Mrd.	359	413	454	607	732	839	920	964
2.5	Güterverkehrs. / Industrieprod.	tkm / TDM ₉₅	424,8	590,2	590,1	606,2	598,8	594,5	581,2	554,3
3	Energiepreise									
3.1	Importpreis Rohöl	DM ₉₅ /GJ	7,94	4,63	4,06	6,96	8,43	9,91	11,38	12,85
3.2	Importpreis Erdgas	DM ₉₅ /GJ	5,61	3,98	4,26	5,55	6,89	8,22	9,56	10,90
3.3	Importpreis Steinkohle	DM ₉₅ /GJ	3,78	2,80	2,42	2,79	3,12	3,44	3,77	4,09
4	Endenergieverbrauch nach Energieträgern									
4.1	Kohlen	PJ	1546	632	489	424	384	368	361	356
4.2	Mineralölprodukte	PJ	3980	4340	4344	4159	3952	3667	3241	2726
4.3	Gase	PJ	1870	2261	2415	2681	2769	2760	2641	2434
4.4	Kernenergie	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Strom	PJ	1607	1649	1699	1849	1892	1905	1882	1818
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	383	366	311	341	359	366	357	375
4.7	Erneuerbare	PJ	55	109	186	252	280	304	318	360
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	5	16	57	152
4.9	Summe	PJ	9441	9357	9444	9706	9641	9387	8856	8222
5	Endenergieverbrauch nach Sektoren									
5.1	Industrie	PJ	2977	2474	2397	2511	2509	2514	2440	2331
5.2	GHD	PJ	1702	1614	1576	1515	1509	1523	1469	1376
5.3	Haushalte	PJ	2383	2655	2779	2842	2866	2710	2462	2218
5.4	Verkehr	PJ	2379	2614	2692	2838	2757	2639	2485	2299
6	Netto-Stromverbrauch nach Sektoren									
6.1	Industrie	TWh	207,8	190,4	198,9	220,1	232,9	237,4	235,6	228,7
6.2	GHD	TWh	107,8	124,1	126,4	137,7	145,4	152,1	150,3	144,9
6.3	Haushalte	TWh	117,2	127,2	130,6	137,2	125,5	113,0	103,6	92,9
6.4	Verkehr	TWh	13,6	16,2	16,1	18,7	21,7	26,6	33,1	38,6
6.5	Endenergie	TWh	446,4	457,9	471,9	513,7	525,5	529,1	522,6	505,0
6.6	Umwandlung	TWh	34,6	14,7	15,5	11,6	8,9	6,0	8,7	18,5
6.7	Leitungsverluste	TWh	23,3	22,9	21,2	28,4	28,6	28,0	27,1	25,5
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	5,0	5,9	5,4	5,3	5,9	5,2	5,5	5,7
6.9	Summe	TWh	509,2	501,4	514,0	559,0	568,9	568,3	563,9	554,7
7	Netto-Stromerzeugung									
7.1	Steinkohle	TWh	130,9	134,8	140,0	146,6	182,0	224,8	199,4	179,0
7.2	Braunkohle	TWh	152,1	129,7	127,8	147,6	172,1	178,9	182,9	175,8
7.3	Heizöl	TWh	10,5	7,1	4,7	3,9	1,0	1,9	0,0	0,0
7.4	Erdgas	TWh	35,9	39,4	48,8	54,7	60,2	61,6	64,8	68,4
7.5	Kernenergie	TWh	144,6	145,8	153,0	146,5	79,0	0,0	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	TWh	19,5	23,7	22,6	23,4	24,8	25,3	25,5	25,7
7.7	Wind	TWh	0,1	1,5	4,5	19,7	26,8	38,5	48,7	62,5
7.8	Photovoltaik	TWh	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7	1,4	4,3	9,1
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	14,8	14,4	13,1	16,4	20,6	26,8	31,1	34,2

Szenario Reporting Tabelle (2)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Referenzszenario Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

Einheit		1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
		Absolutwerte								
7.10	Summe	TWh	508,4	496,4	514,5	559,0	567,3	559,3	556,6	554,7
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				74,0	94,8	100,8	99,6	103,7
8	Netto-Engpaßleistung									
8.1	Steinkohle	GW	31,2	31,0	30,7	27,9	29,8	35,3	30,6	27,8
8.2	Braunkohle	GW	26,2	22,0	19,0	21,9	23,6	24,2	24,7	23,3
8.3	Heizöl	GW	10,0	9,4	8,3	3,2	2,6	0,3	0,0	0,0
8.4	Erdgas	GW	16,7	19,7	20,4	21,1	20,9	18,5	19,9	21,2
8.5	Kernenergie	GW	24,1	22,8	22,3	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
8.6	Wasserkraft	GW	8,6	8,9	8,9	10,3	10,4	10,6	10,6	10,6
8.7	Wind	GW	0,0	1,1	2,7	12,0	14,7	19,0	22,5	27,5
8.8	Photovoltaik	GW	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	1,5	4,5	9,6
8.9	Andere Brennstoffe	GW	1,7	1,6	2,9	3,5	4,8	6,2	7,4	8,7
8.10	Summe	GW	118,5	116,5	115,2	119,7	118,2	115,6	120,3	128,8
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				25,8	29,6	31,0	32,8	35,5
9	Energieeinsatz zur Stromerzeugung									
9.1	Steinkohle	PJ	1270	1332	1365	1222,7	1418,8	1688,0	1445,2	1251,2
9.2	Braunkohle	PJ	1795	1455	1346	1335,5	1388,5	1368,1	1380,1	1265,5
9.3	Heizöl	PJ	109	72	66	39,6	10,9	13,3	0,0	0,0
9.4	Erdgas	PJ	332	341	389	377,4	383,1	376,5	389,7	408,1
9.5	Kernenergie	PJ	1663	1681	1763	1690,9	912,1	0,0	0,0	0,0
9.6	Wasserkraft	PJ	71	100	83	84,2	89,3	91,1	91,8	92,5
9.7	Wind	PJ	0	5	16	71,0	96,3	138,7	175,3	225,0
9.8	Photovoltaik	PJ	0	0	0	0,6	2,6	5,0	15,5	32,8
9.9	Andere Brennstoffe	PJ	168	162	190	159,8	172,8	236,0	283,7	296,3
9.10	Summe	PJ	5408	5148	5218	4981,7	4474,6	3916,8	3781,3	3571,4
10	KWK-Netto-Stromerzeugung									
10.1	Steinkohle	TWh				21,0	23,5	25,7	21,8	20,2
10.2	Braunkohle	TWh				1,7	0,0	0,0	0,0	0,0
10.3	Mineralöle	TWh				2,4	0,6	0,0	0,0	0,0
10.4	Erdgas	TWh				38,7	57,5	58,0	57,9	59,6
10.5	Sonstige Gase	TWh				1,0	0,4	0,0	0,0	0,0
10.6	Kernenergie	TWh				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	TWh				5,5	5,7	5,7	5,2	4,8
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				3,6	7,1	11,4	14,7	19,1
10.9	Summe	TWh	0,0	0,0	0,0	74,0	94,8	100,8	99,6	103,7
11	Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken									
11.1	Steinkohle	PJ				260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
11.2	Braunkohle	PJ				52,5	0,0	0,0	0,0	0,0
11.3	Mineralöle	PJ				43,7	13,0	17,3	0,0	0,0
11.4	Erdgas	PJ				411,1	518,9	489,5	506,6	531,3
11.5	Sonstige Gase	PJ				19,0	4,8	0,0	0,0	0,0
11.6	Kernenergie	PJ				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.7	Müll	PJ				165,4	179,2	174,0	161,7	150,3
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				41,1	76,5	124,6	153,1	185,6
11.9	Summe	PJ				992,6	1052,5	1065,5	1081,4	1127,1
12	Fernwärmeerzeugung									
12.1	Heizkraftwerke	PJ	214,1	250,2	277,5	274,2	284,3	289,0	301,6	328,4
12.2	Heizwerke	PJ	123,9	95,4	69,6	110,1	117,1	116,9	87,2	73,6
12.3	Abwärme	PJ	5,8	6,1	8,3	0,8	2,3	2,2	4,7	8,8
12.4	Summe (AGFW)	PJ	343,8	351,7	355,4	385,2	403,7	408,1	393,5	410,8
12.5	Übrige	PJ	104,6	64,9		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	Summe	PJ	448,4	416,6	355,4	385,2	403,7	408,1	393,5	410,8

Szenario Reporting Tabelle (3)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Referenzszenario Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte									
13a	Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)								
13a.1	PJ	2306	2060	2059	1776	1893	2091	1843	1641
13a.2	PJ	3201	1734	1514	1491	1465	1428	1423	1418
13a.3	PJ	5238	5689	5775	5497	5214	4898	4247	3796
13a.4	PJ	2316	2826	3048	3218	3454	3483	3451	3383
13a.5	PJ	1668	1682	1764	1691	912	0	0	0
13a.6	PJ	58	83	80	156	188	235	283	350
13a.7	PJ	126	178	283	475	535	617	664	710
13a.8	PJ	3	17	-2	0	6	32	26	0
13a.9	PJ	14916	14269	14521	14304	13668	12785	11937	11298
13b	Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)								
13b.1	PJ	2306	2060	2059	1776	1893	2091	1843	1641
13b.2	PJ	3201	1734	1514	1491	1465	1428	1423	1418
13b.3	PJ	5238	5689	5775	5497	5214	4898	4247	3796
13b.4	PJ	2316	2826	3048	3218	3454	3483	3451	3383
13b.5	PJ	1446	1451	1522	1459	787	0	0	0
13b.6	PJ	154	219	210	408	492	614	739	916
13b.7	PJ	126	178	283	475	535	617	664	710
13b.8	PJ	8	46	-5	0	16	85	69	0
13b.9	PJ	14796	14203	14406	14324	13857	13216	12436	11864
14	Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)								
14.1	PJ	179	416		952	1393	2091	1843	1641
14.2	PJ	-32	23		10	0	0	0	0
14.3	PJ	4965	5422		5429	5171	4868	4247	3796
14.4	PJ	1753	2222		2670	3020	3160	3240	3283
14.5	PJ	1668	1682		1691	912	0	0	0
14.6	PJ	3	17		0	6	32	26	0
14.7	PJ	0	0		0	0	0	0	0
14.8	PJ	0	0		6	10	14	18	22
14.9	PJ	8536	9782	0	10758	10513	10165	9374	8742
15	Gewinnung im Inland								
15.1	PJ	2089	1595	1234	824	500	0	0	0
15.2	PJ	3142	1709	1483	1481	1465	1428	1423	1418
15.3	PJ	156	126	123	68	43	30	0	0
15.4	PJ	589	635	660	548	434	323	211	100
15.5	PJ	62	0	0	0	0	0	0	0
15.6	PJ	71	83	80	156	188	235	283	350
15.7	PJ	128	180	285	469	525	603	646	688
15.8	PJ	6237	4328	3865	3546	3155	2619	2563	2556
16	CO2-Emissionen								
16.1	Mio. t	440,5	379,4	367,5	341,3	355,6	372,8	358,9	325,4
16.2	Mio. t	169,7	127,1	118,4	112,7	106,6	102,9	97,1	90,5
16.3	Mio. t	218,7	197,5	198,6	185,7	185,1	177,5	152,1	141,8
16.4	Mio. t	158,0	172,6	176,7	188,3	181,0	170,3	154,4	147,0
16.5	Mio. t	986,8	876,5	861,1	828,1	828,3	823,4	762,5	704,6
17	CH4-Emissionen								
17.1	kt	1556	1199	974	831	630	215	200	185
17.2	kt	12	8	7	7	8	9	9	9
17.3	kt	127	64	50	31	30	29	27	23
17.4	kt	66	31	24	17	16	16	14	9
17.5	kt	1761	1302	1055	886	684	268	251	227

Szenario Reporting Tabelle (4)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Referenzszenario Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

		Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
		Absolutwerte								
18	N2O-Emissionen									
18.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	14	13	12	16	15	15	14	13
18.2	Industrie	kt	6	4	4	3	3	3	3	3
18.3	Haushalte, GHD	kt	6	5	5	5	5	4	4	4
18.4	Verkehr	kt	10	18	18	13	11	11	10	8
18.5	Summe	kt	37	40	40	36	35	33	31	28
19	THG- und Schadstoffemissionen									
19.1	THG-Emissionen	Mio. t CO2	1035,3	916,2	895,7	858,0	853,5	839,5	777,4	718,0
19.2	NOx-Emissionen	kt	2675	1952	1696	1499	1310	1184	1086	1014
19.3	CO-Emissionen	kt	10511	6049	4762	2458	2206	2016	1792	1556
19.4	NMVOE-Emissionen	kt	1908	844	594	234	217	207	190	173
19.5	Staub-Emissionen	kt	1312	170	123	175	149	95	91	83
19.6	SO2-Emissionen	kt	5095	1910	819	848	711	720	694	708
19.7	NH3-Emissionen	kt	17	21	22	5	5	5	5	4
20	Effizienz- und CO2-Indikatoren									
20.1a	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	174,74	177,09	174,22	169,16	164,11	162,85	166,64
20.1b	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	173,93	175,68	174,47	171,49	169,66	169,66	174,99
20.2a	BIP / PEV (WM)	DM ₉₅ / GJ	219,4	246,9	252,7	323,6	400,3	488,0	581,5	670,4
20.2b	BIP / PEV (SP)	DM ₉₅ / GJ	221,2	248,0	254,8	323,2	394,9	472,0	558,2	638,4
20.3a	PEV (WM) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,56	4,05	3,96	3,09	2,50	2,05	1,72	1,49
20.3b	PEV (SP) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,52	4,03	3,93	3,09	2,53	2,12	1,79	1,57
20.4	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	33,8	34,7	35,5	40,4	45,6	51,4	53,0	55,9
20.5	Industrieprod. / EEV Ind.	DM ₉₅ / GJ	284,0	282,9	321,2	399,0	487,5	561,5	648,7	746,5
20.6	EEV GHD / Erwerbstätigem	GJ / Pers.	k.A.	k.A.	42,0	40,3	40,6	43,7	45,6	46,5
20.7	EEV HH / m ²	MJ / m ²	859	883	881	761	692	641	592	558
20.8	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm		165	165	142	123	107	94	83
20.9	EEV GV / tkm	kJ / tkm		1792	1749	1562	1403	1280	1174	1080
20.10	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	68,6	k.A.	75,2	76,9	79,5	78,5	77,4
20.11	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. DM ₉₅	49,3	35,2	0,0	54,3	67,2	79,8	84,5	88,9
20.12	Netto-Energieimporte (WM) / BIP	%	1,5	1,0	0,0	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2
20.13	THG / BIP	g / TDM ₉₅	316,4	260,1	244,1	185,4	156,0	134,6	112,0	94,8
20.14	THG / Kopf	t / EW	13,1	11,2	10,9	10,5	10,6	10,8	10,6	10,6
20.15a	THG / PEV (WM)	t / GJ	69,4	64,2	61,7	60,0	62,4	65,7	65,1	63,6
20.15b	THG / PEV (SP)	t / GJ	70,0	64,5	62,2	59,9	61,6	63,5	62,5	60,5
20.16	CO2 / BIP	g / TDM ₉₅	301,6	248,8	234,6	178,9	151,4	132,0	109,9	93,0
20.17	CO2 / Kopf	t / EW	12,4	10,7	10,5	10,1	10,3	10,6	10,4	10,4
20.18a	CO2 / PEV (WM)	t / GJ	66,2	61,4	59,3	57,9	60,6	64,4	63,9	62,4
20.18b	CO2 / PEV (SP)	t / GJ	66,7	61,7	59,8	57,8	59,8	62,3	61,3	59,4
21	Weitere Indikatoren									
21.1	Radioaktive Abfälle mit hoher Wärmeentwicklung	m ³ /a	172,13	173,57	182,17	174,41	94,08	0,00	0,00	0,00
21.2	Radioaktive Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung	m ³ /a	1577,32	1590,52	1669,34	1598,19	862,07	0,00	0,00	0,00
21.3a	Systemkosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈				295,10	327,38	347,50	358,64	356,39
21.3b	Kumulierte Systemkosten	Mrd. Euro ₉₈				5569,05	8730,18	12128,60	15665,96	19247,28
21.3c	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Systemkosten	Mrd. Euro ₉₈				5160,46	6757,29	7918,20	8735,24	9294,56

Szenario Reporting Tabelle (5)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Referenzszenario Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

Einheit		1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
		Absolutwerte							
22	Externe Kosten - SPD/Grüne								
22.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			656,43	522,72	363,22	352,85	339,14
22.1d	davon: Externe Kosten des Klimawandels im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			115,11	115,14	114,46	105,99	97,94
22.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			4997,20	10834,43	14781,05	18353,86	21800,05
22.2d	davon: Kumulierte externe Kosten des Klimawandels	Mrd. Euro ₉₈			877,27	2027,60	3186,38	4283,60	5295,35
22.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			3574,31	6553,41	7919,45	8746,28	9285,23
22.3d	davon: Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten des Klimawandels	Mrd. Euro ₉₈			627,51	1210,26	1606,99	1861,30	2019,73
23	Externe Kosten und Kosten der Verkehrsverlagerung - CDU/CSU/FDP								
23.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			14,18	11,74	10,29	9,58	9,16
23.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			116,02	241,45	348,45	447,14	540,29
23.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			83,28	147,20	183,96	206,83	221,40

Szenario Reporting Tabelle (1)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Umwandlungseffizienz (UWE)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
1	Demographische Rahmenannahmen									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio.	79,3	81,7	82,0	82,1	80,8	77,9	73,3	67,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	35,0	36,9	37,5	38,5	38,8	38,1	36,3	33,7
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m ²	2774	3005	3154	3733	4142	4231	4156	3972
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m ² / EW	35,0	36,8	38,5	45,5	51,3	54,3	56,7	58,6
1.5	Personenkilometer	Mrd.	856	927	941	1091	1138	1139	1100	1027
1.6	Personenverkehrs. pro Kopf	Pkm / EW	10798	11355	11479	13287	14086	14623	15005	15146
2	Ökonomische Rahmenannahmen									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. DM ₉₅	3272,1	3523,0	3670,0	4628,8	5471,4	6238,3	6941,2	7574,2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. DM ₉₅	845,6	699,8	770,0	1001,9	1223,1	1411,6	1582,8	1739,8
2.3	Erwerbstätige	Mio.			37,540	37,620	37,217	34,889	32,237	29,613
2.4	Tonnenkilometer	Mrd.	359	413	454	607	732	839	920	964
2.5	Güterverkehrs. / Industrieprod.	tkm / TDM ₉₅	424,8	590,2	590,1	606,2	598,8	594,5	581,2	554,3
3	Energiepreise									
3.1	Importpreis Rohöl	DM ₉₅ /GJ	7,94	4,63	4,06	6,96	8,43	9,91	11,38	12,85
3.2	Importpreis Erdgas	DM ₉₅ /GJ	5,61	3,98	4,26	5,55	6,89	8,22	9,56	10,90
3.3	Importpreis Steinkohle	DM ₉₅ /GJ	3,78	2,80	2,42	2,79	3,12	3,44	3,77	4,09
4	Endenergieverbrauch nach Energieträgern									
4.1	Kohlen	PJ	1546	632	489	380	366	490	526	580
4.2	Mineralölprodukte	PJ	3980	4340	4344	3916	3530	2910	2114	1480
4.3	Gase	PJ	1870	2261	2415	2677	2449	2167	1565	584
4.4	Kernenergie	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Strom	PJ	1607	1649	1699	1771	1870	1844	1809	1935
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	383	366	311	439	491	565	682	823
4.7	Erneuerbare	PJ	55	109	186	356	573	670	994	1220
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	4	4	34
4.9	Summe	PJ	9441	9357	9444	9538	9280	8649	7695	6656
5	Endenergieverbrauch nach Sektoren									
5.1	Industrie	PJ	2977	2474	2397	2483	2426	2287	2044	1779
5.2	GHD	PJ	1702	1614	1576	1496	1473	1465	1388	1169
5.3	Haushalte	PJ	2383	2655	2779	2788	2740	2426	2012	1732
5.4	Verkehr	PJ	2379	2614	2692	2772	2640	2471	2251	1975
6	Netto-Stromverbrauch nach Sektoren									
6.1	Industrie	TWh	207,8	190,4	198,9	218,4	228,7	221,7	208,1	218,4
6.2	GHD	TWh	107,8	124,1	126,4	135,7	143,4	148,9	147,2	149,9
6.3	Haushalte	TWh	117,2	127,2	130,6	117,9	122,8	110,6	106,3	101,3
6.4	Verkehr	TWh	13,6	16,2	16,1	19,9	24,5	31,2	40,8	67,8
6.5	Endenergie	TWh	446,4	457,9	471,9	491,9	519,4	512,4	502,5	537,5
6.6	Umwandlung	TWh	34,6	14,7	15,5	7,8	3,6	3,9	20,5	105,9
6.7	Leitungsverluste	TWh	23,3	22,9	21,2	24,6	25,5	22,8	17,9	18,0
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	5,0	5,9	5,4	5,3	5,2	5,2	5,2	5,2
6.9	Summe	TWh	509,2	501,4	514,0	529,6	553,8	544,2	546,1	666,5
7	Netto-Stromerzeugung									
7.1	Steinkohle	TWh	130,9	134,8	140,0	116,8	95,7	109,4	145,9	199,4
7.2	Braunkohle	TWh	152,1	129,7	127,8	95,8	39,4	70,2	93,0	115,6
7.3	Heizöl	TWh	10,5	7,1	4,7	3,3	1,0	0,0	0,0	0,0
7.4	Erdgas	TWh	35,9	39,4	48,8	80,4	255,6	215,3	107,6	4,6
7.5	Kernenergie	TWh	144,6	145,8	153,0	146,5	79,0	0,0	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	TWh	19,5	23,7	22,6	23,4	24,8	25,3	25,5	25,7
7.7	Wind	TWh	0,1	1,5	4,5	31,5	26,8	60,2	59,1	137,3
7.8	Photovoltaik	TWh	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7	1,4	4,3	9,1
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	14,8	14,4	13,1	31,7	23,4	33,3	67,7	113,7

Szenario Reporting Tabelle (2)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Umwandlungseffizienz (UWE)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
7.10	Summe	TWh	508,4	496,4	514,5	529,6	546,4	515,1	503,2	605,3
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				110,9	140,4	171,9	203,9	258,4
8 Netto-Engpaßleistung										
8.1	Steinkohle	GW	31,2	31,0	30,7	23,0	17,6	22,7	22,2	37,0
8.2	Braunkohle	GW	26,2	22,0	19,0	14,8	8,0	12,3	14,3	17,7
8.3	Heizöl	GW	10,0	9,4	8,3	2,5	0,7	0,0	0,0	0,0
8.4	Erdgas	GW	16,7	19,7	20,4	24,6	54,2	49,2	39,6	1,7
8.5	Kernenergie	GW	24,1	22,8	22,3	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
8.6	Wasserkraft	GW	8,6	8,9	8,9	10,3	10,5	10,6	10,7	10,7
8.7	Wind	GW	0,0	1,1	2,7	19,0	14,7	26,1	25,9	58,3
8.8	Photovoltaik	GW	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	1,5	4,5	9,6
8.9	Andere Brennstoffe	GW	1,7	1,6	2,9	8,4	4,8	9,5	23,1	35,5
8.10	Summe	GW	118,5	116,5	115,2	122,4	121,8	131,7	140,4	170,5
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				33,0	43,5	53,9	65,6	70,6
9 Energieeinsatz zur Stromerzeugung										
9.1	Steinkohle	PJ	1270	1332	1365	1005,9	802,7	1024,1	1308,0	1780,1
9.2	Braunkohle	PJ	1795	1455	1346	924,8	334,7	541,6	713,3	883,9
9.3	Heizöl	PJ	109	72	66	32,1	10,7	0,0	0,0	0,0
9.4	Erdgas	PJ	332	341	389	524,9	1541,4	1285,6	643,5	27,0
9.5	Kernenergie	PJ	1663	1681	1763	1690,9	912,1	0,0	0,0	0,0
9.6	Wasserkraft	PJ	71	100	83	84,2	89,3	91,1	91,8	92,5
9.7	Wind	PJ	0	5	16	113,4	96,3	216,6	212,8	494,1
9.8	Photovoltaik	PJ	0	0	0	0,6	2,6	5,0	15,5	32,8
9.9	Andere Brennstoffe	PJ	168	162	190	287,7	204,8	270,2	625,9	1273,3
9.10	Summe	PJ	5408	5148	5218	4664,6	3994,7	3434,2	3610,8	4583,8
10 KWK-Netto-Stromerzeugung										
10.1	Steinkohle	TWh				17,3	24,0	77,0	96,7	177,1
10.2	Braunkohle	TWh				1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
10.3	Mineralöle	TWh				2,1	0,6	0,0	0,0	0,0
10.4	Erdgas	TWh				64,8	99,3	70,7	56,2	4,1
10.5	Sonstige Gase	TWh				1,1	0,4	0,0	0,0	0,0
10.6	Kernenergie	TWh				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	TWh				5,4	5,7	5,7	5,3	4,9
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				18,3	10,4	18,5	45,6	72,2
10.9	Summe	TWh	0,0	0,0	0,0	110,9	140,4	171,9	203,9	258,4
11 Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken										
11.1	Steinkohle	PJ				220,8	274,1	850,0	1367,0	1993,9
11.2	Braunkohle	PJ				52,5	0,0	0,0	0,0	0,0
11.3	Mineralöle	PJ				37,6	12,6	0,0	0,0	0,0
11.4	Erdgas	PJ				626,5	884,1	584,5	464,3	35,1
11.5	Sonstige Gase	PJ				21,3	4,8	0,0	0,0	0,0
11.6	Kernenergie	PJ				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.7	Müll	PJ				165,3	179,2	174,0	161,8	150,4
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				226,8	123,0	281,9	605,7	899,0
11.9	Summe	PJ				1350,7	1477,8	1890,4	2598,8	3078,4
12 Fernwärmeerzeugung										
12.1	Heizkraftwerke	PJ	214,1	250,2	277,5	358,3	382,8	423,8	534,4	601,2
12.2	Heizwerke	PJ	123,9	95,4	69,6	116,0	95,7	102,0	115,0	125,1
12.3	Abwärme	PJ	5,8	6,1	8,3	17,2	72,1	101,2	100,0	175,0
12.4	Summe (AGFW)	PJ	343,8	351,7	355,4	491,5	550,6	626,9	749,3	901,3
12.5	Übrige	PJ	104,6	64,9		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	Summe	PJ	448,4	416,6	355,4	491,5	550,6	626,9	749,3	901,3

Szenario Reporting Tabelle (3)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Umwandlungseffizienz (UWE)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
13a	Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)									
13a.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2059	1540	1239	1370	1605	2156
13a.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	1072	410	588	744	904
13a.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5222	4787	4083	3077	2667
13a.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	3376	4307	3826	2653	778
13a.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1764	1691	912	0	0	0
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	58	83	80	198	188	313	320	619
13a.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	283	781	890	1117	1792	2700
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	3	17	-2	0	27	105	155	220
13a.9	Summe	PJ	14916	14269	14521	13881	12759	11402	10346	10044
13b	Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)									
13b.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2059	1540	1239	1370	1605	2156
13b.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	1072	410	588	744	904
13b.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5222	4787	4083	3077	2667
13b.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	3376	4307	3826	2653	778
13b.5	Kernenergie	PJ	1446	1451	1522	1459	787	0	0	0
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	154	219	210	518	492	818	837	1620
13b.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	283	781	890	1117	1792	2700
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	8	46	-5	0	70	275	404	576
13b.9	Summe	PJ	14796	14203	14406	13969	12981	12076	11112	11400
14	Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)									
14.1	Steinkohlen	PJ	179	416		1240	1239	1370	1605	2156
14.2	Braunkohlen	PJ	-32	23		10	0	0	0	0
14.3	Mineralöle	PJ	4965	5422		5155	4744	4053	3077	2667
14.4	Naturgase	PJ	1753	2222		2828	3873	3503	2441	678
14.5	Kernenergie	PJ	1668	1682		1691	912	0	0	0
14.6	Importsaldo Strom	PJ	3	17		0	27	105	155	220
14.7	Wasserstoff	PJ	0	0		0	0	0	0	0
14.8	Biokraftstoff	PJ	0	0		148	291	379	384	360
14.9	Summe	PJ	8536	9782	0	11071	11086	9410	7663	6081
15	Gewinnung im Inland									
15.1	Steinkohlen	PJ	2089	1595	1234	300	0	0	0	0
15.2	Braunkohlen	PJ	3142	1709	1483	1063	410	588	744	904
15.3	Mineralöle	PJ	156	126	123	68	43	30	0	0
15.4	Naturgase	PJ	589	635	660	548	434	323	211	100
15.5	Kernenergie	PJ	62	0	0	0	0	0	0	0
15.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	71	83	80	198	188	313	320	619
15.7	sonst. Erneuerbare	PJ	128	180	285	633	599	738	1408	2340
15.8	Summe	PJ	6237	4328	3865	2810	1674	1991	2683	3963
16	CO2-Emissionen									
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	440,5	379,4	367,5	283,1	235,8	131,5	70,8	-3,9
16.2	Industrie	Mio. t	169,7	127,1	118,4	111,5	102,0	100,7	88,1	66,3
16.3	Haushalte, GHD	Mio. t	218,7	197,5	198,6	180,5	168,0	140,7	79,7	34,9
16.4	Verkehr	Mio. t	158,0	172,6	176,7	173,0	151,8	131,4	112,3	100,4
16.5	Summe	Mio. t	986,8	876,5	861,1	748,0	657,6	504,3	350,8	197,6
17	CH4-Emissionen									
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	1556	1199	974	492	235	187	157	92
17.2	Industrie	kt	12	8	7	6	8	7	6	1
17.3	Haushalte, GHD	kt	127	64	50	29	28	25	18	8
17.4	Verkehr	kt	66	31	24	15	13	11	10	8
17.5	Summe	kt	1761	1302	1055	542	283	230	191	109

Szenario Reporting Tabelle (4)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Umwandlungseffizienz (UWE)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

Einheit		1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte									
18	N2O-Emissionen								
18.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	14	13	12	17	12	11	11
18.2	Industrie	kt	6	4	4	3	3	3	2
18.3	Haushalte, GHD	kt	6	5	5	4	4	4	2
18.4	Verkehr	kt	10	18	18	12	11	10	9
18.5	Summe	kt	37	40	40	37	30	27	24
19	THG- und Schadstoffemissionen								
19.1	THG-Emissionen	Mio. t CO2	1035,3	916,2	895,7	770,7	672,9	517,6	362,3
19.2	NOx-Emissionen	kt	2675	1952	1696	1475	1237	1077	896
19.3	CO-Emissionen	kt	10511	6049	4762	2455	2158	1883	1592
19.4	NMVOE-Emissionen	kt	1908	844	594	226	206	191	168
19.5	Staub-Emissionen	kt	1312	170	123	158	83	49	42
19.6	SO2-Emissionen	kt	5095	1910	819	816	593	487	406
19.7	NH3-Emissionen	kt	17	21	22	5	4	4	3
20	Effizienz- und CO2-Indikatoren								
20.1a	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	174,74	177,09	169,07	157,91	146,36	141,14
20.1b	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	173,93	175,68	170,15	160,66	155,03	151,60
20.2a	BIP / PEV (WM)	DM ₉₅ / GJ	219,4	246,9	252,7	333,5	428,8	547,1	670,9
20.2b	BIP / PEV (SP)	DM ₉₅ / GJ	221,2	248,0	254,8	331,4	421,5	516,6	624,6
20.3a	PEV (WM) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,56	4,05	3,96	3,00	2,33	1,83	1,49
20.3b	PEV (SP) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,52	4,03	3,93	3,02	2,37	1,94	1,60
20.4	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	33,8	34,7	35,5	40,9	49,2	54,0	50,2
20.5	Industrieprod. / EEV Ind.	DM ₉₅ / GJ	284,0	282,9	321,2	403,6	504,1	617,3	774,2
20.6	EEV GHD / Erwerbstätigem	GJ / Pers.	k.A.	k.A.	42,0	39,8	39,6	42,0	43,1
20.7	EEV HH / m ²	MJ / m ²	859	883	881	747	662	573	484
20.8	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm		165	165	139	118	100	84
20.9	EEV GV / tkm	kJ / tkm		1792	1749	1515	1335	1204	1080
20.10	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	68,6	k.A.	79,8	86,9	82,5	74,1
20.11	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. DM ₉₅	49,3	35,2	0,0	63,4	86,7	95,5	87,8
20.12	Netto-Energieimporte (WM) // BIP	%	1,5	1,0	0,0	1,4	1,6	1,5	1,3
20.13	THG / BIP	g / TDM ₉₅	316,4	260,1	244,1	166,5	123,0	83,0	52,2
20.14	THG / Kopf	t / EW	13,1	11,2	10,9	9,4	8,3	6,6	4,9
20.15a	THG / PEV (WM)	t / GJ	69,4	64,2	61,7	55,5	52,7	45,4	35,0
20.15b	THG / PEV (SP)	t / GJ	70,0	64,5	62,2	55,2	51,8	42,9	32,6
20.16	CO2 / BIP	g / TDM ₉₅	301,6	248,8	234,6	161,6	120,2	80,8	50,5
20.17	CO2 / Kopf	t / EW	12,4	10,7	10,5	9,1	8,1	6,5	4,8
20.18a	CO2 / PEV (WM)	t / GJ	66,2	61,4	59,3	53,9	51,5	44,2	33,9
20.18b	CO2 / PEV (SP)	t / GJ	66,7	61,7	59,8	53,5	50,7	41,8	31,6
21	Weitere Indikatoren								
21.1	Radioaktive Abfälle mit hoher Wärmeentwicklung	m ³ /a	172,13	173,57	182,17	174,41	94,08	0,00	0,00
21.2	Radioaktive Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung	m ³ /a	1577,32	1590,52	1669,34	1598,19	862,07	0,00	0,00
21.3a	Kostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈				0,98	2,94	8,46	12,05
21.3b	Kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈				7,16	18,41	81,01	171,35
21.3c	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈				5,00	10,25	31,06	51,61
21.3d	Durchschnittliche Treibhausgas-Minderungskosten	Euro ₉₈ /t CO ₂ *				11,57	16,07	26,79	29,43

Szenario Reporting Tabelle (5)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Umwandlungseffizienz (JWE)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte									
22	Externe Kosten - SPD/Grüne								
22.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			534,50	388,54	220,23	206,95	185,52
22.1b	Differenz der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-124,59	-139,79	-149,30	-151,59	-158,55
22.1c	Summe der Differenz der direkten und der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-123,61	-136,84	-140,84	-139,54	-136,64
22.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			4108,03	8675,70	11230,32	13355,88	15302,44
22.2b	Differenz der kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-916,04	-2216,63	-3676,36	-5188,13	-6740,57
22.2c	Summe der Differenz der kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-908,88	-2198,22	-3595,35	-5016,78	-6392,42
22.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			2939,75	5277,83	6168,44	6660,86	6965,97
22.3b	Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-654,02	-1310,18	-1808,77	-2158,15	-2400,28
22.3c	Summe der Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-649,02	-1299,93	-1777,70	-2106,54	-2321,75
23	Externe Kosten und Kosten der Verkehrsverlagerung- CDU/CSU/FDP								
23.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			13,74	10,24	8,27	7,01	5,48
23.1b	Differenz der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-0,71	-2,00	-2,67	-3,16	-4,17
23.1c	Summe der Differenz der direkten und der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			0,27	0,94	5,79	8,89	17,74
23.1d	Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			2,67	5,49	8,22	10,44	11,97
23.1e	Gesamtkostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			2,94	6,43	14,01	19,33	29,71
23.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			116,15	233,04	323,25	398,44	459,46
23.2b	Differenz der kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-2,45	-14,09	-37,42	-67,44	-104,85
23.2c	Summe der Differenz der kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			4,71	4,32	43,59	103,91	243,29
23.2d	Kumulierte Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			14,02	56,23	126,14	220,54	333,35
23.2e	Gesamte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			18,73	60,55	169,73	324,45	576,64
23.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			83,50	143,28	174,36	191,84	201,45
23.3b	Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-1,64	-7,31	-15,22	-22,12	-27,92
23.3c	Summe der Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			3,36	2,94	15,85	29,49	50,62
23.3d	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			9,79	30,72	54,34	76,00	93,55
23.3e	Auf 1998 abdiskontierte gesamte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			13,15	33,66	70,19	105,49	144,16

Szenario Reporting Tabelle (1)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Umwandlungseffizienz (UWE) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

		Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
		Absolutwerte								
1	Demographische Rahmenannahmen									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio.	79,3	81,7	82,0	82,1	80,8	77,9	73,3	67,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	35,0	36,9	37,5	38,5	38,8	38,1	36,3	33,7
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m ²	2774	3005	3154	3733	4142	4231	4156	3972
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m ² / EW	35,0	36,8	38,5	45,5	51,3	54,3	56,7	58,6
1.5	Personenkilometer	Mrd.	856	927	941	1091	1138	1139	1100	1027
1.6	Personenverkehrs. pro Kopf	Pkm / EW	10798	11355	11479	13287	14086	14623	15005	15146
2	Ökonomische Rahmenannahmen									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. DM ₉₅	3272,1	3523,0	3670,0	4628,8	5471,4	6238,3	6941,2	7574,2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. DM ₉₅	845,6	699,8	770,0	1001,9	1223,1	1411,6	1582,8	1739,8
2.3	Erwerbstätige	Mio.			37,540	37,620	37,217	34,889	32,237	29,613
2.4	Tonnenkilometer	Mrd.	359	413	454	607	732	839	920	964
2.5	Güterverkehrs. / Industrieprod.	tkm / TDM ₉₅	424,8	590,2	590,1	606,2	598,8	594,5	581,2	554,3
3	Energiepreise									
3.1	Importpreis Rohöl	DM ₉₅ /GJ	7,94	4,63	4,06	6,96	8,43	9,91	11,38	12,85
3.2	Importpreis Erdgas	DM ₉₅ /GJ	5,61	3,98	4,26	5,55	6,89	8,22	9,56	10,90
3.3	Importpreis Steinkohle	DM ₉₅ /GJ	3,78	2,80	2,42	2,79	3,12	3,44	3,77	4,09
4	Endenergieverbrauch nach Energieträgern									
4.1	Kohlen	PJ	1546	632	489	435	442	442	375	536
4.2	Mineralölprodukte	PJ	3980	4340	4344	3896	3466	2911	2138	1440
4.3	Gase	PJ	1870	2261	2415	2627	2437	2278	1672	518
4.4	Kernenergie	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Strom	PJ	1607	1649	1699	1786	1866	1830	1818	2066
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	383	366	311	445	522	580	757	841
4.7	Erneuerbare	PJ	55	109	186	353	560	631	964	1315
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	4	4	47
4.9	Summe	PJ	9441	9357	9444	9541	9294	8675	7728	6764
5	Endenergieverbrauch nach Sektoren									
5.1	Industrie	PJ	2977	2474	2397	2487	2438	2314	2086	1823
5.2	GHD	PJ	1702	1614	1576	1497	1471	1461	1386	1237
5.3	Haushalte	PJ	2383	2655	2779	2786	2745	2426	2006	1756
5.4	Verkehr	PJ	2379	2614	2692	2772	2640	2474	2251	1949
6	Netto-Stromverbrauch nach Sektoren									
6.1	Industrie	TWh	207,8	190,4	198,9	219,5	231,1	225,4	213,1	246,3
6.2	GHD	TWh	107,8	124,1	126,4	135,7	143,4	148,9	147,1	151,5
6.3	Haushalte	TWh	117,2	127,2	130,6	120,8	119,4	102,9	103,8	102,4
6.4	Verkehr	TWh	13,6	16,2	16,1	19,9	24,5	31,2	40,8	73,7
6.5	Endenergie	TWh	446,4	457,9	471,9	496,0	518,4	508,4	504,9	573,9
6.6	Umwandlung	TWh	34,6	14,7	15,5	7,8	3,8	3,7	3,2	19,7
6.7	Leitungsverluste	TWh	23,3	22,9	21,2	24,8	23,4	20,5	17,7	18,2
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	5,0	5,9	5,4	5,3	5,2	5,2	5,2	5,2
6.9	Summe	TWh	509,2	501,4	514,0	533,8	550,8	537,8	530,9	617,0
7	Netto-Stromerzeugung									
7.1	Steinkohle	TWh	130,9	134,8	140,0	139,0	189,2	191,0	238,7	305,2
7.2	Braunkohle	TWh	152,1	129,7	127,8	96,5	45,6	69,2	63,1	67,6
7.3	Heizöl	TWh	10,5	7,1	4,7	3,4	1,0	0,0	0,0	0,0
7.4	Erdgas	TWh	35,9	39,4	48,8	62,0	150,1	164,1	77,6	4,6
7.5	Kernenergie	TWh	144,6	145,8	153,0	146,5	79,0	0,0	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	TWh	19,5	23,7	22,6	23,4	24,8	25,3	25,5	25,7
7.7	Wind	TWh	0,1	1,5	4,5	31,5	26,8	30,3	30,6	56,8
7.8	Photovoltaik	TWh	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7	1,4	4,3	9,1
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	14,8	14,4	13,1	31,4	28,0	35,0	47,9	82,7

Szenario Reporting Tabelle (2)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Umwandlungseffizienz (JWE) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

Einheit		1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
		Absolutwerte								
7.10	Summe	TWh	508,4	496,4	514,5	533,8	545,2	516,4	487,8	551,6
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				111,9	134,9	171,4	204,7	275,7
8	Netto-Engpaßleistung									
8.1	Steinkohle	GW	31,2	31,0	30,7	28,0	37,8	53,1	56,6	71,4
8.2	Braunkohle	GW	26,2	22,0	19,0	14,9	6,9	11,0	10,3	10,5
8.3	Heizöl	GW	10,0	9,4	8,3	2,7	0,6	0,0	0,0	0,0
8.4	Erdgas	GW	16,7	19,7	20,4	20,8	30,6	30,4	25,3	8,9
8.5	Kernenergie	GW	24,1	22,8	22,3	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
8.6	Wasserkraft	GW	8,6	8,9	8,9	10,3	10,5	10,6	10,7	10,7
8.7	Wind	GW	0,0	1,1	2,7	19,0	14,7	16,2	16,4	32,1
8.8	Photovoltaik	GW	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	1,5	4,5	9,6
8.9	Andere Brennstoffe	GW	1,7	1,6	2,9	8,2	7,0	7,0	9,3	15,7
8.10	Summe	GW	118,5	116,5	115,2	123,8	119,5	129,8	133,2	159,0
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				32,5	46,9	61,2	71,3	83,0
9	Energieeinsatz zur Stromerzeugung									
9.1	Steinkohle	PJ	1270	1332	1365	1150,5	1533,1	1606,2	1944,5	2535,2
9.2	Braunkohle	PJ	1795	1455	1346	930,6	414,2	541,1	488,7	523,5
9.3	Heizöl	PJ	109	72	66	32,4	11,3	0,0	0,0	0,0
9.4	Erdgas	PJ	332	341	389	407,2	888,8	957,7	455,2	21,6
9.5	Kernenergie	PJ	1663	1681	1763	1690,9	912,1	0,0	0,0	0,0
9.6	Wasserkraft	PJ	71	100	83	84,2	89,3	91,1	91,8	92,5
9.7	Wind	PJ	0	5	16	113,4	96,3	109,1	110,3	204,5
9.8	Photovoltaik	PJ	0	0	0	0,6	2,6	5,0	15,5	32,8
9.9	Andere Brennstoffe	PJ	168	162	190	285,5	266,6	381,3	685,4	1280,3
9.10	Summe	PJ	5408	5148	5218	4695,3	4214,4	3691,5	3791,3	4690,4
10	KWK-Netto-Stromerzeugung									
10.1	Steinkohle	TWh				35,7	76,1	126,1	160,2	241,2
10.2	Braunkohle	TWh				1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
10.3	Mineralöle	TWh				2,1	0,7	0,0	0,0	0,0
10.4	Erdgas	TWh				47,8	38,4	23,7	21,6	0,0
10.5	Sonstige Gase	TWh				1,1	0,4	0,0	0,0	0,0
10.6	Kernenergie	TWh				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	TWh				5,4	5,7	5,5	5,2	4,8
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				17,9	13,7	16,0	17,8	29,7
10.9	Summe	TWh	0,0	0,0	0,0	111,9	134,9	171,4	204,7	275,7
11	Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken									
11.1	Steinkohle	PJ				409,7	1029,0	1635,0	2284,1	3002,1
11.2	Braunkohle	PJ				52,5	0,0	0,0	0,0	0,0
11.3	Mineralöle	PJ				38,0	14,3	0,0	0,0	0,0
11.4	Erdgas	PJ				480,4	475,8	262,9	178,6	28,0
11.5	Sonstige Gase	PJ				19,5	4,8	0,0	0,0	0,0
11.6	Kernenergie	PJ				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.7	Müll	PJ				165,3	179,2	173,9	161,7	150,1
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				226,4	107,9	132,8	148,3	264,2
11.9	Summe	PJ				1391,7	1811,1	2204,6	2772,8	3444,4
12	Fernwärmeerzeugung									
12.1	Heizkraftwerke	PJ	214,1	250,2	277,5	352,2	385,0	445,9	603,5	667,2
12.2	Heizwerke	PJ	123,9	95,4	69,6	134,4	102,3	106,7	144,0	162,6
12.3	Abwärme	PJ	5,8	6,1	8,3	11,7	100,0	100,0	100,0	104,5
12.4	Summe (AGFW)	PJ	343,8	351,7	355,4	498,3	587,3	652,6	847,4	934,3
12.5	Übrige	PJ	104,6	64,9		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	Summe	PJ	448,4	416,6	355,4	498,3	587,3	652,6	847,4	934,3

Szenario Reporting Tabelle (3)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Umwandlungseffizienz (JWE) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
13a	Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)									
13a.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2059	1743	2123	2145	2543	3163
13a.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	1078	491	588	522	543
13a.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5202	4696	4070	3109	2679
13a.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	3234	3679	3588	2456	720
13a.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1764	1691	912	0	0	0
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	58	83	80	198	188	205	218	330
13a.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	283	783	877	1077	1735	2839
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	3	17	-2	0	20	77	155	235
13a.9	Summe	PJ	14916	14269	14521	13929	12987	11751	10737	10508
13b	Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)									
13b.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2059	1743	2123	2145	2543	3163
13b.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	1078	491	588	522	543
13b.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5202	4696	4070	3109	2679
13b.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	3234	3679	3588	2456	720
13b.5	Kernenergie	PJ	1446	1451	1522	1459	787	0	0	0
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	154	219	210	518	492	537	569	862
13b.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	283	783	877	1077	1735	2839
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	8	46	-5	0	53	201	406	615
13b.9	Summe	PJ	14796	14203	14406	14017	13199	12207	11339	11421
14	Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)									
14.1	Steinkohlen	PJ	179	416		1443	2123	2145	2543	3163
14.2	Braunkohlen	PJ	-32	23		10	0	0	0	0
14.3	Mineralöle	PJ	4965	5422		5134	4653	4040	3109	2679
14.4	Naturgase	PJ	1753	2222		2686	3245	3265	2245	620
14.5	Kernenergie	PJ	1668	1682		1691	912	0	0	0
14.6	Importsaldo Strom	PJ	3	17		0	20	77	155	235
14.7	Wasserstoff	PJ	0	0		0	0	0	0	0
14.8	Biokraftstoff	PJ	0	0		148	291	342	384	360
14.9	Summe	PJ	8536	9782	0	11112	11245	9870	8435	7056
15	Gewinnung im Inland									
15.1	Steinkohlen	PJ	2089	1595	1234	300	0	0	0	0
15.2	Braunkohlen	PJ	3142	1709	1483	1068	491	588	522	543
15.3	Mineralöle	PJ	156	126	123	68	43	30	0	0
15.4	Naturgase	PJ	589	635	660	548	434	323	211	100
15.5	Kernenergie	PJ	62	0	0	0	0	0	0	0
15.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	71	83	80	198	188	205	218	330
15.7	sonst. Erneuerbare	PJ	128	180	285	634	586	736	1351	2479
15.8	Summe	PJ	6237	4328	3865	2816	1742	1881	2301	3452
16	CO2-Emissionen									
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	440,5	379,4	367,5	292,5	232,5	128,7	81,6	4,6
16.2	Industrie	Mio. t	169,7	127,1	118,4	113,7	105,6	99,4	77,5	58,8
16.3	Haushalte, GHD	Mio. t	218,7	197,5	198,6	179,0	167,6	141,1	78,7	35,9
16.4	Verkehr	Mio. t	158,0	172,6	176,7	172,9	151,8	134,4	112,3	97,1
16.5	Summe	Mio. t	986,8	876,5	861,1	758,1	657,5	503,6	350,0	196,4
17	CH4-Emissionen									
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	1556	1199	974	488	234	188	150	90
17.2	Industrie	kt	12	8	7	6	8	8	7	1
17.3	Haushalte, GHD	kt	127	64	50	29	28	25	18	8
17.4	Verkehr	kt	66	31	24	15	13	11	10	7
17.5	Summe	kt	1761	1302	1055	537	282	232	185	106

Szenario Reporting Tabelle (4)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Umwandlungseffizienz (UWE) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

Einheit		1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte									
18	N2O-Emissionen								
18.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	14	13	12	14	13	13	14
18.2	Industrie	kt	6	4	4	3	3	3	2
18.3	Haushalte, GHD	kt	6	5	5	4	4	4	2
18.4	Verkehr	kt	10	18	18	12	11	10	9
18.5	Summe	kt	37	40	40	34	31	30	27
19	THG- und Schadstoffemissionen								
19.1	THG-Emissionen	Mio. t CO2	1035,3	916,2	895,7	780,0	672,9	517,6	362,3
19.2	NOx-Emissionen	kt	2675	1952	1696	1441	1214	1086	930
19.3	CO-Emissionen	kt	10511	6049	4762	2416	2127	1884	1605
19.4	NMVOE-Emissionen	kt	1908	844	594	227	207	193	170
19.5	Staub-Emissionen	kt	1312	170	123	158	112	50	40
19.6	SO2-Emissionen	kt	5095	1910	819	793	620	564	518
19.7	NH3-Emissionen	kt	17	21	22	5	4	4	4
20	Effizienz- und CO2-Indikatoren								
20.1a	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	174,74	177,09	169,65	160,73	150,85	146,47
20.1b	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	173,93	175,68	170,73	163,35	156,70	154,69
20.2a	BIP / PEV (WM)	DM ₉₅ / GJ	219,4	246,9	252,7	332,3	421,3	530,9	646,5
20.2b	BIP / PEV (SP)	DM ₉₅ / GJ	221,2	248,0	254,8	330,2	414,5	511,0	612,2
20.3a	PEV (WM) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,56	4,05	3,96	3,01	2,37	1,88	1,55
20.3b	PEV (SP) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,52	4,03	3,93	3,03	2,41	1,96	1,63
20.4	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	33,8	34,7	35,5	40,9	46,6	50,4	46,3
20.5	Industrieprod. / EEV Ind.	DM ₉₅ / GJ	284,0	282,9	321,2	402,9	501,6	610,1	758,9
20.6	EEV GHD / Erwerbstätigem	GJ / Pers.	k.A.	k.A.	42,0	39,8	39,5	41,9	43,0
20.7	EEV HH / m ²	MJ / m ²	859	883	881	746	663	573	483
20.8	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm		165		139	118	100	84
20.9	EEV GV / tkm	kJ / tkm		1792		1515	1335	1204	1080
20.10	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	68,6	k.A.	79,8	86,6	84,0	78,6
20.11	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. DM ₉₅	49,3	35,2	0,0	62,2	84,0	94,2	91,1
20.12	Netto-Energieimporte (WM) // BIP	%	1,5	1,0	0,0	1,3	1,5	1,5	1,3
20.13	THG / BIP	g / TDM ₉₅	316,4	260,1	244,1	168,5	123,0	83,0	52,2
20.14	THG / Kopf	t / EW	13,1	11,2	10,9	9,5	8,3	6,6	4,9
20.15a	THG / PEV (WM)	t / GJ	69,4	64,2	61,7	56,0	51,8	44,0	33,7
20.15b	THG / PEV (SP)	t / GJ	70,0	64,5	62,2	55,6	51,0	42,4	32,0
20.16	CO2 / BIP	g / TDM ₉₅	301,6	248,8	234,6	163,8	120,2	80,7	50,4
20.17	CO2 / Kopf	t / EW	12,4	10,7	10,5	9,2	8,1	6,5	4,8
20.18a	CO2 / PEV (WM)	t / GJ	66,2	61,4	59,3	54,4	50,6	42,9	32,6
20.18b	CO2 / PEV (SP)	t / GJ	66,7	61,7	59,8	54,1	49,8	41,3	30,9
21	Weitere Indikatoren								
21.1	Radioaktive Abfälle mit hoher Wärmeentwicklung	m ³ /a	172,13	173,57	182,17	174,41	94,08	0,00	0,00
21.2	Radioaktive Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung	m ³ /a	1577,32	1590,52	1669,34	1598,19	862,07	0,00	0,00
21.3a	Kostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈				1,56	2,62	7,96	9,78
21.3b	Kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈				10,20	24,38	87,00	166,67
21.3c	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈				7,04	13,99	34,90	53,13
21.3d	Durchschnittliche Treibhausgas-Minderungskosten	Euro ₉₈ /t CO ₂ *				20,07	14,51	24,73	23,58

Szenario Reporting Tabelle (5)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Umwandlungseffizienz (JWE) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte									
22	Externe Kosten - SPD/Grüne								
22.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			532,54	391,09	224,34	213,45	188,95
22.1b	Differenz der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-123,89	-131,63	-138,88	-139,40	-150,19
22.1c	Summe der Differenz der direkten und der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-122,33	-129,01	-130,92	-129,62	-128,62
22.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			4087,16	8649,98	11225,94	13415,14	15393,77
22.2b	Differenz der kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-910,04	-2184,46	-3555,11	-4938,72	-6406,28
22.2c	Summe der Differenz der kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-899,84	-2160,07	-3468,11	-4772,05	-6075,70
22.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			2924,61	5259,40	6157,07	6664,06	6974,30
22.3b	Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-649,70	-1294,00	-1762,38	-2082,21	-2310,93
22.3c	Summe der Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-642,66	-1280,01	-1727,48	-2029,09	-2233,02
23	Externe Kosten und Kosten der Verkehrsverlagerung- CDU/CSU/FDP								
23.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			13,54	10,60	8,71	7,65	5,72
23.1b	Differenz der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-0,64	-1,15	-1,58	-1,93	-3,44
23.1c	Summe der Differenz der direkten und der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			0,93	1,47	6,38	7,85	18,13
23.1d	Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			2,67	5,49	8,22	10,44	11,97
23.1e	Gesamtkostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			3,60	6,96	14,60	18,29	30,10
23.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			113,97	230,76	323,59	405,26	469,05
23.2b	Differenz der kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-2,05	-10,68	-24,86	-41,88	-71,23
23.2c	Summe der Differenz der kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			8,15	13,70	62,14	124,79	259,35
23.2d	Kumulierte Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			14,02	56,23	126,14	220,54	333,35
23.2e	Gesamte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			22,16	69,93	188,28	345,33	592,69
23.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			81,92	141,55	173,51	192,47	202,53
23.3b	Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-1,36	-5,65	-10,45	-14,36	-18,88
23.3c	Summe der Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			5,68	8,34	24,44	38,76	59,03
23.3d	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			9,79	30,72	54,34	76,00	93,55
23.3e	Auf 1998 abdiskontierte gesamte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			15,47	39,06	78,79	114,77	152,58

Szenario Reporting Tabelle (1)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
1	Demographische Rahmenannahmen									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio.	79,3	81,7	82,0	82,1	80,8	77,9	73,3	67,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	35,0	36,9	37,5	38,5	38,8	38,1	36,3	33,7
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m ²	2774	3005	3154	3733	4142	4231	4156	3972
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m ² / EW	35,0	36,8	38,5	45,5	51,3	54,3	56,7	58,6
1.5	Personenkilometer	Mrd.	856	927	941	1091	1138	1139	1100	1027
1.6	Personenverkehrs. pro Kopf	Pkm / EW	10798	11355	11479	13287	14086	14623	15005	15146
2	Ökonomische Rahmenannahmen									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. DM ₉₅	3272,1	3523,0	3670,0	4628,8	5471,4	6238,3	6941,2	7574,2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. DM ₉₅	845,6	699,8	770,0	1001,9	1223,1	1411,6	1582,8	1739,8
2.3	Erwerbstätige	Mio.			37,540	37,620	37,217	34,889	32,237	29,613
2.4	Tonnenkilometer	Mrd.	359	413	454	607	732	839	920	964
2.5	Güterverkehrs. / Industrieprod.	tkm / TDM ₉₅	424,8	590,2	590,1	606,2	598,8	594,5	581,2	554,3
3	Energiepreise									
3.1	Importpreis Rohöl	DM ₉₅ /GJ	7,94	4,63	4,06	6,96	8,43	9,91	11,38	12,85
3.2	Importpreis Erdgas	DM ₉₅ /GJ	5,61	3,98	4,26	5,55	6,89	8,22	9,56	10,90
3.3	Importpreis Steinkohle	DM ₉₅ /GJ	3,78	2,80	2,42	2,79	3,12	3,44	3,77	4,09
4	Endenergieverbrauch nach Energieträgern									
4.1	Kohlen	PJ	1546	632	489	412	361	296	183	145
4.2	Mineralölprodukte	PJ	3980	4340	4344	3902	3454	2804	1875	1159
4.3	Gase	PJ	1870	2261	2415	2703	2525	2190	1568	685
4.4	Kernenergie	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Strom	PJ	1607	1649	1699	1766	1863	1816	1771	1563
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	383	366	311	361	425	573	766	843
4.7	Erneuerbare	PJ	55	109	186	359	557	792	1322	1437
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	1	10	20	78
4.9	Summe	PJ	9441	9357	9444	9504	9187	8481	7505	5910
5	Endenergieverbrauch nach Sektoren									
5.1	Industrie	PJ	2977	2474	2397	2479	2401	2214	1897	1530
5.2	GHD	PJ	1702	1614	1576	1497	1472	1466	1395	1057
5.3	Haushalte	PJ	2383	2655	2779	2789	2748	2450	2128	1654
5.4	Verkehr	PJ	2379	2614	2692	2738	2566	2351	2085	1669
6	Netto-Stromverbrauch nach Sektoren									
6.1	Industrie	TWh	207,8	190,4	198,9	218,4	227,3	214,9	192,2	154,6
6.2	GHD	TWh	107,8	124,1	126,4	135,9	143,7	148,8	146,8	137,8
6.3	Haushalte	TWh	117,2	127,2	130,6	114,8	118,7	103,5	97,1	78,5
6.4	Verkehr	TWh	13,6	16,2	16,1	21,3	27,7	37,4	56,0	63,4
6.5	Endenergie	TWh	446,4	457,9	471,9	490,4	517,5	504,6	492,1	434,3
6.6	Umwandlung	TWh	34,6	14,7	15,5	7,5	3,8	14,8	82,9	111,8
6.7	Leitungsverluste	TWh	23,3	22,9	21,2	26,2	26,5	24,7	22,1	18,9
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	5,0	5,9	5,4	5,3	5,2	5,2	5,2	5,2
6.9	Summe	TWh	509,2	501,4	514,0	529,4	553,0	549,2	602,2	570,2
7	Netto-Stromerzeugung									
7.1	Steinkohle	TWh	130,9	134,8	140,0	132,2	101,7	9,3	0,0	0,0
7.2	Braunkohle	TWh	152,1	129,7	127,8	96,4	49,0	0,0	0,0	0,0
7.3	Heizöl	TWh	10,5	7,1	4,7	2,9	1,1	0,0	0,0	0,0
7.4	Erdgas	TWh	35,9	39,4	48,8	65,0	186,4	339,6	265,2	161,6
7.5	Kernenergie	TWh	144,6	145,8	153,0	146,5	79,0	0,0	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	TWh	19,5	23,7	22,6	23,4	24,8	25,3	25,5	25,7
7.7	Wind	TWh	0,1	1,5	4,5	31,5	58,0	72,6	128,1	137,3
7.8	Photovoltaik	TWh	0,0	0,0	0,0	0,3	0,7	1,4	4,3	11,0
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	14,8	14,4	13,1	31,2	22,8	43,5	95,1	135,6

Szenario Reporting Tabelle (2)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
7.10	Summe	TWh	508,4	496,4	514,5	529,4	523,6	491,7	518,2	471,2
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				75,7	117,8	135,4	164,2	147,5
8 Netto-Engpaßleistung										
8.1	Steinkohle	GW	31,2	31,0	30,7	23,6	17,0	7,4	0,3	0,0
8.2	Braunkohle	GW	26,2	22,0	19,0	14,9	6,9	0,6	0,0	0,0
8.3	Heizöl	GW	10,0	9,4	8,3	2,9	0,7	0,0	0,0	0,0
8.4	Erdgas	GW	16,7	19,7	20,4	22,2	41,6	58,6	54,3	29,9
8.5	Kernenergie	GW	24,1	22,8	22,3	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
8.6	Wasserkraft	GW	8,6	8,9	8,9	10,3	10,5	10,6	10,7	10,7
8.7	Wind	GW	0,0	1,1	2,7	19,0	30,2	30,0	56,1	58,3
8.8	Photovoltaik	GW	0,0	0,0	0,0	0,4	0,8	1,5	4,5	11,6
8.9	Andere Brennstoffe	GW	1,7	1,6	2,9	7,9	4,6	12,4	32,7	40,0
8.10	Summe	GW	118,5	116,5	115,2	120,8	123,0	121,1	158,5	150,5
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				27,4	36,1	41,1	58,2	47,7
9 Energieeinsatz zur Stromerzeugung										
9.1	Steinkohle	PJ	1270	1332	1365	1139,5	841,9	97,8	31,0	0,0
9.2	Braunkohle	PJ	1795	1455	1346	929,9	447,9	0,0	0,0	0,0
9.3	Heizöl	PJ	109	72	66	28,7	11,7	0,0	0,0	0,0
9.4	Erdgas	PJ	332	341	389	428,1	1136,9	2011,4	1555,4	934,7
9.5	Kernenergie	PJ	1663	1681	1763	1690,9	912,1	0,0	0,0	0,0
9.6	Wasserkraft	PJ	71	100	83	84,2	89,3	91,1	91,8	92,5
9.7	Wind	PJ	0	5	16	113,4	208,8	261,3	461,2	494,1
9.8	Photovoltaik	PJ	0	0	0	1,2	2,6	5,0	15,5	39,6
9.9	Andere Brennstoffe	PJ	168	162	190	285,9	200,9	361,1	746,4	1427,9
9.10	Summe	PJ	5408	5148	5218	4702,0	3852,2	2827,8	2901,4	2988,9
10 KWK-Netto-Stromerzeugung										
10.1	Steinkohle	TWh				17,5	19,3	9,8	0,0	0,0
10.2	Braunkohle	TWh				1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
10.3	Mineralöle	TWh				1,2	0,7	0,0	0,0	0,0
10.4	Erdgas	TWh				31,2	82,3	91,5	86,8	50,9
10.5	Sonstige Gase	TWh				1,1	0,4	0,0	0,0	0,0
10.6	Kernenergie	TWh				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	TWh				5,4	5,8	5,7	5,3	4,9
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				17,4	9,3	28,4	72,2	91,7
10.9	Summe	TWh	0,0	0,0	0,0	75,7	117,8	135,4	164,2	147,5
11 Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken										
11.1	Steinkohle	PJ				208,3	217,3	94,7	0,0	0,0
11.2	Braunkohle	PJ				52,5	0,0	0,0	0,0	0,0
11.3	Mineralöle	PJ				24,3	14,9	0,0	0,0	0,0
11.4	Erdgas	PJ				317,7	720,8	762,6	725,3	454,9
11.5	Sonstige Gase	PJ				19,5	4,8	0,0	0,0	0,0
11.6	Kernenergie	PJ				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.7	Müll	PJ				165,0	179,3	174,0	161,8	150,4
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				228,4	123,8	439,8	934,3	1272,9
11.9	Summe	PJ				1015,6	1260,9	1471,2	1821,5	1878,2
12 Fernwärmeerzeugung										
12.1	Heizkraftwerke	PJ	214,1	250,2	277,5	273,6	364,8	502,3	683,2	743,1
12.2	Heizwerke	PJ	123,9	95,4	69,6	118,2	90,3	117,7	148,6	169,2
12.3	Abwärme	PJ	5,8	6,1	8,3	11,3	20,7	9,1	0,0	0,0
12.4	Summe (AGFW)	PJ	343,8	351,7	355,4	403,0	475,9	629,1	831,8	912,4
12.5	Übrige	PJ	104,6	64,9		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	Summe	PJ	448,4	416,6	355,4	403,0	475,9	629,1	831,8	912,4

Szenario Reporting Tabelle (3)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
13a	Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)									
13a.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2059	1665	1287	415	236	161
13a.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	1082	523	42	28	21
13a.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5196	4704	4009	2825	2430
13a.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	3249	3935	4516	3419	1786
13a.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1764	1691	912	0	0	0
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	58	83	80	199	301	357	569	626
13a.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	283	786	882	1373	2410	3430
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	3	17	-2	0	106	207	303	356
13a.9	Summe	PJ	14916	14269	14521	13869	12650	10920	9789	8810
13b	Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)									
13b.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2059	1665	1287	415	236	161
13b.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	1082	523	42	28	21
13b.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5196	4704	4009	2825	2430
13b.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	3249	3935	4516	3419	1786
13b.5	Kernenergie	PJ	1446	1451	1522	1459	787	0	0	0
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	154	219	210	520	786	935	1487	1638
13b.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	283	786	882	1373	2410	3430
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	8	46	-5	0	277	541	791	931
13b.9	Summe	PJ	14796	14203	14406	13958	13182	11831	11196	10397
14	Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)									
14.1	Steinkohlen	PJ	179	416		1365	1287	415	236	161
14.2	Braunkohlen	PJ	-32	23		10	0	0	0	0
14.3	Mineralöle	PJ	4965	5422		5128	4661	3979	2825	2430
14.4	Naturgase	PJ	1753	2222		2701	3501	4194	3207	1686
14.5	Kernenergie	PJ	1668	1682		1691	912	0	0	0
14.6	Importsaldo Strom	PJ	3	17		0	106	207	303	356
14.7	Wasserstoff	PJ	0	0		0	0	0	0	0
14.8	Biokraftstoff	PJ	0	0		146	282	383	375	365
14.9	Summe	PJ	8536	9782	0	11041	10750	9177	6947	4999
15	Gewinnung im Inland									
15.1	Steinkohlen	PJ	2089	1595	1234	300	0	0	0	0
15.2	Braunkohlen	PJ	3142	1709	1483	1072	523	42	28	21
15.3	Mineralöle	PJ	156	126	123	68	43	30	0	0
15.4	Naturgase	PJ	589	635	660	548	434	323	211	100
15.5	Kernenergie	PJ	62	0	0	0	0	0	0	0
15.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	71	83	80	199	301	357	569	626
15.7	sonst. Erneuerbare	PJ	128	180	285	641	600	991	2035	3064
15.8	Summe	PJ	6237	4328	3865	2828	1900	1743	2842	3811
16	CO2-Emissionen									
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	440,5	379,4	367,5	282,7	237,7	156,5	127,6	56,7
16.2	Industrie	Mio. t	169,7	127,1	118,4	112,2	100,7	90,0	67,6	39,2
16.3	Haushalte, GHD	Mio. t	218,7	197,5	198,6	185,5	172,8	139,1	62,1	28,7
16.4	Verkehr	Mio. t	158,0	172,6	176,7	170,3	146,1	120,2	95,7	75,8
16.5	Summe	Mio. t	986,8	876,5	861,1	750,8	657,3	505,9	353,0	200,4
17	CH4-Emissionen									
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	1556	1199	974	490	239	182	140	88
17.2	Industrie	kt	12	8	7	6	8	7	7	2
17.3	Haushalte, GHD	kt	127	64	50	30	28	25	16	7
17.4	Verkehr	kt	66	31	24	15	12	11	9	7
17.5	Summe	kt	1761	1302	1055	541	287	224	171	104

Szenario Reporting Tabelle (4)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

Einheit		1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
		Absolutwerte							
18	N2O-Emissionen								
18.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	14	13	12	19	13	8	7
18.2	Industrie	kt	6	4	4	3	3	3	2
18.3	Haushalte, GHD	kt	6	5	5	5	4	4	2
18.4	Verkehr	kt	10	18	18	12	10	9	7
18.5	Summe	kt	37	40	40	39	31	23	19
19	THG- und Schadstoffemissionen								
19.1	THG-Emissionen	Mio. t CO2	1035,3	916,2	895,7	774,1	672,9	517,6	362,3
19.2	NOx-Emissionen	kt	2675	1952	1696	1445	1223	1017	831
19.3	CO-Emissionen	kt	10511	6049	4762	2431	2113	1801	1496
19.4	NMVOE-Emissionen	kt	1908	844	594	226	202	183	156
19.5	Staub-Emissionen	kt	1312	170	123	160	114	34	29
19.6	SO2-Emissionen	kt	5095	1910	819	813	602	373	317
19.7	NH3-Emissionen	kt	17	21	22	5	4	4	3
20	Effizienz- und CO2-Indikatoren								
20.1a	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	174,74	177,09	168,92	156,56	140,17	133,54
20.1b	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	173,93	175,68	170,01	163,15	151,87	152,74
20.2a	BIP / PEV (WM)	DM ₉₅ / GJ	219,4	246,9	252,7	333,8	432,5	571,3	709,1
20.2b	BIP / PEV (SP)	DM ₉₅ / GJ	221,2	248,0	254,8	331,6	415,1	527,3	620,0
20.3a	PEV (WM) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,56	4,05	3,96	3,00	2,31	1,75	1,41
20.3b	PEV (SP) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,52	4,03	3,93	3,02	2,41	1,90	1,61
20.4	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	33,8	34,7	35,5	40,5	48,9	62,6	64,3
20.5	Industrieprod. / EEV Ind.	DM ₉₅ / GJ	284,0	282,9	321,2	404,1	509,4	637,6	834,5
20.6	EEV GHD / Erwerbstätigem	GJ / Pers.	k.A.	k.A.	42,0	39,8	39,6	42,0	43,3
20.7	EEV HH / m ²	MJ / m ²	859	883	881	747	663	579	512
20.8	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm		165	165	137	114	94	76
20.9	EEV GV / tkm	kJ / tkm		1792	1749	1504	1310	1159	1028
20.10	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	68,6	k.A.	79,6	85,0	84,0	71,0
20.11	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. DM ₉₅	49,3	35,2	0,0	62,7	85,2	99,8	90,1
20.12	Netto-Energieimporte (WM) // BIP	%	1,5	1,0	0,0	1,4	1,6	1,6	1,3
20.13	THG / BIP	g / TDM ₉₅	316,4	260,1	244,1	167,2	123,0	83,0	52,2
20.14	THG / Kopf	t / EW	13,1	11,2	10,9	9,4	8,3	6,6	4,9
20.15a	THG / PEV (WM)	t / GJ	69,4	64,2	61,7	55,8	53,2	47,4	37,0
20.15b	THG / PEV (SP)	t / GJ	70,0	64,5	62,2	55,5	51,0	43,8	32,4
20.16	CO2 / BIP	g / TDM ₉₅	301,6	248,8	234,6	162,2	120,1	81,1	50,9
20.17	CO2 / Kopf	t / EW	12,4	10,7	10,5	9,1	8,1	6,5	4,8
20.18a	CO2 / PEV (WM)	t / GJ	66,2	61,4	59,3	54,1	52,0	46,3	36,1
20.18b	CO2 / PEV (SP)	t / GJ	66,7	61,7	59,8	53,8	49,9	42,8	31,5
21	Weitere Indikatoren								
21.1	Radioaktive Abfälle mit hoher Wärmeentwicklung	m ³ /a	172,13	173,57	182,17	174,41	94,08	0,00	0,00
21.2	Radioaktive Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung	m ³ /a	1577,32	1590,52	1669,34	1598,19	862,07	0,00	0,00
21.3a	Kostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈				2,92	3,62	13,35	18,84
21.3b	Kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈				18,07	45,28	143,72	288,00
21.3c	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈				12,67	26,19	59,08	91,84
21.3d	Durchschnittliche Treibhausgas-Minderungskosten	Euro ₉₈ /t CO ₂ *				35,90	19,79	42,27	46,00

Szenario Reporting Tabelle (5)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte									
22	Externe Kosten - SPD/Grüne								
22.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			532,11	386,27	203,23	188,22	164,48
22.1b	Differenz der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-126,98	-142,06	-166,30	-170,33	-179,59
22.1c	Summe der Differenz der direkten und der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-124,06	-138,44	-152,95	-151,49	-138,55
22.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			4099,53	8637,22	11078,86	13036,14	14779,21
22.2b	Differenz der kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-924,54	-2255,11	-3827,82	-5507,87	-7263,80
22.2c	Summe der Differenz der kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-906,46	-2209,83	-3684,10	-5219,87	-6646,43
22.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			2934,03	5256,84	6110,36	6564,04	6837,48
22.3b	Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-659,75	-1331,17	-1866,85	-2254,97	-2528,77
22.3c	Summe der Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-647,08	-1304,98	-1807,77	-2163,13	-2386,81
23	Externe Kosten und Kosten der Verkehrsverlagerung- CDU/CSU/FDP								
23.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			13,64	10,50	7,30	6,16	4,28
23.1b	Differenz der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-0,81	-1,74	-3,64	-4,00	-5,36
23.1c	Summe der Differenz der direkten und der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			2,11	1,88	9,71	14,83	35,68
23.1d	Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			2,67	8,25	13,68	20,91	23,94
23.1e	Gesamtkostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			4,78	10,13	23,39	35,74	59,61
23.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			115,90	232,85	317,79	385,10	435,78
23.2b	Differenz der kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-2,69	-14,28	-42,89	-80,78	-128,53
23.2c	Summe der Differenz der kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			15,38	31,00	100,83	207,22	488,84
23.2d	Kumulierte Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			14,02	71,41	183,77	360,33	586,09
23.2e	Gesamte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			29,40	102,41	284,60	567,55	1074,93
23.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			83,34	143,08	172,49	188,14	196,15
23.3b	Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-1,80	-7,50	-17,09	-25,82	-33,21
23.3c	Summe der Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			10,87	18,69	41,99	66,02	108,75
23.3d	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			9,79	37,96	75,81	116,09	151,20
23.3e	Auf 1998 abdiskontierte gesamte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			20,67	56,65	117,80	182,11	259,96

Szenario Reporting Tabelle (1)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
1	Demographische Rahmenannahmen									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio.	79,3	81,7	82,0	82,1	80,8	77,9	73,3	67,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	35,0	36,9	37,5	38,5	38,8	38,1	36,3	33,7
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m ²	2774	3005	3154	3733	4142	4231	4156	3972
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m ² / EW	35,0	36,8	38,5	45,5	51,3	54,3	56,7	58,6
1.5	Personenkilometer	Mrd.	856	927	941	1091	1138	1139	1100	1027
1.6	Personenverkehrs. pro Kopf	Pkm / EW	10798	11355	11479	13287	14086	14623	15005	15146
2	Ökonomische Rahmenannahmen									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. DM ₉₅	3272,1	3523,0	3670,0	4628,8	5471,4	6238,3	6941,2	7574,2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. DM ₉₅	845,6	699,8	770,0	1001,9	1223,1	1411,6	1582,8	1739,8
2.3	Erwerbstätige	Mio.			37,540	37,620	37,217	34,889	32,237	29,613
2.4	Tonnenkilometer	Mrd.	359	413	454	607	732	839	920	964
2.5	Güterverkehrs. / Industrieprod.	tkm / TDM ₉₅	424,8	590,2	590,1	606,2	598,8	594,5	581,2	554,3
3	Energiepreise									
3.1	Importpreis Rohöl	DM ₉₅ /GJ	7,94	4,63	4,06	6,96	8,43	9,91	11,38	12,85
3.2	Importpreis Erdgas	DM ₉₅ /GJ	5,61	3,98	4,26	5,55	6,89	8,22	9,56	10,90
3.3	Importpreis Steinkohle	DM ₉₅ /GJ	3,78	2,80	2,42	2,79	3,12	3,44	3,77	4,09
4	Endenergieverbrauch nach Energieträgern									
4.1	Kohlen	PJ	1546	632	489	412	349	271	183	145
4.2	Mineralölprodukte	PJ	3980	4340	4344	3907	3455	2794	1936	1183
4.3	Gase	PJ	1870	2261	2415	2691	2586	2316	1433	696
4.4	Kernenergie	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Strom	PJ	1607	1649	1699	1777	1851	1799	1747	1553
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	383	366	311	358	386	503	745	820
4.7	Erneuerbare	PJ	55	109	186	352	556	793	1384	1424
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	1	10	20	84
4.9	Summe	PJ	9441	9357	9444	9496	9185	8486	7447	5904
5	Endenergieverbrauch nach Sektoren									
5.1	Industrie	PJ	2977	2474	2397	2478	2396	2209	1882	1524
5.2	GHD	PJ	1702	1614	1576	1494	1472	1467	1370	1058
5.3	Haushalte	PJ	2383	2655	2779	2790	2751	2463	2110	1655
5.4	Verkehr	PJ	2379	2614	2692	2735	2566	2347	2085	1667
6	Netto-Stromverbrauch nach Sektoren									
6.1	Industrie	TWh	207,8	190,4	198,9	217,7	225,9	213,4	187,5	151,5
6.2	GHD	TWh	107,8	124,1	126,4	135,9	143,4	148,8	146,7	137,8
6.3	Haushalte	TWh	117,2	127,2	130,6	118,4	117,1	100,0	94,9	78,6
6.4	Verkehr	TWh	13,6	16,2	16,1	21,5	27,7	37,4	56,0	63,4
6.5	Endenergie	TWh	446,4	457,9	471,9	493,5	514,2	499,6	485,1	431,3
6.6	Umwandlung	TWh	34,6	14,7	15,5	7,6	3,8	4,0	4,9	110,6
6.7	Leitungsverluste	TWh	23,3	22,9	21,2	26,2	26,2	24,6	23,3	18,7
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	5,0	5,9	5,4	5,3	5,2	5,2	5,2	5,2
6.9	Summe	TWh	509,2	501,4	514,0	532,6	549,4	533,4	518,5	565,8
7	Netto-Stromerzeugung									
7.1	Steinkohle	TWh	130,9	134,8	140,0	136,7	109,3	14,0	0,0	0,0
7.2	Braunkohle	TWh	152,1	129,7	127,8	96,5	46,9	0,0	0,0	0,0
7.3	Heizöl	TWh	10,5	7,1	4,7	2,8	1,1	0,0	0,0	0,0
7.4	Erdgas	TWh	35,9	39,4	48,8	63,3	181,2	331,0	267,7	159,8
7.5	Kernenergie	TWh	144,6	145,8	153,0	146,5	79,0	0,0	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	TWh	19,5	23,7	22,6	23,4	24,8	25,3	25,5	25,7
7.7	Wind	TWh	0,1	1,5	4,5	31,5	47,6	58,8	51,7	137,2
7.8	Photovoltaik	TWh	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7	1,4	4,3	9,1
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	14,8	14,4	13,1	31,8	29,4	46,0	86,4	135,7

Szenario Reporting Tabelle (2)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

Einheit		1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
		Absolutwerte								
7.10	Summe	TWh	508,4	496,4	514,5	532,6	520,2	476,5	435,6	467,5
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				78,7	109,0	120,6	138,0	146,6
8	Netto-Engpaßleistung									
8.1	Steinkohle	GW	31,2	31,0	30,7	25,3	18,8	13,1	0,3	0,0
8.2	Braunkohle	GW	26,2	22,0	19,0	14,9	6,9	0,6	0,5	0,0
8.3	Heizöl	GW	10,0	9,4	8,3	2,9	0,7	0,0	0,0	0,0
8.4	Erdgas	GW	16,7	19,7	20,4	21,4	34,4	50,8	49,1	33,2
8.5	Kernenergie	GW	24,1	22,8	22,3	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
8.6	Wasserkraft	GW	8,6	8,9	8,9	10,3	10,5	10,6	10,7	10,7
8.7	Wind	GW	0,0	1,1	2,7	19,5	27,6	33,3	29,1	80,4
8.8	Photovoltaik	GW	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	1,5	4,5	9,6
8.9	Andere Brennstoffe	GW	1,7	1,6	2,9	8,2	5,4	12,2	24,6	39,2
8.10	Summe	GW	118,5	116,5	115,2	122,4	115,7	122,1	118,8	173,1
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				27,1	28,1	32,3	40,7	46,7
9	Energieeinsatz zur Stromerzeugung									
9.1	Steinkohle	PJ	1270	1332	1365	1157,4	886,0	135,8	31,0	0,0
9.2	Braunkohle	PJ	1795	1455	1346	930,7	426,6	0,0	0,0	0,0
9.3	Heizöl	PJ	109	72	66	27,5	11,6	0,0	0,0	0,0
9.4	Erdgas	PJ	332	341	389	405,5	1091,6	1939,5	1559,0	918,4
9.5	Kernenergie	PJ	1663	1681	1763	1690,9	912,1	0,0	0,0	0,0
9.6	Wasserkraft	PJ	71	100	83	84,2	89,3	91,1	91,8	92,5
9.7	Wind	PJ	0	5	16	113,4	171,4	211,7	186,2	494,1
9.8	Photovoltaik	PJ	0	0	0	0,6	2,6	5,0	15,5	32,8
9.9	Andere Brennstoffe	PJ	168	162	190	291,2	260,0	347,0	738,2	1464,2
9.10	Summe	PJ	5408	5148	5218	4701,4	3851,3	2730,2	2621,8	3002,0
10	KWK-Netto-Stromerzeugung									
10.1	Steinkohle	TWh				17,0	19,3	6,9	0,0	0,0
10.2	Braunkohle	TWh				1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
10.3	Mineralöle	TWh				1,2	0,7	0,0	0,0	0,0
10.4	Erdgas	TWh				34,3	70,1	78,9	71,5	51,4
10.5	Sonstige Gase	TWh				1,1	0,4	0,0	0,0	0,0
10.6	Kernenergie	TWh				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	TWh				5,4	5,8	5,7	5,3	4,9
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				17,8	12,6	29,1	61,2	90,4
10.9	Summe	TWh	0,0	0,0	0,0	78,7	109,0	120,6	138,0	146,6
11	Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken									
11.1	Steinkohle	PJ				200,9	217,4	67,8	0,0	0,0
11.2	Braunkohle	PJ				52,5	0,0	0,0	0,0	0,0
11.3	Mineralöle	PJ				23,4	14,8	0,0	0,0	0,0
11.4	Erdgas	PJ				341,5	618,1	658,6	590,6	458,7
11.5	Sonstige Gase	PJ				19,5	4,8	0,0	0,0	0,0
11.6	Kernenergie	PJ				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.7	Müll	PJ				165,0	179,3	174,0	161,8	150,4
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				234,6	125,6	434,3	869,0	1216,5
11.9	Summe	PJ				1037,4	1160,1	1334,7	1621,4	1825,5
12	Fernwärmeerzeugung									
12.1	Heizkraftwerke	PJ	214,1	250,2	277,5	269,3	260,9	411,1	653,8	719,6
12.2	Heizwerke	PJ	123,9	95,4	69,6	118,1	91,7	98,7	154,1	163,0
12.3	Abwärme	PJ	5,8	6,1	8,3	12,0	78,6	47,3	1,8	0,0
12.4	Summe (AGFW)	PJ	343,8	351,7	355,4	399,3	431,2	557,0	809,7	882,7
12.5	Übrige	PJ	104,6	64,9		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	Summe	PJ	448,4	416,6	355,4	399,3	431,2	557,0	809,7	882,7

Szenario Reporting Tabelle (3)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
13a	Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)									
13a.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2059	1679	1332	443	236	161
13a.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	1083	503	35	27	21
13a.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5198	4714	3985	2891	2442
13a.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	3200	3904	4513	3330	1781
13a.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1764	1691	912	0	0	0
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	58	83	80	198	263	308	294	619
13a.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	283	790	956	1476	2677	3446
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	3	17	-2	0	105	205	298	354
13a.9	Summe	PJ	14916	14269	14521	13839	12689	10966	9754	8824
13b	Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)									
13b.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2059	1679	1332	443	236	161
13b.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	1083	503	35	27	21
13b.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5198	4714	3985	2891	2442
13b.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	3200	3904	4513	3330	1781
13b.5	Kernenergie	PJ	1446	1451	1522	1459	787	0	0	0
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	154	219	210	518	689	805	768	1620
13b.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	283	790	956	1476	2677	3446
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	8	46	-5	0	276	536	780	925
13b.9	Summe	PJ	14796	14203	14406	13927	13160	11794	10710	10395
14	Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)									
14.1	Steinkohlen	PJ	179	416		1379	1332	443	236	161
14.2	Braunkohlen	PJ	-32	23		10	0	0	0	0
14.3	Mineralöle	PJ	4965	5422		5130	4671	3955	2891	2442
14.4	Naturgase	PJ	1753	2222		2652	3470	4191	3118	1681
14.5	Kernenergie	PJ	1668	1682		1691	912	0	0	0
14.6	Importsaldo Strom	PJ	3	17		0	105	205	298	354
14.7	Wasserstoff	PJ	0	0		0	0	0	0	0
14.8	Biokraftstoff	PJ	0	0		146	282	383	375	365
14.9	Summe	PJ	8536	9782	0	11008	10773	9177	6919	5003
15	Gewinnung im Inland									
15.1	Steinkohlen	PJ	2089	1595	1234	300	0	0	0	0
15.2	Braunkohlen	PJ	3142	1709	1483	1073	503	35	27	21
15.3	Mineralöle	PJ	156	126	123	68	43	30	0	0
15.4	Naturgase	PJ	589	635	660	548	434	323	211	100
15.5	Kernenergie	PJ	62	0	0	0	0	0	0	0
15.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	71	83	80	198	263	308	294	619
15.7	sonst. Erneuerbare	PJ	128	180	285	644	673	1093	2303	3080
15.8	Summe	PJ	6237	4328	3865	2831	1916	1789	2835	3820
16	CO2-Emissionen									
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	440,5	379,4	367,5	281,9	235,8	153,5	127,3	55,8
16.2	Industrie	Mio. t	169,7	127,1	118,4	112,3	101,1	89,6	67,5	39,4
16.3	Haushalte, GHD	Mio. t	218,7	197,5	198,6	185,4	175,0	142,5	62,3	29,5
16.4	Verkehr	Mio. t	158,0	172,6	176,7	170,0	146,1	120,0	95,7	75,7
16.5	Summe	Mio. t	986,8	876,5	861,1	749,6	658,1	505,6	352,7	200,3
17	CH4-Emissionen									
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	1556	1199	974	487	238	183	135	88
17.2	Industrie	kt	12	8	7	6	7	7	6	2
17.3	Haushalte, GHD	kt	127	64	50	30	29	25	15	7
17.4	Verkehr	kt	66	31	24	15	12	10	9	7
17.5	Summe	kt	1761	1302	1055	538	287	226	166	105

Szenario Reporting Tabelle (4)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

Einheit		1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte									
18	N2O-Emissionen								
18.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	14	13	12	16	11	8	8
18.2	Industrie	kt	6	4	4	3	3	2	1
18.3	Haushalte, GHD	kt	6	5	5	5	4	4	2
18.4	Verkehr	kt	10	18	18	12	10	9	7
18.5	Summe	kt	37	40	40	36	28	24	15
19	THG- und Schadstoffemissionen								
19.1	THG-Emissionen	Mio. t CO2	1035,3	916,2	895,7	771,9	672,9	517,6	362,3
19.2	NOx-Emissionen	kt	2675	1952	1696	1398	1182	1024	849
19.3	CO-Emissionen	kt	10511	6049	4762	2387	2079	1812	1513
19.4	NMVOE-Emissionen	kt	1908	844	594	223	202	184	158
19.5	Staub-Emissionen	kt	1312	170	123	160	115	36	29
19.6	SO2-Emissionen	kt	5095	1910	819	774	574	418	320
19.7	NH3-Emissionen	kt	17	21	22	5	4	4	3
20	Effizienz- und CO2-Indikatoren								
20.1a	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	174,74	177,09	168,56	157,05	140,77	133,07
20.1b	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	173,93	175,68	169,64	162,87	151,40	146,11
20.2a	BIP / PEV (WM)	DM ₉₅ / GJ	219,4	246,9	252,7	334,5	431,2	568,9	711,6
20.2b	BIP / PEV (SP)	DM ₉₅ / GJ	221,2	248,0	254,8	332,4	415,8	528,9	648,1
20.3a	PEV (WM) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,56	4,05	3,96	2,99	2,32	1,76	1,41
20.3b	PEV (SP) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,52	4,03	3,93	3,01	2,41	1,89	1,54
20.4	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	33,8	34,7	35,5	40,8	48,6	62,8	59,8
20.5	Industrieprod. / EEV Ind.	DM ₉₅ / GJ	284,0	282,9	321,2	404,4	510,5	639,0	840,9
20.6	EEV GHD / Erwerbstätigem	GJ / Pers.	k.A.	k.A.	42,0	39,7	39,5	42,1	42,5
20.7	EEV HH / m ²	MJ / m ²	859	883	881	747	664	582	508
20.8	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm		165	165	137	114	94	76
20.9	EEV GV / tkm	kJ / tkm		1792	1749	1497	1310	1159	1028
20.10	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	68,6	k.A.	79,5	84,9	83,7	70,9
20.11	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. DM ₉₅	49,3	35,2	0,0	61,7	86,3	102,1	92,6
20.12	Netto-Energieimporte (WM) // BIP	%	1,5	1,0	0,0	1,3	1,6	1,6	1,3
20.13	THG / BIP	g / TDM ₉₅	316,4	260,1	244,1	166,8	123,0	83,0	52,2
20.14	THG / Kopf	t / EW	13,1	11,2	10,9	9,4	8,3	6,6	4,9
20.15a	THG / PEV (WM)	t / GJ	69,4	64,2	61,7	55,8	53,0	47,2	37,1
20.15b	THG / PEV (SP)	t / GJ	70,0	64,5	62,2	55,4	51,1	43,9	33,8
20.16	CO2 / BIP	g / TDM ₉₅	301,6	248,8	234,6	161,9	120,3	81,0	50,8
20.17	CO2 / Kopf	t / EW	12,4	10,7	10,5	9,1	8,1	6,5	4,8
20.18a	CO2 / PEV (WM)	t / GJ	66,2	61,4	59,3	54,2	51,9	46,1	36,2
20.18b	CO2 / PEV (SP)	t / GJ	66,7	61,7	59,8	53,8	50,0	42,9	32,9
21	Weitere Indikatoren								
21.1	Radioaktive Abfälle mit hoher Wärmeentwicklung	m ³ /a	172,13	173,57	182,17	174,41	94,08	0,00	0,00
21.2	Radioaktive Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung	m ³ /a	1577,32	1590,52	1669,34	1598,19	862,07	0,00	0,00
21.3a	Kostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈				4,08	6,88	17,75	24,77
21.3b	Kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈				22,35	73,03	211,87	404,42
21.3c	Auf 1998 abdiskontierte kumulier-te Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈				15,49	40,58	87,20	130,98
21.3d	Durchschnittliche Treibhausgas-Minderungskosten	Euro ₉₈ /t CO ₂ *				47,35	38,10	55,15	59,69

Szenario Reporting Tabelle (5)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte									
22	Externe Kosten - SPD/Grüne								
22.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			528,68	383,72	205,81	188,86	164,58
22.1b	Differenz der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-127,75	-139,00	-157,41	-163,99	-174,56
22.1c	Summe der Differenz der direkten und der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-123,68	-132,12	-139,66	-139,21	-126,97
22.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			4072,07	8583,17	11020,92	12988,07	14722,55
22.2b	Differenz der kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-925,13	-2251,27	-3760,13	-5365,79	-7077,50
22.2c	Summe der Differenz der kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-902,78	-2178,24	-3548,25	-4961,37	-6274,73
22.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			2914,34	5223,56	6075,14	6531,23	6803,32
22.3b	Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-659,97	-1329,85	-1844,31	-2215,05	-2481,91
22.3c	Summe der Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-644,48	-1289,27	-1757,11	-2084,07	-2290,03
23	Externe Kosten und Kosten der Verkehrsverlagerung- CDU/CSU/FDP								
23.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			13,29	10,26	7,58	6,22	4,31
23.1b	Differenz der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-0,89	-1,49	-2,71	-3,36	-4,85
23.1c	Summe der Differenz der direkten und der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			3,19	5,39	15,04	21,42	42,74
23.1d	Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			2,67	8,25	13,68	20,91	23,94
23.1e	Gesamtkostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			5,86	13,64	28,72	42,33	66,68
23.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			113,11	227,46	312,15	380,48	430,64
23.2b	Differenz der kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-2,91	-13,99	-36,30	-66,66	-109,65
23.2c	Summe der Differenz der kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			19,43	59,04	175,58	337,76	693,12
23.2d	Kumulierte Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			14,02	71,41	183,77	360,33	586,09
23.2e	Gesamte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			33,45	130,44	359,34	698,09	1279,21
23.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			81,34	139,75	169,01	184,91	192,84
23.3b	Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-1,94	-7,45	-14,95	-21,92	-28,56
23.3c	Summe der Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			13,55	33,13	72,25	109,06	163,31
23.3d	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			9,79	37,96	75,81	116,09	151,20
23.3e	Auf 1998 abdiskontierte gesamte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			23,34	71,09	148,06	225,15	314,52

Szenario Reporting Tabelle (1)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO) Variante 2 (Solare Vollversorgung)
Datum:	Mai 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
1	Demographische Rahmenannahmen									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio.	79,3	81,7	82,0	82,1	80,8	77,9	73,3	67,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	35,0	36,9	37,5	38,5	38,8	38,1	36,3	33,7
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m ²	2774	3005	3154	3733	4142	4231	4156	3972
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m ² / EW	35,0	36,8	38,5	45,5	51,3	54,3	56,7	58,6
1.5	Personenkilometer	Mrd.	856	927	941	1091	1138	1139	1100	1027
1.6	Personenverkehrs. pro Kopf	Pkm / EW	10798	11355	11479	13287	14086	14623	15005	15146
2	Ökonomische Rahmenannahmen									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. DM ₉₅	3272,1	3523,0	3670,0	4628,8	5471,4	6238,3	6941,2	7574,2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. DM ₉₅	845,6	699,8	770,0	1001,9	1223,1	1411,6	1582,8	1739,8
2.3	Erwerbstätige	Mio.			37,540	37,620	37,217	34,889	32,237	29,613
2.4	Tonnenkilometer	Mrd.	359	413	454	607	732	839	920	964
2.5	Güterverkehrs. / Industrieprod.	tkm / TDM ₉₅	424,8	590,2	590,1	606,2	598,8	594,5	581,2	554,3
3	Energiepreise									
3.1	Importpreis Rohöl	DM ₉₅ /GJ	7,94	4,63	4,06	6,96	8,43	9,91	11,38	12,85
3.2	Importpreis Erdgas	DM ₉₅ /GJ	5,61	3,98	4,26	5,55	6,89	8,22	9,56	10,90
3.3	Importpreis Steinkohle	DM ₉₅ /GJ	3,78	2,80	2,42	2,79	3,12	3,44	3,77	4,09
4	Endenergieverbrauch nach Energieträgern									
4.1	Kohlen	PJ	1546	632	489	385	356	322	232	129
4.2	Mineralölprodukte	PJ	3980	4340	4344	3891	3476	2215	931	25
4.3	Gase	PJ	1870	2261	2415	2586	2274	1710	744	145
4.4	Kernenergie	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Strom	PJ	1607	1649	1699	1714	1849	1805	1643	1495
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	383	366	311	362	424	714	973	925
4.7	Erneuerbare	PJ	55	109	186	359	573	1459	1998	2136
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	1	10	402	675
4.9	Summe	PJ	9441	9357	9444	9297	8955	8236	6924	5531
5	Endenergieverbrauch nach Sektoren									
5.1	Industrie	PJ	2977	2474	2397	2270	2145	1878	1511	1099
5.2	GHD	PJ	1702	1614	1576	1498	1480	1469	1395	1065
5.3	Haushalte	PJ	2383	2655	2779	2796	2765	2566	1965	1474
5.4	Verkehr	PJ	2379	2614	2692	2733	2565	2322	2053	1894
6	Netto-Stromverbrauch nach Sektoren									
6.1	Industrie	TWh	207,8	190,4	198,9	201,4	204,6	179,5	147,3	128,3
6.2	GHD	TWh	107,8	124,1	126,4	135,7	144,1	150,9	148,9	147,5
6.3	Haushalte	TWh	117,2	127,2	130,6	117,6	137,2	133,5	105,6	94,7
6.4	Verkehr	TWh	13,6	16,2	16,1	21,5	27,7	37,4	58,9	64,2
6.5	Endenergie	TWh	446,4	457,9	471,9	476,2	513,7	501,3	460,7	434,8
6.6	Umwandlung	TWh	34,6	14,7	15,5	7,6	3,9	27,0	80,8	97,8
6.7	Leitungsverluste	TWh	23,3	22,9	21,2	25,8	27,2	25,6	19,8	17,8
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	5,0	5,9	5,4	5,3	5,2	5,2	5,2	5,2
6.9	Summe	TWh	509,2	501,4	514,0	514,9	550,1	559,1	566,5	555,5
7	Netto-Stromerzeugung									
7.1	Steinkohle	TWh	130,9	134,8	140,0	111,4	81,2	24,4	13,3	0,0
7.2	Braunkohle	TWh	152,1	129,7	127,8	95,3	105,3	73,2	43,3	0,0
7.3	Heizöl	TWh	10,5	7,1	4,7	2,7	1,1	0,0	0,0	0,0
7.4	Erdgas	TWh	35,9	39,4	48,8	72,4	118,6	141,5	40,5	0,0
7.5	Kernenergie	TWh	144,6	145,8	153,0	146,5	79,0	0,0	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	TWh	19,5	23,7	22,6	23,4	26,0	27,7	29,2	29,2
7.7	Wind	TWh	0,1	1,5	4,5	31,5	54,2	109,0	128,8	137,2
7.8	Photovoltaik	TWh	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7	1,4	4,3	9,1
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	14,8	14,4	13,1	31,6	32,0	67,6	142,1	224,3

Szenario Reporting Tabelle (2)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO) Variante 2 (Solare Vollversorgung)
Datum:	Mai 2002
Basisjahr:	1998

Einheit		1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
		Absolutwerte								
7.10	Summe	TWh	508,4	496,4	514,5	514,9	498,1	444,9	401,5	399,8
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				69,3	99,2	120,8	175,5	183,1
8	Netto-Engpaßleistung									
8.1	Steinkohle	GW	31,2	31,0	30,7	20,2	14,2	8,9	2,0	1,2
8.2	Braunkohle	GW	26,2	22,0	19,0	14,7	15,2	10,5	8,5	0,2
8.3	Heizöl	GW	10,0	9,4	8,3	2,9	0,7	0,0	0,0	0,0
8.4	Erdgas	GW	16,7	19,7	20,4	21,3	27,8	29,1	23,6	7,4
8.5	Kernenergie	GW	24,1	22,8	22,3	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
8.6	Wasserkraft	GW	8,6	8,9	8,9	10,3	10,8	11,1	11,3	11,3
8.7	Wind	GW	0,0	1,1	2,7	19,0	27,9	49,4	56,6	58,3
8.8	Photovoltaik	GW	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	1,5	4,5	9,6
8.9	Andere Brennstoffe	GW	1,7	1,6	2,9	8,1	5,6	16,0	48,4	70,1
8.10	Summe	GW	118,5	116,5	115,2	116,4	113,5	126,5	154,9	158,2
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				25,1	29,0	32,9	62,8	67,3
9	Energieeinsatz zur Stromerzeugung									
9.1	Steinkohle	PJ	1270	1332	1365	979,6	679,7	207,9	121,4	0,0
9.2	Braunkohle	PJ	1795	1455	1346	921,3	843,1	542,6	308,5	0,0
9.3	Heizöl	PJ	109	72	66	26,7	11,6	0,0	0,0	0,0
9.4	Erdgas	PJ	332	341	389	474,7	731,3	840,9	245,3	0,0
9.5	Kernenergie	PJ	1663	1681	1763	1690,9	912,1	0,0	0,0	0,0
9.6	Wasserkraft	PJ	71	100	83	84,2	93,6	99,9	105,1	105,1
9.7	Wind	PJ	0	5	16	113,4	194,9	392,4	463,5	494,1
9.8	Photovoltaik	PJ	0	0	0	0,6	2,6	5,0	15,5	32,8
9.9	Andere Brennstoffe	PJ	168	162	190	294,1	302,4	553,0	1195,5	2120,7
9.10	Summe	PJ	5408	5148	5218	4585,7	3758,9	2641,6	2454,7	2752,7
10	KWK-Netto-Stromerzeugung									
10.1	Steinkohle	TWh				17,0	20,9	18,0	13,7	0,0
10.2	Braunkohle	TWh				1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
10.3	Mineralöle	TWh				1,1	0,7	0,0	0,0	0,0
10.4	Erdgas	TWh				25,0	58,2	49,0	39,0	0,0
10.5	Sonstige Gase	TWh				1,1	0,4	0,0	0,0	0,0
10.6	Kernenergie	TWh				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	TWh				5,4	5,8	5,7	5,3	4,9
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				18,0	13,2	48,3	117,5	178,2
10.9	Summe	TWh	0,0	0,0	0,0	69,3	99,2	120,8	175,5	183,1
11	Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken									
11.1	Steinkohle	PJ				198,4	233,8	173,3	131,5	0,0
11.2	Braunkohle	PJ				52,5	0,0	0,0	0,0	0,0
11.3	Mineralöle	PJ				21,1	14,9	0,0	0,0	0,0
11.4	Erdgas	PJ				254,9	519,4	403,5	317,5	0,0
11.5	Sonstige Gase	PJ				19,5	4,8	0,0	0,0	0,0
11.6	Kernenergie	PJ				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.7	Müll	PJ				165,3	179,3	174,0	161,8	150,4
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				230,9	167,2	762,9	1442,9	1838,0
11.9	Summe	PJ				942,6	1119,4	1513,7	2053,7	1988,4
12	Fernwärmeerzeugung									
12.1	Heizkraftwerke	PJ	214,1	250,2	277,5	275,9	330,5	635,4	887,4	842,6
12.2	Heizwerke	PJ	123,9	95,4	69,6	117,0	126,1	154,1	180,9	176,4
12.3	Abwärme	PJ	5,8	6,1	8,3	10,1	19,0	0,0	0,0	0,0
12.4	Summe (AGFW)	PJ	343,8	351,7	355,4	403,0	475,6	789,5	1068,4	1019,0
12.5	Übrige	PJ	104,6	64,9		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	Summe	PJ	448,4	416,6	355,4	403,0	475,6	789,5	1068,4	1019,0

Szenario Reporting Tabelle (3)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO) Variante 2 (Solare Vollversorgung)
Datum:	Mai 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
13a	Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)									
13a.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2059	1487	1115	543	357	154
13a.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	1062	919	583	336	10
13a.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5180	4737	3197	1794	797
13a.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	3197	3309	2662	1094	167
13a.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1764	1691	912	0	0	0
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	58	83	80	198	291	497	584	632
13a.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	283	786	933	2717	4086	5301
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	3	17	-2	0	187	411	594	561
13a.9	Summe	PJ	14916	14269	14521	13602	12404	10610	8845	7621
13b	Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)									
13b.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2059	1487	1115	543	357	154
13b.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	1062	919	583	336	10
13b.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5180	4737	3197	1794	797
13b.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	3197	3309	2662	1094	167
13b.5	Kernenergie	PJ	1446	1451	1522	1459	787	0	0	0
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	154	219	210	518	761	1300	1527	1653
13b.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	283	786	933	2717	4086	5301
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	8	46	-5	0	490	1075	1554	1466
13b.9	Summe	PJ	14796	14203	14406	13690	13051	12077	10747	9547
14	Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)									
14.1	Steinkohlen	PJ	179	416		1187	1115	543	357	154
14.2	Braunkohlen	PJ	-32	23		10	0	0	0	0
14.3	Mineralöle	PJ	4965	5422		5112	4694	3167	1794	797
14.4	Naturgase	PJ	1753	2222		2649	2875	2339	883	67
14.5	Kernenergie	PJ	1668	1682		1691	912	0	0	0
14.6	Importsaldo Strom	PJ	3	17		0	187	411	594	561
14.7	Wasserstoff	PJ	0	0		0	0	7	696	1291
14.8	Biokraftstoff	PJ	0	0		145	282	671	668	886
14.9	Summe	PJ	8536	9782	0	10794	10066	7138	4992	3755
15	Gewinnung im Inland									
15.1	Steinkohlen	PJ	2089	1595	1234	300	0	0	0	0
15.2	Braunkohlen	PJ	3142	1709	1483	1052	919	583	336	10
15.3	Mineralöle	PJ	156	126	123	68	43	30	0	0
15.4	Naturgase	PJ	589	635	660	548	434	323	211	100
15.5	Kernenergie	PJ	62	0	0	0	0	0	0	0
15.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	71	83	80	198	291	497	584	632
15.7	sonst. Erneuerbare	PJ	128	180	285	641	650	2040	2722	3124
15.8	Summe	PJ	6237	4328	3865	2807	2338	3472	3853	3866
16	CO2-Emissionen									
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	440,5	379,4	367,5	269,9	245,6	228,7	79,8	6,2
16.2	Industrie	Mio. t	169,7	127,1	118,4	103,2	91,7	74,5	46,8	22,1
16.3	Haushalte, GHD	Mio. t	218,7	197,5	198,6	185,4	170,1	106,0	35,5	0,7
16.4	Verkehr	Mio. t	158,0	172,6	176,7	169,9	146,1	96,9	36,3	1,4
16.5	Summe	Mio. t	986,8	876,5	861,1	728,4	653,4	506,1	198,4	30,4
17	CH4-Emissionen									
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	1556	1199	974	485	229	161	105	59
17.2	Industrie	kt	12	8	7	6	7	7	10	8
17.3	Haushalte, GHD	kt	127	64	50	29	27	21	10	4
17.4	Verkehr	kt	66	31	24	15	12	10	7	4
17.5	Summe	kt	1761	1302	1055	535	275	199	133	74

Szenario Reporting Tabelle (4)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO) Variante 2 (Solare Vollversorgung)
Datum:	Mai 2002
Basisjahr:	1998

Einheit		1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
18	N2O-Emissionen									
18.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	14	13	12	18	13	13	10	6
18.2	Industrie	kt	6	4	4	3	3	2	2	1
18.3	Haushalte, GHD	kt	6	5	5	5	4	3	1	0
18.4	Verkehr	kt	10	18	18	12	10	9	6	4
18.5	Summe	kt	37	40	40	38	30	27	19	11
19	THG- und Schadstoffemissionen									
19.1	THG-Emissionen	Mio. t CO2	1035,3	916,2	895,7	751,4	668,4	518,5	207,1	35,4
19.2	NOx-Emissionen	kt	2675	1952	1696	1429	1156	953	758	558
19.3	CO-Emissionen	kt	10511	6049	4762	2408	2082	1854	1364	999
19.4	NMVOE-Emissionen	kt	1908	844	594	225	202	179	129	95
19.5	Staub-Emissionen	kt	1312	170	123	157	119	46	42	28
19.6	SO2-Emissionen	kt	5095	1910	819	770	573	334	192	97
19.7	NH3-Emissionen	kt	17	21	22	4	4	4	3	2
20	Effizienz- und CO2-Indikatoren									
20.1a	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	174,74	177,09	165,67	153,51	136,20	120,66	112,40
20.1b	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	173,93	175,68	166,75	161,53	155,03	146,62	140,81
20.2a	BIP / PEV (WM)	DM ₉₅ / GJ	219,4	246,9	252,7	340,3	441,1	588,0	784,8	993,9
20.2b	BIP / PEV (SP)	DM ₉₅ / GJ	221,2	248,0	254,8	338,1	419,2	516,5	645,8	793,4
20.3a	PEV (WM) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,56	4,05	3,96	2,94	2,27	1,70	1,27	1,01
20.3b	PEV (SP) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,52	4,03	3,93	2,96	2,39	1,94	1,55	1,26
20.4	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	33,8	34,7	35,5	40,4	47,7	60,6	58,9	52,3
20.5	Industrieprod. / EEV Ind.	DM ₉₅ / GJ	284,0	282,9	321,2	441,3	570,2	751,7	1047,4	1583,7
20.6	EEV GHD / Erwerbstätigem	GJ / Pers.	k.A.	k.A.	42,0	39,8	39,8	42,1	43,3	36,0
20.7	EEV HH / m ²	MJ / m ²	859	883	881	749	668	606	473	371
20.8	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm		165		137	114	94	76	69
20.9	EEV GV / tkm	kJ / tkm		1792		1495	1309	1129	996	878
20.10	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	68,6	k.A.	79,4	81,2	67,3	56,4	49,3
20.11	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. DM ₉₅	49,3	35,2	0,0	61,8	83,1	100,9	153,0	207,1
20.12	Netto-Energieimporte (WM) // BIP	%	1,5	1,0	0,0	1,3	1,5	1,6	2,2	2,7
20.13	THG / BIP	g / TDM ₉₅	316,4	260,1	244,1	162,3	122,2	83,1	29,8	4,7
20.14	THG / Kopf	t / EW	13,1	11,2	10,9	9,2	8,3	6,7	2,8	0,5
20.15a	THG / PEV (WM)	t / GJ	69,4	64,2	61,7	55,2	53,9	48,9	23,4	4,6
20.15b	THG / PEV (SP)	t / GJ	70,0	64,5	62,2	54,9	51,2	42,9	19,3	3,7
20.16	CO2 / BIP	g / TDM ₉₅	301,6	248,8	234,6	157,4	119,4	81,1	28,6	4,0
20.17	CO2 / Kopf	t / EW	12,4	10,7	10,5	8,9	8,1	6,5	2,7	0,4
20.18a	CO2 / PEV (WM)	t / GJ	66,2	61,4	59,3	53,6	52,7	47,7	22,4	4,0
20.18b	CO2 / PEV (SP)	t / GJ	66,7	61,7	59,8	53,2	50,1	41,9	18,5	3,2
21	Weitere Indikatoren									
21.1	Radioaktive Abfälle mit hoher Wärmeentwicklung	m ³ /a	172,13	173,57	182,17	174,41	94,08	0,00	0,00	0,00
21.2	Radioaktive Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung	m ³ /a	1577,32	1590,52	1669,34	1598,19	862,07	0,00	0,00	0,00
21.3a	Kostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈				8,07	14,19	39,47	58,77	83,02
21.3b	Kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈				47,87	158,32	428,22	949,91	1720,98
21.3c	Auf 1998 abdiskontierte kumulier-te Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈				33,53	88,48	177,43	296,64	416,01
21.3d	Durchschnittliche Treibhausgas-Minderungskosten	Euro ₉₈ /t CO ₂ *				77,64	75,67	125,28	104,08	122,08

Szenario Reporting Tabelle (5)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO) Variante 2 (Solare Vollversorgung)
Datum:	Mai 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte									
22	Externe Kosten - SPD/Grüne								
22.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			528,98	382,75	200,19	180,91	161,01
22.1b	Differenz der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-130,11	-145,57	-169,34	-177,64	-183,06
22.1c	Summe der Differenz der direkten und der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-122,04	-131,38	-129,88	-118,86	-100,04
22.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			4067,30	8567,98	10978,71	12877,94	14574,62
22.2b	Differenz der kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-956,78	-2324,35	-3927,98	-5666,07	-7468,38
22.2c	Summe der Differenz der kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-908,91	-2166,03	-3499,76	-4716,17	-5747,40
22.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			2910,66	5214,76	6057,65	6498,22	6764,23
22.3b	Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-683,11	-1373,25	-1919,55	-2320,79	-2602,02
22.3c	Summe der Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-649,58	-1284,76	-1742,12	-2024,15	-2186,01
23	Externe Kosten und Kosten der Verkehrsverlagerung- CDU/CSU/FDP								
23.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			13,35	10,21	7,06	5,45	3,89
23.1b	Differenz der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-1,10	-2,03	-3,88	-4,72	-5,76
23.1c	Summe der Differenz der direkten und der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			6,96	12,16	35,58	54,06	77,26
23.1d	Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			2,67	8,25	13,68	20,91	23,94
23.1e	Gesamtkostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			9,63	20,41	49,26	74,97	101,20
23.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			112,89	226,78	309,26	370,99	416,64
23.2b	Differenz der kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-5,70	-20,35	-51,41	-94,89	-147,68
23.2c	Summe der Differenz der kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			42,16	137,97	376,81	855,02	1573,30
23.2d	Kumulierte Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			14,02	71,41	183,77	360,33	586,09
23.2e	Gesamte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			56,18	209,38	560,58	1215,35	2159,39
23.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			81,16	139,35	167,91	182,31	189,51
23.3b	Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-3,98	-11,24	-21,67	-31,66	-39,85
23.3c	Summe der Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			29,55	77,25	155,77	264,99	376,16
23.3d	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			9,79	37,96	75,81	116,09	151,20
23.3e	Auf 1998 abdiskontierte gesamte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			39,34	115,20	231,58	381,08	527,36

Szenario Reporting Tabelle (1)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO) Variante 3 (Schneller Ausstieg 10 Pf/kWh)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

Einheit		1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
		Absolutwerte								
1	Demographische Rahmenannahmen									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio.	79,3	81,7	82,0	82,1	80,8	77,9	73,3	67,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	35,0	36,9	37,5	38,5	38,8	38,1	36,3	33,7
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m ²	2774	3005	3154	3733	4142	4231	4156	3972
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m ² / EW	35,0	36,8	38,5	45,5	51,3	54,3	56,7	58,6
1.5	Personenkilometer	Mrd.	856	927	941	1091	1138	1139	1100	1027
1.6	Personenverkehrs. pro Kopf	Pkm / EW	10798	11355	11479	13287	14086	14623	15005	15146
2	Ökonomische Rahmenannahmen									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. DM ₉₅	3272,1	3523,0	3670,0	4628,8	5471,4	6238,3	6941,2	7574,2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. DM ₉₅	845,6	699,8	770,0	1001,9	1223,1	1411,6	1582,8	1739,8
2.3	Erwerbstätige	Mio.			37,540	37,620	37,217	34,889	32,237	29,613
2.4	Tonnenkilometer	Mrd.	359	413	454	607	732	839	920	964
2.5	Güterverkehrs. / Industrieprod.	tkm / TDM ₉₅	424,8	590,2	590,1	606,2	598,8	594,5	581,2	554,3
3	Energiepreise									
3.1	Importpreis Rohöl	DM ₉₅ /GJ	7,94	4,63	4,06	6,96	8,43	9,91	11,38	12,85
3.2	Importpreis Erdgas	DM ₉₅ /GJ	5,61	3,98	4,26	5,55	6,89	8,22	9,56	10,90
3.3	Importpreis Steinkohle	DM ₉₅ /GJ	3,78	2,80	2,42	2,79	3,12	3,44	3,77	4,09
4	Endenergieverbrauch nach Energieträgern									
4.1	Kohlen	PJ	1546	632	489	405	347	286	183	145
4.2	Mineralölprodukte	PJ	3980	4340	4344	3913	3447	2760	1868	1152
4.3	Gase	PJ	1870	2261	2415	2694	2520	2235	1563	690
4.4	Kernenergie	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Strom	PJ	1607	1649	1699	1762	1863	1832	1777	1564
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	383	366	311	365	434	557	800	853
4.7	Erneuerbare	PJ	55	109	186	357	568	815	1299	1424
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	1	10	20	81
4.9	Summe	PJ	9441	9357	9444	9496	9181	8493	7511	5909
5	Endenergieverbrauch nach Sektoren									
5.1	Industrie	PJ	2977	2474	2397	2477	2396	2210	1897	1532
5.2	GHD	PJ	1702	1614	1576	1494	1473	1467	1395	1057
5.3	Haushalte	PJ	2383	2655	2779	2788	2746	2465	2134	1653
5.4	Verkehr	PJ	2379	2614	2692	2737	2566	2351	2085	1667
6	Netto-Stromverbrauch nach Sektoren									
6.1	Industrie	TWh	207,8	190,4	198,9	218,4	227,5	215,0	192,3	154,8
6.2	GHD	TWh	107,8	124,1	126,4	135,8	143,3	148,9	146,8	137,7
6.3	Haushalte	TWh	117,2	127,2	130,6	114,2	119,0	107,5	98,6	78,6
6.4	Verkehr	TWh	13,6	16,2	16,1	21,2	27,7	37,4	56,0	63,4
6.5	Endenergie	TWh	446,4	457,9	471,9	489,6	517,5	508,8	493,7	434,4
6.6	Umwandlung	TWh	34,6	14,7	15,5	7,5	3,5	11,1	82,0	110,2
6.7	Leitungsverluste	TWh	23,3	22,9	21,2	25,9	26,3	25,5	21,9	18,8
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	5,0	5,9	5,4	5,3	5,2	5,2	5,2	5,2
6.9	Summe	TWh	509,2	501,4	514,0	528,4	552,5	550,6	602,9	568,6
7	Netto-Stromerzeugung									
7.1	Steinkohle	TWh	130,9	134,8	140,0	129,0	82,2	10,5	0,0	0,0
7.2	Braunkohle	TWh	152,1	129,7	127,8	95,8	28,8	0,0	0,0	0,0
7.3	Heizöl	TWh	10,5	7,1	4,7	2,7	1,1	0,0	0,0	0,0
7.4	Erdgas	TWh	35,9	39,4	48,8	214,2	304,2	342,4	264,0	162,2
7.5	Kernenergie	TWh	144,6	145,8	153,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7.6	Wasserkraft	TWh	19,5	23,7	22,6	23,4	24,8	25,3	25,5	25,7
7.7	Wind	TWh	0,1	1,5	4,5	31,5	58,0	70,9	127,0	137,2
7.8	Photovoltaik	TWh	0,0	0,0	0,0	0,3	0,7	1,4	4,3	9,1
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	14,8	14,4	13,1	31,4	23,3	42,1	97,7	135,4

Szenario Reporting Tabelle (2)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO) Variante 3 (Schneller Ausstieg 10 Pf/kWh)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

		Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
		Absolutwerte								
7.10	Summe	TWh	508,4	496,4	514,5	528,4	523,0	492,6	518,5	469,6
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				79,4	120,1	127,1	168,8	149,2
8	Netto-Engpaßleistung									
8.1	Steinkohle	GW	31,2	31,0	30,7	23,1	16,6	7,3	0,3	0,0
8.2	Braunkohle	GW	26,2	22,0	19,0	14,8	6,8	0,6	0,0	0,0
8.3	Heizöl	GW	10,0	9,4	8,3	2,9	0,7	0,0	0,0	0,0
8.4	Erdgas	GW	16,7	19,7	20,4	41,5	57,4	58,0	47,7	27,8
8.5	Kernenergie	GW	24,1	22,8	22,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8.6	Wasserkraft	GW	8,6	8,9	8,9	10,3	10,5	10,6	10,7	10,7
8.7	Wind	GW	0,0	1,1	2,7	19,0	30,2	29,4	55,4	58,3
8.8	Photovoltaik	GW	0,0	0,0	0,0	0,4	0,8	1,5	4,5	9,6
8.9	Andere Brennstoffe	GW	1,7	1,6	2,9	7,6	4,7	11,4	34,1	39,7
8.10	Summe	GW	118,5	116,5	115,2	119,6	127,7	118,8	152,6	146,2
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				27,6	36,7	37,8	59,3	47,8
9	Energieeinsatz zur Stromerzeugung									
9.1	Steinkohle	PJ	1270	1332	1365	1108,2	672,2	106,0	31,0	0,0
9.2	Braunkohle	PJ	1795	1455	1346	924,8	254,5	0,0	0,0	0,0
9.3	Heizöl	PJ	109	72	66	26,5	11,6	0,0	0,0	0,0
9.4	Erdgas	PJ	332	341	389	1326,9	1854,4	2057,5	1547,2	933,6
9.5	Kernenergie	PJ	1663	1681	1763	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9.6	Wasserkraft	PJ	71	100	83	84,2	89,3	91,1	91,8	92,5
9.7	Wind	PJ	0	5	16	113,4	208,8	255,3	457,2	494,1
9.8	Photovoltaik	PJ	0	0	0	1,2	2,6	5,0	15,5	32,8
9.9	Andere Brennstoffe	PJ	168	162	190	288,9	205,4	333,6	753,8	1443,4
9.10	Summe	PJ	5408	5148	5218	3874,2	3299,0	2848,4	2896,5	2996,4
10	KWK-Netto-Stromerzeugung									
10.1	Steinkohle	TWh				18,6	19,3	11,0	0,0	0,0
10.2	Braunkohle	TWh				1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
10.3	Mineralöle	TWh				1,1	0,7	0,0	0,0	0,0
10.4	Erdgas	TWh				33,6	84,1	83,0	88,2	53,3
10.5	Sonstige Gase	TWh				1,1	0,4	0,0	0,0	0,0
10.6	Kernenergie	TWh				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.7	Müll	TWh				5,4	5,8	5,7	5,3	4,9
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				17,6	9,8	27,5	75,4	91,0
10.9	Summe	TWh	0,0	0,0	0,0	79,4	120,1	127,1	168,8	149,2
11	Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken									
11.1	Steinkohle	PJ				215,8	217,3	105,8	0,0	0,0
11.2	Braunkohle	PJ				52,5	0,0	0,0	0,0	0,0
11.3	Mineralöle	PJ				21,1	14,9	0,0	0,0	0,0
11.4	Erdgas	PJ				330,5	735,8	686,4	736,9	475,6
11.5	Sonstige Gase	PJ				19,5	4,8	0,0	0,0	0,0
11.6	Kernenergie	PJ				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.7	Müll	PJ				165,0	179,3	174,0	161,8	150,4
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				230,6	130,8	408,4	989,4	1264,5
11.9	Summe	PJ				1035,0	1282,9	1374,7	1888,1	1890,5
12	Fernwärmeerzeugung									
12.1	Heizkraftwerke	PJ	214,1	250,2	277,5	274,5	375,9	494,4	714,1	762,5
12.2	Heizwerke	PJ	123,9	95,4	69,6	118,5	93,1	117,6	155,0	171,4
12.3	Abwärme	PJ	5,8	6,1	8,3	13,7	15,8	0,0	0,0	0,0
12.4	Summe (AGFW)	PJ	343,8	351,7	355,4	406,8	484,9	612,0	869,1	923,9
12.5	Übrige	PJ	104,6	64,9		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	Summe	PJ	448,4	416,6	355,4	406,8	484,9	612,0	869,1	923,9

Szenario Reporting Tabelle (3)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO) Variante 3 (Schneller Ausstieg 10 Pf/kWh)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050		
Absolutwerte										
13a	Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)									
13a.1	PJ	2306	2060	2059	1633	1098	413	236	161	
13a.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	1063	327	38	28	21
13a.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5205	4710	3959	2815	2427
13a.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	4136	4648	4592	3428	1794
13a.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1764	0	0	0	0	0
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	58	83	80	199	301	351	565	619
13a.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	283	793	900	1420	2412	3441
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	3	17	-2	0	106	209	304	356
13a.9	Summe	PJ	14916	14269	14521	13028	12090	10982	9787	8821
13b	Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)									
13b.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2059	1633	1098	413	236	161
13b.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	1063	327	38	28	21
13b.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5205	4710	3959	2815	2427
13b.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	4136	4648	4592	3428	1794
13b.5	Kernenergie	PJ	1446	1451	1522	0	0	0	0	0
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	154	219	210	520	786	919	1476	1620
13b.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	283	793	900	1420	2412	3441
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	8	46	-5	0	277	546	794	932
13b.9	Summe	PJ	14796	14203	14406	13350	12747	11887	11189	10396
14	Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)									
14.1	Steinkohlen	PJ	179	416		1333	1098	413	236	161
14.2	Braunkohlen	PJ	-32	23		10	0	0	0	0
14.3	Mineralöle	PJ	4965	5422		5137	4667	3929	2815	2427
14.4	Naturgase	PJ	1753	2222		3588	4214	4269	3217	1694
14.5	Kernenergie	PJ	1668	1682		0	0	0	0	0
14.6	Importsaldo Strom	PJ	3	17		0	106	209	304	356
14.7	Wasserstoff	PJ	0	0		0	0	0	0	0
14.8	Biokraftstoff	PJ	0	0		149	282	383	375	365
14.9	Summe	PJ	8536	9782	0	10217	10368	9202	6947	5004
15	Gewinnung im Inland									
15.1	Steinkohlen	PJ	2089	1595	1234	300	0	0	0	0
15.2	Braunkohlen	PJ	3142	1709	1483	1053	327	38	28	21
15.3	Mineralöle	PJ	156	126	123	68	43	30	0	0
15.4	Naturgase	PJ	589	635	660	548	434	323	211	100
15.5	Kernenergie	PJ	62	0	0	0	0	0	0	0
15.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	71	83	80	199	301	351	565	619
15.7	sonst. Erneuerbare	PJ	128	180	285	644	617	1038	2037	3076
15.8	Summe	PJ	6237	4328	3865	2811	1722	1780	2841	3816
16	CO2-Emissionen									
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	440,5	379,4	367,5	326,8	240,4	158,8	127,3	56,6
16.2	Industrie	Mio. t	169,7	127,1	118,4	112,1	100,0	88,8	67,0	39,6
16.3	Haushalte, GHD	Mio. t	218,7	197,5	198,6	185,5	171,4	137,9	63,0	28,4
16.4	Verkehr	Mio. t	158,0	172,6	176,7	170,0	146,1	120,2	95,7	75,7
16.5	Summe	Mio. t	986,8	876,5	861,1	794,4	657,9	505,8	352,9	200,3
17	CH4-Emissionen									
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	1556	1199	974	489	236	182	141	88
17.2	Industrie	kt	12	8	7	6	8	7	6	2
17.3	Haushalte, GHD	kt	127	64	50	29	28	24	16	7
17.4	Verkehr	kt	66	31	24	15	12	11	9	7
17.5	Summe	kt	1761	1302	1055	538	284	224	173	105

Szenario Reporting Tabelle (4)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO) Variante 3 (Schneller Ausstieg 10 Pf/kWh)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

		Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
		Absolutwerte								
18	N2O-Emissionen									
18.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	14	13	12	19	12	8	7	8
18.2	Industrie	kt	6	4	4	3	3	3	2	1
18.3	Haushalte, GHD	kt	6	5	5	5	4	4	2	1
18.4	Verkehr	kt	10	18	18	12	10	9	7	5
18.5	Summe	kt	37	40	40	39	29	23	19	15
19	THG- und Schadstoffemissionen									
19.1	THG-Emissionen	Mio. t CO2	1035,3	916,2	895,7	817,9	672,9	517,6	362,3	207,1
19.2	NOx-Emissionen	kt	2675	1952	1696	1513	1225	1027	828	655
19.3	CO-Emissionen	kt	10511	6049	4762	2439	2096	1807	1497	1219
19.4	NMVOE-Emissionen	kt	1908	844	594	226	202	183	156	129
19.5	Staub-Emissionen	kt	1312	170	123	159	73	34	29	20
19.6	SO2-Emissionen	kt	5095	1910	819	797	577	392	314	118
19.7	NH3-Emissionen	kt	17	21	22	5	4	4	3	3
20	Effizienz- und CO2-Indikatoren									
20.1a	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	174,74	177,09	158,69	149,63	140,98	133,52	130,10
20.1b	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	173,93	175,68	162,60	157,76	152,59	152,65	153,34
20.2a	BIP / PEV (WM)	DM ₉₅ / GJ	219,4	246,9	252,7	355,3	452,6	568,0	709,2	858,7
20.2b	BIP / PEV (SP)	DM ₉₅ / GJ	221,2	248,0	254,8	346,7	429,2	524,8	620,3	728,5
20.3a	PEV (WM) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,56	4,05	3,96	2,81	2,21	1,76	1,41	1,16
20.3b	PEV (SP) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,52	4,03	3,93	2,88	2,33	1,91	1,61	1,37
20.4	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	33,8	34,7	35,5	49,1	57,1	62,3	64,4	56,4
20.5	Industrieprod. / EEV Ind.	DM ₉₅ / GJ	284,0	282,9	321,2	404,6	510,4	638,8	834,2	1135,3
20.6	EEV GHD / Erwerbstätigem	GJ / Pers.	k.A.	k.A.	42,0	39,7	39,6	42,1	43,3	35,7
20.7	EEV HH / m ²	MJ / m ²	859	883	881	747	663	583	513	416
20.8	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm		165		138	114	94	76	58
20.9	EEV GV / tkm	kJ / tkm		1792		1496	1310	1159	1028	816
20.10	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	68,6	k.A.	78,4	85,8	83,8	71,0	56,7
20.11	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. DM ₉₅	49,3	35,2	0,0	66,0	88,4	100,0	90,0	77,4
20.12	Netto-Energieimporte (WM) / BIP	%	1,5	1,0	0,0	1,4	1,6	1,6	1,3	1,0
20.13	THG / BIP	g / TDM ₉₅	316,4	260,1	244,1	176,7	123,0	83,0	52,2	27,3
20.14	THG / Kopf	t / EW	13,1	11,2	10,9	10,0	8,3	6,6	4,9	3,1
20.15a	THG / PEV (WM)	t / GJ	69,4	64,2	61,7	62,8	55,7	47,1	37,0	23,5
20.15b	THG / PEV (SP)	t / GJ	70,0	64,5	62,2	61,3	52,8	43,5	32,4	19,9
20.16	CO2 / BIP	g / TDM ₉₅	301,6	248,8	234,6	171,6	120,2	81,1	50,8	26,4
20.17	CO2 / Kopf	t / EW	12,4	10,7	10,5	9,7	8,1	6,5	4,8	3,0
20.18a	CO2 / PEV (WM)	t / GJ	66,2	61,4	59,3	61,0	54,4	46,1	36,1	22,7
20.18b	CO2 / PEV (SP)	t / GJ	66,7	61,7	59,8	59,5	51,6	42,5	31,5	19,3
21	Weitere Indikatoren									
21.1	Radioaktive Abfälle mit hoher Wärmeentwicklung	m ³ /a	172,13	173,57	182,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21.2	Radioaktive Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung	m ³ /a	1577,32	1590,52	1669,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21.3a	Kostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈				6,12	6,70	13,66	19,10	41,73
21.3b	Kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈				37,77	96,73	198,04	344,19	674,90
21.3c	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈				26,57	56,20	90,08	123,30	173,60
21.3d	Durchschnittliche Treibhausgas-Minderungskosten	Euro ₉₈ /t CO ₂ *				163,61	36,59	43,24	46,63	82,09

Szenario Reporting Tabelle (5)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO) Variante 3 (Schneller Ausstieg 10 Pf/kWh)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte									
22	Externe Kosten - SPD/Grüne								
22.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			234,40	221,09	204,56	187,92	164,59
22.1b	Differenz der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-424,69	-307,24	-164,98	-170,62	-179,48
22.1c	Summe der Differenz der direkten und der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-418,57	-300,54	-151,32	-151,53	-137,75
22.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			1770,89	4044,15	6157,96	8116,86	9851,55
22.2b	Differenz der kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-3253,19	-6848,17	-8748,73	-10427,15	-12191,45
22.2c	Summe der Differenz der kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-3215,42	-6751,44	-8550,69	-10082,96	-11516,55
22.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			1266,15	2420,00	3145,22	3599,40	3871,48
22.3b	Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-2327,62	-4168,01	-4831,98	-5219,61	-5494,76
22.3c	Summe der Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-2301,05	-4111,81	-4741,90	-5096,31	-5321,17
23	Externe Kosten und Kosten der Verkehrsverlagerung- CDU/CSU/FDP								
23.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			12,76	9,91	7,21	5,93	4,15
23.1b	Differenz der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-1,69	-2,34	-3,74	-4,24	-5,49
23.1c	Summe der Differenz der direkten und der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			4,42	4,36	9,92	14,86	36,24
23.1d	Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			2,67	8,25	13,68	20,91	23,94
23.1e	Gesamtkostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			7,09	12,61	23,60	35,77	60,18
23.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			111,09	221,26	304,65	372,11	421,94
23.2b	Differenz der kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-7,51	-25,86	-56,03	-93,78	-142,38
23.2c	Summe der Differenz der kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			30,26	70,87	142,01	250,41	532,53
23.2d	Kumulierte Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			13,68	71,07	183,43	360,00	585,75
23.2e	Gesamte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			43,94	141,93	325,44	610,41	1118,28
23.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			79,88	136,25	165,02	180,72	188,59
23.3b	Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-5,26	-14,34	-24,56	-33,24	-40,77
23.3c	Summe der Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			21,31	41,86	65,53	90,06	132,83
23.3d	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			9,54	37,70	75,56	115,84	150,95
23.3e	Auf 1998 abdiskontierte gesamte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			30,85	79,56	141,08	205,90	283,78

Szenario Reporting Tabelle (1)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
1	Demographische Rahmenannahmen									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio.	79,3	81,7	82,0	82,1	80,8	77,9	73,3	67,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	35,0	36,9	37,5	38,5	38,8	38,1	36,3	33,7
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m ²	2774	3005	3154	3733	4142	4231	4156	3972
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m ² / EW	35,0	36,8	38,5	45,5	51,3	54,3	56,7	58,6
1.5	Personenkilometer	Mrd.	856	927	941	1091	1138	1139	1100	1027
1.6	Personenverkehrs. pro Kopf	Pkm / EW	10798	11355	11479	13287	14086	14623	15005	15146
2	Ökonomische Rahmenannahmen									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. DM ₉₅	3272,1	3523,0	3670,0	4628,8	5471,4	6238,3	6941,2	7574,2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. DM ₉₅	845,6	699,8	770,0	1001,9	1223,1	1411,6	1582,8	1739,8
2.3	Erwerbstätige	Mio.			37,540	37,620	37,217	34,889	32,237	29,613
2.4	Tonnenkilometer	Mrd.	359	413	454	607	732	839	920	964
2.5	Güterverkehrs. / Industrieprod.	tkm / TDM ₉₅	424,8	590,2	590,1	606,2	598,8	594,5	581,2	554,3
3	Energiepreise									
3.1	Importpreis Rohöl	DM ₉₅ /GJ	7,94	4,63	4,06	6,96	8,43	9,91	11,38	12,85
3.2	Importpreis Erdgas	DM ₉₅ /GJ	5,61	3,98	4,26	5,55	6,89	8,22	9,56	10,90
3.3	Importpreis Steinkohle	DM ₉₅ /GJ	3,78	2,80	2,42	2,79	3,12	3,44	3,77	4,09
4	Endenergieverbrauch nach Energieträgern									
4.1	Kohlen	PJ	1546	632	489	412	381	340	247	154
4.2	Mineralölprodukte	PJ	3980	4340	4344	4137	3886	3457	2586	1715
4.3	Gase	PJ	1870	2261	2415	2672	2558	2370	1567	764
4.4	Kernenergie	PJ	0	0	0	0	0	38	86	134
4.5	Strom	PJ	1607	1649	1699	1777	1922	2020	2324	2628
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	383	366	311	390	384	363	562	761
4.7	Erneuerbare	PJ	55	109	186	224	273	294	680	1065
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	5	6	7
4.9	Summe	PJ	9441	9357	9444	9612	9404	8886	8058	7229
5	Endenergieverbrauch nach Sektoren									
5.1	Industrie	PJ	2977	2474	2397	2498	2459	2381	2203	2026
5.2	GHD	PJ	1702	1614	1576	1498	1471	1461	1368	1275
5.3	Haushalte	PJ	2383	2655	2779	2791	2748	2447	2131	1814
5.4	Verkehr	PJ	2379	2614	2692	2825	2726	2598	2356	2115
6	Netto-Stromverbrauch nach Sektoren									
6.1	Industrie	TWh	207,8	190,4	198,9	220,1	232,9	237,4	292,8	348,1
6.2	GHD	TWh	107,8	124,1	126,4	136,2	144,0	157,1	166,0	174,9
6.3	Haushalte	TWh	117,2	127,2	130,6	119,0	135,4	139,9	141,9	143,8
6.4	Verkehr	TWh	13,6	16,2	16,1	18,3	21,7	26,6	44,9	63,2
6.5	Endenergie	TWh	446,4	457,9	471,9	493,6	534,0	561,0	645,6	730,1
6.6	Umwandlung	TWh	34,6	14,7	15,5	6,8	3,3	3,2	12,3	21,4
6.7	Leitungsverluste	TWh	23,3	22,9	21,2	26,4	29,1	31,6	36,0	40,5
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	5,0	5,9	5,4	5,3	5,3	7,8	8,1	8,4
6.9	Summe	TWh	509,2	501,4	514,0	532,0	571,8	603,6	702,0	800,3
7	Netto-Stromerzeugung									
7.1	Steinkohle	TWh	130,9	134,8	140,0	161,2	132,5	48,6	24,3	0,0
7.2	Braunkohle	TWh	152,1	129,7	127,8	45,8	19,7	9,7	4,9	0,0
7.3	Heizöl	TWh	10,5	7,1	4,7	3,8	1,1	0,0	0,0	0,0
7.4	Erdgas	TWh	35,9	39,4	48,8	81,2	79,5	40,0	22,3	4,6
7.5	Kernenergie	TWh	144,6	145,8	153,0	158,3	267,1	424,2	541,6	659,0
7.6	Wasserkraft	TWh	19,5	23,7	22,6	23,4	23,5	25,3	25,5	25,7
7.7	Wind	TWh	0,1	1,5	4,5	31,5	26,8	26,8	33,3	39,8
7.8	Photovoltaik	TWh	0,0	0,0	0,0	0,3	0,7	0,7	0,7	0,6
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	14,8	14,4	13,1	26,5	20,9	28,2	49,5	70,7

Szenario Reporting Tabelle (2)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

		Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
		Absolutwerte								
7.10	Summe	TWh	508,4	496,4	514,5	532,0	571,8	603,6	702,0	800,3
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				80,6	94,5	78,5	93,5	108,5
8	Netto-Engpaßleistung									
8.1	Steinkohle	GW	31,2	31,0	30,7	25,3	19,7	13,8	7,0	0,1
8.2	Braunkohle	GW	26,2	22,0	19,0	14,8	6,8	2,5	1,2	0,0
8.3	Heizöl	GW	10,0	9,4	8,3	3,3	1,3	0,0	0,0	0,0
8.4	Erdgas	GW	16,7	19,7	20,4	25,2	25,6	17,2	9,4	1,7
8.5	Kernenergie	GW	24,1	22,8	22,3	21,3	35,5	58,4	75,1	91,8
8.6	Wasserkraft	GW	8,6	8,9	8,9	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
8.7	Wind	GW	0,0	1,1	2,7	19,0	14,7	14,1	15,5	16,9
8.8	Photovoltaik	GW	0,0	0,0	0,0	0,4	0,8	0,8	0,7	0,7
8.9	Andere Brennstoffe	GW	1,7	1,6	2,9	6,9	4,6	6,3	11,8	17,3
8.10	Summe	GW	118,5	116,5	115,2	126,4	119,3	123,4	131,1	138,8
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				27,1	28,4	28,7	30,1	31,5
9	Energieeinsatz zur Stromerzeugung									
9.1	Steinkohle	PJ	1270	1332	1365	1364,3	1079,7	398,1	199,0	0,0
9.2	Braunkohle	PJ	1795	1455	1346	435,4	170,6	79,0	39,5	0,0
9.3	Heizöl	PJ	109	72	66	36,6	11,7	0,0	0,0	0,0
9.4	Erdgas	PJ	332	341	389	553,5	502,0	248,8	136,3	23,9
9.5	Kernenergie	PJ	1663	1681	1763	1827,6	2936,0	4486,4	5553,8	6621,1
9.6	Wasserkraft	PJ	71	100	83	84,2	84,5	91,1	91,8	92,5
9.7	Wind	PJ	0	5	16	113,4	96,3	96,3	119,8	143,2
9.8	Photovoltaik	PJ	0	0	0	1,2	2,6	2,6	2,4	2,2
9.9	Andere Brennstoffe	PJ	168	162	190	242,7	182,5	234,0	580,7	927,5
9.10	Summe	PJ	5408	5148	5218	4659,0	5065,9	5636,4	6723,5	7810,5
10	KWK-Netto-Stromerzeugung									
10.1	Steinkohle	TWh				20,8	23,3	17,5	8,7	0,0
10.2	Braunkohle	TWh				1,7	0,0	0,0	0,0	0,0
10.3	Mineralöle	TWh				2,3	0,7	0,0	0,0	0,0
10.4	Erdgas	TWh				36,9	57,7	38,4	20,1	1,9
10.5	Sonstige Gase	TWh				1,0	0,4	0,0	0,0	0,0
10.6	Kernenergie	TWh				0,0	0,0	6,0	38,9	71,8
10.7	Müll	TWh				5,4	5,8	5,7	5,3	4,9
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				12,5	6,6	11,0	20,5	29,9
10.9	Summe	TWh	0,0	0,0	0,0	80,6	94,5	78,5	93,5	108,5
11	Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken									
11.1	Steinkohle	PJ				260,0	260,0	171,4	85,7	0,0
11.2	Braunkohle	PJ				46,9	0,0	0,0	0,0	0,0
11.3	Mineralöle	PJ				41,0	14,9	0,0	0,0	0,0
11.4	Erdgas	PJ				400,1	524,6	325,6	178,3	31,1
11.5	Sonstige Gase	PJ				19,4	4,8	0,0	0,0	0,0
11.6	Kernenergie	PJ				0,0	0,0	75,6	492,6	909,6
11.7	Müll	PJ				165,3	179,3	174,0	162,2	150,4
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				177,0	76,0	244,9	431,4	618,0
11.9	Summe	PJ				1109,7	1059,6	991,4	1350,2	1709,1
12	Fernwärmeerzeugung									
12.1	Heizkraftwerke	PJ	214,1	250,2	277,5	338,7	298,9	282,0	472,7	663,4
12.2	Heizwerke	PJ	123,9	95,4	69,6	101,3	133,1	125,1	143,5	162,0
12.3	Abwärme	PJ	5,8	6,1	8,3	0,0	0,7	0,0	9,8	19,5
12.4	Summe (AGFW)	PJ	343,8	351,7	355,4	440,0	432,7	407,1	626,0	844,9
12.5	Übrige	PJ	104,6	64,9		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	Summe	PJ	448,4	416,6	355,4	440,0	432,7	407,1	626,0	844,9

Szenario Reporting Tabelle (3)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
13a	Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)									
13a.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2059	1913	1551	756	464	172
13a.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	570	245	126	73	20
13a.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5469	5148	4656	3753	2850
13a.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	3372	3376	2917	1942	968
13a.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1764	1828	2936	4514	5732	6950
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	58	83	80	199	183	190	214	238
13a.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	283	597	540	729	1574	2419
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	3	17	-2	0	0	0	0	0
13a.9	Summe	PJ	14916	14269	14521	13947	13980	13889	13752	13616
13b	Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)									
13b.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2059	1913	1551	756	464	172
13b.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	570	245	126	73	20
13b.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5469	5148	4656	3753	2850
13b.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	3372	3376	2917	1942	968
13b.5	Kernenergie	PJ	1446	1451	1522	1577	2534	3895	4946	5997
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	154	219	210	520	480	497	560	622
13b.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	283	597	540	729	1574	2419
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	8	46	-5	0	0	0	0	0
13b.9	Summe	PJ	14796	14203	14406	14018	13874	13577	13312	13048
14	Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)									
14.1	Steinkohlen	PJ	179	416		1613	1551	756	464	172
14.2	Braunkohlen	PJ	-32	23		10	0	0	0	0
14.3	Mineralöle	PJ	4965	5422		5401	5105	4626	3753	2850
14.4	Naturgase	PJ	1753	2222		2824	2942	2594	1731	868
14.5	Kernenergie	PJ	1668	1682		1828	2936	4514	5732	6950
14.6	Importsaldo Strom	PJ	3	17		0	0	0	0	0
14.7	Wasserstoff	PJ	0	0		0	0	0	0	0
14.8	Biokraftstoff	PJ	0	0		6	10	14	193	373
14.9	Summe	PJ	8536	9782	0	11681	12545	12505	11873	11212
15	Gewinnung im Inland									
15.1	Steinkohlen	PJ	2089	1595	1234	300	0	0	0	0
15.2	Braunkohlen	PJ	3142	1709	1483	560	245	126	73	20
15.3	Mineralöle	PJ	156	126	123	68	43	30	0	0
15.4	Naturgase	PJ	589	635	660	548	434	323	211	100
15.5	Kernenergie	PJ	62	0	0	0	0	0	0	0
15.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	71	83	80	199	183	190	214	238
15.7	sonst. Erneuerbare	PJ	128	180	285	591	530	715	1381	2046
15.8	Summe	PJ	6237	4328	3865	2266	1436	1384	1879	2404
16	CO2-Emissionen									
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	440,5	379,4	367,5	261,0	197,0	96,7	54,7	12,7
16.2	Industrie	Mio. t	169,7	127,1	118,4	113,2	103,8	93,3	59,6	26,0
16.3	Haushalte, GHD	Mio. t	218,7	197,5	198,6	182,6	171,8	146,8	98,4	50,1
16.4	Verkehr	Mio. t	158,0	172,6	176,7	187,8	179,7	168,9	140,2	111,5
16.5	Summe	Mio. t	986,8	876,5	861,1	744,5	652,4	505,6	352,9	200,2
17	CH4-Emissionen									
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	1556	1199	974	484	236	184	139	94
17.2	Industrie	kt	12	8	7	7	8	8	5	2
17.3	Haushalte, GHD	kt	127	64	50	29	28	25	17	10
17.4	Verkehr	kt	66	31	24	15	13	12	10	8
17.5	Summe	kt	1761	1302	1055	535	285	229	171	113

Szenario Reporting Tabelle (4)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

Einheit		1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
		Absolutwerte								
18	N2O-Emissionen									
18.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	14	13	12	20	14	6	5	
18.2	Industrie	kt	6	4	4	3	3	3	2	
18.3	Haushalte, GHD	kt	6	5	5	5	4	4	3	
18.4	Verkehr	kt	10	18	18	13	11	11	9	
18.5	Summe	kt	37	40	40	40	33	23	19	
19	THG- und Schadstoffemissionen									
19.1	THG-Emissionen	Mio. t CO2	1035,3	916,2	895,7	768,3	668,7	517,6	362,4	
19.2	NOx-Emissionen	kt	2675	1952	1696	1487	1214	958	724	
19.3	CO-Emissionen	kt	10511	6049	4762	2476	2194	1930	1606	
19.4	NMVOE-Emissionen	kt	1908	844	594	233	215	200	170	
19.5	Staub-Emissionen	kt	1312	170	123	89	67	42	31	
19.6	SO2-Emissionen	kt	5095	1910	819	845	629	474	296	
19.7	NH3-Emissionen	kt	17	21	22	4	4	4	3	
20	Effizienz- und CO2-Indikatoren									
20.1a	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	174,74	177,09	169,88	173,02	178,29	187,62	
20.1b	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	173,93	175,68	170,74	171,71	174,29	181,61	
20.2a	BIP / PEV (WM)	DM ₉₅ / GJ	219,4	246,9	252,7	331,9	391,4	449,2	504,7	
20.2b	BIP / PEV (SP)	DM ₉₅ / GJ	221,2	248,0	254,8	330,2	394,4	459,5	521,4	
20.3a	PEV (WM) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,56	4,05	3,96	3,01	2,56	2,23	1,98	
20.3b	PEV (SP) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,52	4,03	3,93	3,03	2,54	2,18	1,92	
20.4	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	33,8	34,7	35,5	41,1	40,6	38,6	37,6	
20.5	Industrieprod. / EEV Ind.	DM ₉₅ / GJ	284,0	282,9	321,2	401,1	497,4	593,0	718,4	
20.6	EEV GHD / Erwerbstätigem	GJ / Pers.	k.A.	k.A.	42,0	39,8	39,5	41,9	42,4	
20.7	EEV HH / m ²	MJ / m ²	859	883	881	748	663	578	513	
20.8	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm		165	165	141	121	104	88	
20.9	EEV GV / tkm	kJ / tkm		1792	1749	1563	1403	1280	1133	
20.10	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	68,6	k.A.	83,8	89,7	90,0	86,3	
20.11	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. DM ₉₅	49,3	35,2	0,0	57,6	69,2	73,0	76,8	
20.12	Netto-Energieimporte (WM) // BIP	%	1,5	1,0	0,0	1,2	1,3	1,2	1,1	
20.13	THG / BIP	g / TDM ₉₅	316,4	260,1	244,1	166,0	122,2	83,0	52,2	
20.14	THG / Kopf	t / EW	13,1	11,2	10,9	9,4	8,3	6,6	4,9	
20.15a	THG / PEV (WM)	t / GJ	69,4	64,2	61,7	55,1	47,8	37,3	26,4	
20.15b	THG / PEV (SP)	t / GJ	70,0	64,5	62,2	54,8	48,2	38,1	27,2	
20.16	CO2 / BIP	g / TDM ₉₅	301,6	248,8	234,6	160,9	119,2	81,1	50,8	
20.17	CO2 / Kopf	t / EW	12,4	10,7	10,5	9,1	8,1	6,5	4,8	
20.18a	CO2 / PEV (WM)	t / GJ	66,2	61,4	59,3	53,4	46,7	36,4	25,7	
20.18b	CO2 / PEV (SP)	t / GJ	66,7	61,7	59,8	53,1	47,0	37,2	26,5	
21	Weitere Indikatoren									
21.1	Radioaktive Abfälle mit hoher Wärmeentwicklung	m ³ /a	172,13	173,57	182,17	188,50	317,93	505,06	644,77	
21.2	Radioaktive Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung	m ³ /a	1577,32	1590,52	1669,34	1727,35	2913,38	4628,12	5908,36	
21.3a	Kostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈				-1,27	-5,29	-7,05	-10,49	
21.3b	Kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈				-6,87	-50,46	-120,74	-219,76	
21.3c	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈				-4,84	-26,50	-50,47	-73,17	
21.3d	Durchschnittliche Treibhausgas-Minderungskosten	Euro ₉₈ /t CO ₂ *				-14,59	-28,27	-22,32	-25,61	

Szenario Reporting Tabelle (5)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte									
22	Externe Kosten - SPD/Grüne								
22.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			558,24	776,72	1088,77	1190,51	1531,58
22.1b	Differenz der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-100,85	248,40	719,23	831,96	1187,51
22.1c	Summe der Differenz der direkten und der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-102,12	243,10	712,18	821,48	1177,75
22.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			4196,25	11015,22	20438,56	31988,46	45547,57
22.2b	Differenz der kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-827,83	122,89	5531,87	13444,45	23504,56
22.2c	Summe der Differenz der kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-834,69	72,43	5411,13	13224,70	23170,48
22.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			2999,46	6418,55	9608,82	12272,04	14372,15
22.3b	Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-594,31	-169,46	1631,62	3453,04	5005,90
22.3c	Summe der Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-599,15	-195,96	1581,15	3379,86	4914,69
23	Externe Kosten und Kosten der Verkehrsverlagerung- CDU/CSU/FDP								
23.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			13,35	11,12	9,83	8,88	7,00
23.1b	Differenz der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-1,10	-1,13	-1,11	-1,28	-2,65
23.1c	Summe der Differenz der direkten und der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-2,37	-6,42	-8,16	-11,77	-12,40
23.1d	Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			2,67	5,49	8,22	10,44	11,97
23.1e	Gesamtkostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			0,30	-0,93	0,06	-1,33	-0,44
23.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			114,92	233,92	337,35	431,03	511,20
23.2b	Differenz der kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-3,68	-13,20	-23,33	-34,85	-53,11
23.2c	Summe der Differenz der kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-10,54	-63,66	-144,07	-254,61	-387,20
23.2d	Kumulierte Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			14,02	56,23	126,14	220,54	333,35
23.2e	Gesamte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			3,47	-7,43	-17,93	-34,06	-53,85
23.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			82,68	143,32	178,85	200,59	213,21
23.3b	Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-2,46	-7,27	-10,73	-13,38	-16,15
23.3c	Summe der Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-7,30	-33,76	-61,20	-86,55	-107,37
23.3d	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			9,79	30,72	54,34	76,00	93,55
23.3e	Auf 1998 abdiskontierte gesamte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			2,50	-3,05	-6,85	-10,54	-13,82

Szenario Reporting Tabelle (1)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
1	Demographische Rahmenannahmen									
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio.	79,3	81,7	82,0	82,1	80,8	77,9	73,3	67,8
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	35,0	36,9	37,5	38,5	38,8	38,1	36,3	33,7
1.3	Anzahl der Wohnflächen	Mio. m ²	2774	3005	3154	3733	4142	4231	4156	3972
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m ² / EW	35,0	36,8	38,5	45,5	51,3	54,3	56,7	58,6
1.5	Personenkilometer	Mrd.	856	927	941	1091	1138	1139	1100	1027
1.6	Personenverkehrs. pro Kopf	Pkm / EW	10798	11355	11479	13287	14086	14623	15005	15146
2	Ökonomische Rahmenannahmen									
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. DM ₉₅	3272,1	3523,0	3670,0	4628,8	5471,4	6238,3	6941,2	7574,2
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. DM ₉₅	845,6	699,8	770,0	1001,9	1223,1	1411,6	1582,8	1739,8
2.3	Erwerbstätige	Mio.			37,540	37,620	37,217	34,889	32,237	29,613
2.4	Tonnenkilometer	Mrd.	359	413	454	607	732	839	920	964
2.5	Güterverkehrs. / Industrieprod.	tkm / TDM ₉₅	424,8	590,2	590,1	606,2	598,8	594,5	581,2	554,3
3	Energiepreise									
3.1	Importpreis Rohöl	DM ₉₅ /GJ	7,94	4,63	4,06	6,96	8,43	9,91	11,38	12,85
3.2	Importpreis Erdgas	DM ₉₅ /GJ	5,61	3,98	4,26	5,55	6,89	8,22	9,56	10,90
3.3	Importpreis Steinkohle	DM ₉₅ /GJ	3,78	2,80	2,42	2,79	3,12	3,44	3,77	4,09
4	Endenergieverbrauch nach Energieträgern									
4.1	Kohlen	PJ	1546	632	489	410	381	352	254	156
4.2	Mineralölprodukte	PJ	3980	4340	4344	4127	3891	3428	2593	1758
4.3	Gase	PJ	1870	2261	2415	2647	2572	2360	1554	749
4.4	Kernenergie	PJ	0	0	0	0	0	33	74	115
4.5	Strom	PJ	1607	1649	1699	1834	1928	2098	2440	2782
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	383	366	311	357	358	333	507	681
4.7	Erneuerbare	PJ	55	109	186	250	276	287	635	984
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0	0	0	0	0	5	6	7
4.9	Summe	PJ	9441	9357	9444	9625	9407	8896	8064	7232
5	Endenergieverbrauch nach Sektoren									
5.1	Industrie	PJ	2977	2474	2397	2499	2460	2382	2213	2043
5.2	GHD	PJ	1702	1614	1576	1498	1472	1463	1369	1275
5.3	Haushalte	PJ	2383	2655	2779	2807	2749	2453	2126	1799
5.4	Verkehr	PJ	2379	2614	2692	2821	2726	2598	2356	2115
6	Netto-Stromverbrauch nach Sektoren									
6.1	Industrie	TWh	207,8	190,4	198,9	220,1	232,9	238,6	302,6	366,5
6.2	GHD	TWh	107,8	124,1	126,4	137,5	144,3	169,0	174,7	180,3
6.3	Haushalte	TWh	117,2	127,2	130,6	133,2	136,5	148,7	155,2	161,7
6.4	Verkehr	TWh	13,6	16,2	16,1	18,7	21,7	26,6	45,5	64,3
6.5	Endenergie	TWh	446,4	457,9	471,9	509,5	535,5	582,9	677,9	772,9
6.6	Umwandlung	TWh	34,6	14,7	15,5	6,6	3,3	3,8	13,2	22,6
6.7	Leitungsverluste	TWh	23,3	22,9	21,2	27,8	29,6	33,3	38,8	44,3
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	5,0	5,9	5,4	7,6	9,4	10,1	9,8	9,5
6.9	Summe	TWh	509,2	501,4	514,0	551,4	577,8	630,1	739,7	849,3
7	Netto-Stromerzeugung									
7.1	Steinkohle	TWh	130,9	134,8	140,0	174,2	146,2	55,3	27,6	0,0
7.2	Braunkohle	TWh	152,1	129,7	127,8	47,6	19,9	8,2	4,1	0,0
7.3	Heizöl	TWh	10,5	7,1	4,7	3,9	1,0	0,0	0,0	0,0
7.4	Erdgas	TWh	35,9	39,4	48,8	108,4	71,7	35,3	19,9	4,6
7.5	Kernenergie	TWh	144,6	145,8	153,0	158,3	267,1	457,0	606,0	755,0
7.6	Wasserkraft	TWh	19,5	23,7	22,6	23,4	24,8	25,3	25,1	24,9
7.7	Wind	TWh	0,1	1,5	4,5	19,7	26,8	26,8	26,8	26,8
7.8	Photovoltaik	TWh	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7	0,7	0,7	0,6
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	14,8	14,4	13,1	15,7	19,6	21,5	29,5	37,5

Szenario Reporting Tabelle (2)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

Einheit		1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
		Absolutwerte								
7.10	Summe	TWh	508,4	496,4	514,5	551,4	577,8	630,1	739,7	849,3
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				80,1	89,4	78,2	89,8	101,3
8	Netto-Engpaßleistung									
8.1	Steinkohle	GW	31,2	31,0	30,7	29,6	24,2	20,6	11,4	2,2
8.2	Braunkohle	GW	26,2	22,0	19,0	14,4	6,9	2,6	1,3	0,0
8.3	Heizöl	GW	10,0	9,4	8,3	2,9	0,7	0,0	0,0	0,0
8.4	Erdgas	GW	16,7	19,7	20,4	28,3	24,3	16,5	9,1	1,7
8.5	Kernenergie	GW	24,1	22,8	22,3	21,3	35,5	60,5	84,0	107,5
8.6	Wasserkraft	GW	8,6	8,9	8,9	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
8.7	Wind	GW	0,0	1,1	2,7	12,0	14,7	14,1	14,1	14,1
8.8	Photovoltaik	GW	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	0,8	0,7	0,7
8.9	Andere Brennstoffe	GW	1,7	1,6	2,9	3,8	4,3	4,6	7,2	9,8
8.10	Summe	GW	118,5	116,5	115,2	122,6	121,3	129,7	137,8	146,0
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				28,2	28,6	23,5	25,7	27,9
9	Energieeinsatz zur Stromerzeugung									
9.1	Steinkohle	PJ	1270	1332	1365	1457,1	1174,5	440,0	220,0	0,0
9.2	Braunkohle	PJ	1795	1455	1346	451,1	170,5	67,1	33,5	0,0
9.3	Heizöl	PJ	109	72	66	36,5	10,4	0,0	0,0	0,0
9.4	Erdgas	PJ	332	341	389	740,2	451,4	220,1	123,5	26,8
9.5	Kernenergie	PJ	1663	1681	1763	1827,6	2936,0	4823,5	6219,5	7615,6
9.6	Wasserkraft	PJ	71	100	83	84,2	89,3	91,1	90,4	89,6
9.7	Wind	PJ	0	5	16	71,0	96,3	96,3	96,3	96,3
9.8	Photovoltaik	PJ	0	0	0	0,6	2,6	2,6	2,4	2,2
9.9	Andere Brennstoffe	PJ	168	162	190	158,1	165,0	173,5	239,9	306,4
9.10	Summe	PJ	5408	5148	5218	4826,5	5096,1	5914,3	7025,6	8137,0
10	KWK-Netto-Stromerzeugung									
10.1	Steinkohle	TWh				20,8	23,7	24,9	12,5	0,0
10.2	Braunkohle	TWh				1,1	0,0	0,0	0,0	0,0
10.3	Mineralöle	TWh				2,4	0,6	0,0	0,0	0,0
10.4	Erdgas	TWh				45,9	52,8	34,2	19,1	4,1
10.5	Sonstige Gase	TWh				1,0	0,4	0,0	0,0	0,0
10.6	Kernenergie	TWh				0,0	0,0	5,8	37,3	68,8
10.7	Müll	TWh				5,4	5,8	5,7	5,3	4,9
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				3,7	6,0	7,7	15,6	23,5
10.9	Summe	TWh	0,0	0,0	0,0	80,1	89,4	78,2	89,8	101,3
11	Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken									
11.1	Steinkohle	PJ				260,0	260,0	250,5	125,3	0,0
11.2	Braunkohle	PJ				29,1	0,0	0,0	0,0	0,0
11.3	Mineralöle	PJ				39,7	12,0	0,0	0,0	0,0
11.4	Erdgas	PJ				491,7	472,9	288,3	161,6	34,9
11.5	Sonstige Gase	PJ				18,7	4,8	0,0	0,0	0,0
11.6	Kernenergie	PJ				0,0	0,0	73,0	472,4	871,7
11.7	Müll	PJ				165,3	179,3	174,0	162,1	150,2
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				42,3	68,9	105,0	255,9	406,9
11.9	Summe	PJ				1046,8	997,9	890,9	1177,3	1463,7
12	Fernwärmeerzeugung									
12.1	Heizkraftwerke	PJ	214,1	250,2	277,5	286,5	278,8	248,8	414,8	580,8
12.2	Heizwerke	PJ	123,9	95,4	69,6	116,2	124,2	124,1	131,8	139,5
12.3	Abwärme	PJ	5,8	6,1	8,3	0,8	0,0	0,0	18,5	36,9
12.4	Summe (AGFW)	PJ	343,8	351,7	355,4	403,6	403,0	372,9	565,1	757,3
12.5	Übrige	PJ	104,6	64,9		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.6	Summe	PJ	448,4	416,6	355,4	403,6	403,0	372,9	565,1	757,3

Szenario Reporting Tabelle (3)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
Absolutwerte										
13a	Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)									
13a.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2059	2006	1644	823	498	173
13a.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	570	245	114	68	21
13a.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5458	5152	4634	3751	2867
13a.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	3581	3311	2862	1905	949
13a.5	Kernenergie	PJ	1668	1682	1764	1828	2936	4850	6390	7931
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	58	83	80	156	188	190	189	188
13a.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	283	469	533	579	1086	1594
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	3	17	-2	0	0	0	0	0
13a.9	Summe	PJ	14916	14269	14521	14067	14010	14051	13887	13722
13b	Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)									
13b.1	Steinkohlen	PJ	2306	2060	2059	2006	1644	823	498	173
13b.2	Braunkohlen	PJ	3201	1734	1514	570	245	114	68	21
13b.3	Mineralöle	PJ	5238	5689	5775	5458	5152	4634	3751	2867
13b.4	Naturgase	PJ	2316	2826	3048	3581	3311	2862	1905	949
13b.5	Kernenergie	PJ	1446	1451	1522	1577	2534	4185	5514	6844
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	154	219	210	408	492	497	495	492
13b.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	126	178	283	469	533	579	1086	1594
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	8	46	-5	0	0	0	0	0
13b.9	Summe	PJ	14796	14203	14406	14068	13911	13694	13317	12940
14	Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)									
14.1	Steinkohlen	PJ	179	416		1706	1644	823	498	173
14.2	Braunkohlen	PJ	-32	23		10	0	0	0	0
14.3	Mineralöle	PJ	4965	5422		5390	5109	4604	3751	2867
14.4	Naturgase	PJ	1753	2222		3033	2877	2539	1694	849
14.5	Kernenergie	PJ	1668	1682		1828	2936	4850	6390	7931
14.6	Importsaldo Strom	PJ	3	17		0	0	0	0	0
14.7	Wasserstoff	PJ	0	0		0	0	0	0	0
14.8	Biokraftstoff	PJ	0	0		6	10	14	191	369
14.9	Summe	PJ	8536	9782	0	11972	12576	12829	12524	12188
15	Gewinnung im Inland									
15.1	Steinkohlen	PJ	2089	1595	1234	300	0	0	0	0
15.2	Braunkohlen	PJ	3142	1709	1483	560	245	114	68	21
15.3	Mineralöle	PJ	156	126	123	68	43	30	0	0
15.4	Naturgase	PJ	589	635	660	548	434	323	211	100
15.5	Kernenergie	PJ	62	0	0	0	0	0	0	0
15.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	71	83	80	156	188	190	189	188
15.7	sonst. Erneuerbare	PJ	128	180	285	463	523	565	895	1225
15.8	Summe	PJ	6237	4328	3865	2095	1433	1222	1363	1534
16	CO2-Emissionen									
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	440,5	379,4	367,5	283,0	201,2	98,6	55,4	12,2
16.2	Industrie	Mio. t	169,7	127,1	118,4	111,9	103,9	93,4	60,5	27,6
16.3	Haushalte, GHD	Mio. t	218,7	197,5	198,6	181,8	172,7	145,0	97,0	48,9
16.4	Verkehr	Mio. t	158,0	172,6	176,7	187,3	179,7	168,9	140,2	111,5
16.5	Summe	Mio. t	986,8	876,5	861,1	764,0	657,4	505,9	353,1	200,2
17	CH4-Emissionen									
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	1556	1199	974	484	234	182	137	92
17.2	Industrie	kt	12	8	7	7	8	8	5	1
17.3	Haushalte, GHD	kt	127	64	50	28	28	25	17	9
17.4	Verkehr	kt	66	31	24	15	13	12	10	8
17.5	Summe	kt	1761	1302	1055	535	283	227	168	110

Szenario Reporting Tabelle (4)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

Einheit		1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050	
		Absolutwerte								
18	N2O-Emissionen									
18.1	Energiegewinnung, -umwandl.	kt	14	13	12	17	12	5	5	
18.2	Industrie	kt	6	4	4	3	3	3	2	
18.3	Haushalte, GHD	kt	6	5	5	5	4	4	3	
18.4	Verkehr	kt	10	18	18	13	11	11	9	
18.5	Summe	kt	37	40	40	38	31	22	19	
19	THG- und Schadstoffemissionen									
19.1	THG-Emissionen	Mio. t CO2	1035,3	916,2	895,7	787,0	672,9	517,6	362,4	
19.2	NOx-Emissionen	kt	2675	1952	1696	1467	1168	937	716	
19.3	CO-Emissionen	kt	10511	6049	4762	2417	2138	1912	1593	
19.4	NMVOE-Emissionen	kt	1908	844	594	233	214	200	169	
19.5	Staub-Emissionen	kt	1312	170	123	96	64	42	30	
19.6	SO2-Emissionen	kt	5095	1910	819	791	585	482	296	
19.7	NH3-Emissionen	kt	17	21	22	4	4	4	3	
20	Effizienz- und CO2-Indikatoren									
20.1a	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	188,10	174,74	177,09	171,34	173,39	180,38	189,45	
20.1b	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	186,58	173,93	175,68	171,35	172,17	175,79	181,67	
20.2a	BIP / PEV (WM)	DM ₉₅ / GJ	219,4	246,9	252,7	329,1	390,5	444,0	499,8	
20.2b	BIP / PEV (SP)	DM ₉₅ / GJ	221,2	248,0	254,8	329,0	393,3	455,6	521,2	
20.3a	PEV (WM) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,56	4,05	3,96	3,04	2,56	2,25	2,00	
20.3b	PEV (SP) / BIP	MJ / DM ₉₅	4,52	4,03	3,93	3,04	2,54	2,20	1,92	
20.4	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	33,8	34,7	35,5	41,1	40,8	38,4	37,9	
20.5	Industrieprod. / EEV Ind.	DM ₉₅ / GJ	284,0	282,9	321,2	400,9	497,2	592,6	715,3	
20.6	EEV GHD / Erwerbstätigem	GJ / Pers.	k.A.	k.A.	42,0	39,8	39,5	41,9	42,5	
20.7	EEV HH / m ²	MJ / m ²	859	883	881	752	664	580	512	
20.8	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm		165	165	141	121	104	88	
20.9	EEV GV / tkm	kJ / tkm		1792	1749	1562	1403	1280	1133	
20.10	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	57,2	68,6	k.A.	85,1	89,8	91,3	90,2	
20.11	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. DM ₉₅	49,3	35,2	0,0	58,1	67,4	69,9	73,0	
20.12	Netto-Energieimporte (WM) / BIP	%	1,5	1,0	0,0	1,3	1,2	1,1	1,1	
20.13	THG / BIP	g / TDM ₉₅	316,4	260,1	244,1	170,0	123,0	83,0	52,2	
20.14	THG / Kopf	t / EW	13,1	11,2	10,9	9,6	8,3	6,6	4,9	
20.15a	THG / PEV (WM)	t / GJ	69,4	64,2	61,7	55,9	48,0	36,8	26,1	
20.15b	THG / PEV (SP)	t / GJ	70,0	64,5	62,2	55,9	48,4	37,8	27,2	
20.16	CO2 / BIP	g / TDM ₉₅	301,6	248,8	234,6	165,1	120,2	81,1	50,9	
20.17	CO2 / Kopf	t / EW	12,4	10,7	10,5	9,3	8,1	6,5	4,8	
20.18a	CO2 / PEV (WM)	t / GJ	66,2	61,4	59,3	54,3	46,9	36,0	25,4	
20.18b	CO2 / PEV (SP)	t / GJ	66,7	61,7	59,8	54,3	47,3	36,9	26,5	
21	Weitere Indikatoren									
21.1	Radioaktive Abfälle mit hoher Wärmeentwicklung	m ³ /a	172,13	173,57	182,17	188,50	317,93	544,01	721,42	
21.2	Radioaktive Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung	m ³ /a	1577,32	1590,52	1669,34	1727,35	2913,38	4985,10	6610,75	
21.3a	Kostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈				-2,39	-6,28	-11,55	-17,48	
21.3b	Kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈				-14,05	-67,91	-168,43	-327,54	
21.3c	Auf 1998 abdiskontierte kumulier-te Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈				-9,83	-36,71	-70,69	-107,10	
21.3d	Durchschnittliche Treibhausgas-Minderungskosten	Euro ₉₈ /t CO ₂				-33,64	-34,81	-35,88	-42,13	

Szenario Reporting Tabelle (5)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl IER Stuttgart
Institutionen:	Prognos AG, Basel; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Deutschland
Szenario:	Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	April 2002
Basisjahr:	1998

	Einheit	1990	1995	1998	2010	2020	2030	2040	2050
Absolutwerte									
22	Externe Kosten - SPD/Grüne								
22.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			555,49	773,44	1156,48	1346,22	1729,39
22.1b	Differenz der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-100,94	250,72	793,26	993,37	1390,25
22.1c	Summe der Differenz der direkten und der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-103,33	244,44	781,71	975,88	1369,59
22.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			4173,45	10955,66	20900,68	33392,48	48941,83
22.2b	Differenz der kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-823,75	121,22	6119,63	15038,62	27141,78
22.2c	Summe der Differenz der kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-837,79	53,32	5951,20	14711,08	26604,72
22.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			2983,09	6383,58	9745,48	12619,08	15028,45
22.3b	Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-591,22	-169,82	1826,03	3872,80	5743,22
22.3c	Summe der Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-601,05	-206,53	1755,34	3765,70	5603,41
23	Externe Kosten und Kosten der Verkehrsverlagerung- CDU/CSU/FDP								
23.1a	Externe Kosten im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			13,07	10,73	9,97	9,18	7,39
23.1b	Differenz der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-1,11	-1,01	-0,32	-0,40	-1,78
23.1c	Summe der Differenz der direkten und der externen Kosten gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-3,50	-7,29	-11,87	-17,89	-22,43
23.1d	Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			2,67	5,49	8,22	10,44	11,97
23.1e	Gesamtkostendifferenz gg. Referenz im Bezugsjahr	Mrd. Euro ₉₈			-0,83	-1,80	-3,65	-7,45	-10,46
23.2a	Kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			112,60	227,74	330,05	425,46	508,55
23.2b	Differenz der kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-3,42	-13,71	-18,40	-21,69	-31,74
23.2c	Summe der Differenz der kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-17,47	-81,61	-186,83	-349,23	-568,79
23.2d	Kumulierte Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			14,02	56,23	126,14	220,54	333,35
23.2e	Gesamte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-3,45	-25,39	-60,69	-128,68	-235,45
23.3a	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte externe Kosten	Mrd. Euro ₉₈			81,02	139,71	174,80	196,92	209,99
23.3b	Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-2,26	-7,49	-9,16	-9,91	-11,41
23.3c	Summe der Differenz der auf 1998 abdiskontierten kumulierten direkten und externen Kosten gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-12,09	-44,20	-79,85	-117,01	-151,22
23.3d	Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Kostendifferenz der Verkehrsverlagerung gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			9,79	30,72	54,34	76,00	93,55
23.3e	Auf 1998 abdiskontierte gesamte kumulierte Kostendifferenz gg. Referenz	Mrd. Euro ₉₈			-2,30	-13,48	-25,51	-41,01	-57,68

Literatur

- AGFW: Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien, Band 2: Wärmeversorgung des Gebäudebestandes + Technologieentwicklung und –bewertung, Frankfurt 2001
- Bauer G.: Ertüchtigung bestehender Dampfkraftwerke durch Gasturbinen, BWK, 50 (1998), 1/2
- Bechtholt: Persönliche Mitteilung, Forschungszentrum Karlsruhe, April 2002
- Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages (TAB): Analyse vorliegender Arbeiten zu Potentialen und Strategien der Einsparung elektrischer Energie in Deutschland; Gutachten, bearbeitet von Jochem E., Bradke H. und W. Mannsbart, Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe, Dezember 1999
- Cremer, C., Böde, U., Bradke, H., Walz, R., Behnke, L., Kleemann, M., Birnbaum, U., Heckler, R., Kolb, G., Markewitz, P. und K. Leubner: Systematisierung der Potenziale und Optionen, Endbericht an die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages, Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE), Karlsruhe, Jülich, 2001
- Dehli M.: Energieeinsparung in Industrie und Gewerbe, Praktische Möglichkeiten des rationellen Energieeinsatzes in Betrieben, Kontakt & Studium Band 535, herausgegeben von der Technischen Akademie Esslingen, Expert Verlag, 1998
- ESSO AG: Esso Energieprognose 2001, Hamburg 2001
- Fahl, U. und P. Schaumann: Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 34, Stuttgart 1996
- Fahl, U., Blesl, M., Rath-Nagel, S. und A. Voß: Maßnahmen für den Ersatz der wegfallenden Kernenergie in Baden-Württemberg, Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart 2001

- Fahl, U., Schaumann, P., Läge, E. und S. Molt: Klimaverträgliche Entwicklungen der deutschen Energieversorgung Technische Möglichkeiten und wirtschaftliche Konsequenzen, in: Hake, J.-Fr. und P. Markewitz (Hrsg.): Modellinstrumente für CO₂-Minderungsstrategien, Jülich 1997
- Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland: Effekte und Wirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken, Physica-Verlag, 2002
- Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland: strukturelle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen aus nationaler Sicht, Physica-Verlag, 1999
- Goldstein, G., Kanudia, A., Kram, T., Loulou, R., Remme, U., Schaumann, P., Schwarz, A., Smekens, K., Tosato, G. und D. van Regemorter: Systems Documentation, Description of MODEL Equations, URL: www.crt.umontreal.ca/~amit/THEMODEL
- Kaltschmitt, M. und A. Wiese (Hrsg.): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Springer, Berlin u. a. 1997
- Kayser, M.: Energetische Nutzung hydrothormaler Erdwärmevorkommen in Deutschland – Eine energiewirtschaftliche Analyse, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 59, Stuttgart 1999
- Kreuzberg, M.: Spotpreise und Handelsflüsse auf dem europäischen Strommarkt – Analyse und Simulation, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), 1998, 4, S. 43- 63
- Krüger, R., Fahl, U., Bagemihl, J. und D. Herrmann: Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßenpersonenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 79, Stuttgart 2001
- Läge, E.: Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie – Eine modellgestützte Analyse, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 85, Stuttgart 2001
- Läge, E., Molt, S. und A. Voß: Klimaschutzstrategien für Deutschland nach Kyoto, in: Läge, E., Schaumann P. und U. Fahl (Hrsg.): Treibhausgasminderung in Deutschland zwischen nationalen Zielen und internationalen Verpflichtungen, Jülich 1999
- Leven, B., Neubarth, J. und C. Weber: Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 80, Stuttgart 2001

- Lux, R., Sontow, J. und A. Voß: Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 56, Stuttgart 1999
- Molt, S.: Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystemanalytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 84, Stuttgart 2001
- Neubarth, J. und M. Kaltschmitt, M. (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Österreich – Systemtechnik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Springer, Wien u. a. 2000
- PROGNOS: Soziodemografische und ökonomische Rahmendaten, Zwischenbericht an die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages, Prognos AG, Basel, Februar 2001
- PROGNOS, EWI: Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, PROGNOS-Studie 5615302, Basel 1999
- PROGNOS, IER, WI: Basisdaten für die Szenarienerstellung, Zwischenbericht an die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages, Prognos AG, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH im Wissenschaftszentrum Nordrhein-Westfalen (WI), Basel, Stuttgart, Wuppertal, November 2001
- Rath-Nagel, S.: Strom- und Gasimportmöglichkeiten nach Deutschland mit besonderem Blick auf Bayern, Materialien zur Energieverbrauchsprognose Bayern, Stuttgart 1999
- Rouvel, L., Elsberger, M. und R. Heckler, R: Klimaschutzpotentiale im Bereich Raumwärme. In: Stein, G. und H.-F. Wagner (Hrsg.): Das IKARUS-Projekt: Klimaschutz in Deutschland, Strategien für 2000 – 2020, Springer, Berlin 1999, S. 123 ff.
- Rüffler, W., Kühner, R. und P. Schaumann: Mathematische Beschreibung des Modellsystems E³Net, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Arbeitspapier, Stuttgart 1998
- Schaefer, C., Weber, C., Voss-Uhlenbrock, H., Schuler, A. u. a.: Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating – an International Empirical Analysis (EPISODE), Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 71, Stuttgart 2000

Schaumann, P. und C. Schlenzig: MESAP III ein Werkzeug für Energie und Umweltmanagement. In: Energiemodelle in der Bundesrepublik Deutschland – Stand der Entwicklung. Proceedings des IKARUS-Workshops am 24. und 25. Januar 1996, Haus der Wirtschaft, Stuttgart, hrsg. von Molt, S. und U. Fahl, Jülich 1997

Schaumann, P. und O. Schweike: Entwicklung eines Computermodells mit linearer Optimierung zur Abbildung eines regionalisierten Energiesystems am Beispiel Gesamtdeutschlands, Wissenschaftliche Berichte der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Sozialwesen (FH) Zittau/Görlitz, Nr. 1481, Heft 39, Zittau 1995

Schlenzig, C. und A. Reuter: MESAP-III: An Information and Decision Support System for Energy and Environmental Planning. In: Carraro, C. und A. Haurie (Hrsg.): Operations Research and Environmental Management, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, 1996

Schwarz, G.: Beförderung radioaktiver Stoffe im Kernbrennstoffkreislauf. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 47 (1997), 8, S. 458 ff

Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.: Vorgesehene Stilllegungen von Kraftwerksleistung der Stromversorger, Stand: November 2001, VDEW, Frankfurt 2001

Warnecke, E.: Die Entsorgung von Kernkraftwerken im internationalen Vergleich. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 43 (1993), 1/2 S. 86 ff