

Anlage 2: Szenarienerstellung Wuppertal Institut

**Wissenschaftszentrum
Nordrhein-Westfalen**

Institut Arbeit
und Technik



Kulturwissenschaftliches
Institut

**Wuppertal Institut für
Klima, Umwelt, Energie
GmbH**

Szenarienerstellung Wuppertal Institut

**im Auftrag der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energie-
Versorgung unter den Bedingungen der Globalisierung
und Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages**

Endbericht

Projektleitung:

Dr.-Ing. Manfred Fishedick (WI)

Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie

Dr.-Ing. Manfred Fishedick

Dipl. geogr. Stefan Lechtenböhmer

Dipl.- Ing. Thomas Hanke

Dr.-rer.pol. Dipl.-Ing. Dirk Assmann

Wuppertal, Juni2002

Inhaltsverzeichnis

1	Modellbeschreibung des Modellinstrumentariums des Wuppertal Instituts.....	1
2	Ergebnisberichte der Langfristszenarien.....	3
2.1	Szenario Umwandlungseffizienz (UWE)	3
2.2	Szenario REG/REN-Offensive (RRO)	17
2.3	Szenario REG-/REN-Offensive: Variante: Schneller Ausstieg	37
2.4	Szenario Fossil-nuklearer Energiemix (FNE):.....	42
3	Welt- und Europaszenarien.....	60
3.1	Kurze Einführung zu den ausgewählten Szenariountersuchungen.....	61
3.1.1	EIA/DOE 2000.....	61
3.1.2	IEA/OECD 1998.....	61
3.1.3	Johannson 1993	62
3.1.4	SEI 1993	63
3.1.5	WEC/IIASA 1998.....	63
3.1.6	Wuppertal Institut 1999.....	64
3.2	Demografie und Ökonomie.....	65
3.3	Trendszenarien: Welt	67
3.3.1	Energienachfrage und Effizienzsteigerung	67
3.3.2	Primärenergieübersicht.....	70
3.3.3	Übersicht zur Rolle der erneuerbaren Energien	72
3.3.4	Regionale Aufteilung.....	72
3.3.5	Resultierende CO ₂ -Emissionen.....	75
3.4	Trendszenarien: Westeuropa.....	75
3.4.1	Energienachfrage und Effizienzsteigerung	75
3.4.2	Primärenergieübersicht.....	76
3.4.3	Rolle der erneuerbaren Energien	77
3.4.4	Resultierende CO ₂ -Emissionen.....	77
3.5	Zielszenarien: Welt.....	78
3.5.1	Energienachfrage und Effizienzsteigerung	79
3.5.2	Primärenergieübersicht.....	80
3.5.3	Regionale Aufteilung.....	82
3.5.4	Resultierende CO ₂ -Emissionen.....	84
3.6	Zielszenarien: Westeuropa.....	84
3.6.1	Energienachfrage und Effizienzsteigerung	84
3.6.2	Primärenergieübersicht.....	85
3.6.3	Übersicht zur Rolle erneuerbarer Energien.....	85
3.6.4	Resultierende CO ₂ -Emissionen.....	86
	Literaturverzeichnis.....	87
	Anhang 1: Definition der Energieeinsparpotenziale im Bereich Industrie und GHD	88
	Anhang 2: Reportsheets der Szenariorechnungen.....	95
A2.1	Szenario Umwandlungseffizienz.....	96
A2.2	Szenario REG-/REN-Offensive.....	100
A2.3	Szenario REG-REN-Offensive: Variante Schneller Ausstieg	104
A2.4	Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix.....	109

1 Modellbeschreibung des Modellinstrumentariums des Wuppertal Instituts

Das Modellinstrumentarium des Wuppertal Instituts basiert auf einem Simulationsansatz mit Partialoptimierung in einzelnen vorgeschalteten Submodulen (z. B. Gebäudemodell). Das Energiesystem wird prozessorientiert abgebildet (vgl. Abbildung 1), in dem die Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Umwandlungsstufen (von der Primärenergie bis zur Energiedienstleistung) über die hierfür verantwortlichen Prozesse (d. h. Kraftwerke, Heizungssysteme etc.) beschrieben werden. Treibergröße für das Modell ist die Entwicklung von Bevölkerung und Wirtschaftsleistung in den verschiedenen Sektoren sowie der hieraus resultierende Bedarf nach Energiedienstleistungen (z. B. t Stahl, Anzahl der Personenkilometer oder m² beheizte Wohnfläche).

Die Energiedienstleistungen können auf unterschiedliche Art und Weise gedeckt werden. Wie dies erfolgt bestimmen im Modell die Marktanteile der abgebildeten Technologien (z. B. Anteil der Gaskraftwerke am Stromerzeugungsmix). Während die Marktanteile in Optimierungsmodellen nach bestimmten Kriterien (z. B. minimale Kosten) vom Modell selber bestimmt werden, müssen sie in Simulationsansätzen exogen vorgegeben werden. Folgende Aspekte sind für die Festlegung der Marktanteile maßgeblich:

- zugrundeliegende Szenariophilosophie
- (volks-)wirtschaftliche Kriterien
- betriebswirtschaftliche Kalküle
- vorliegende Hemmnisse
- die Möglichkeiten, diese durch Politikinstrumente zu überwinden
- Umsetzungstiefe und zu erwartende Widerstände gegenüber der Realisierung der notwendigen Politikmaßnahmen und
- Kontinuitätsprinzipien hinsichtlich des Aufbaus von Märkten.

Durch die Berücksichtigung unterschiedlichster Einflussfaktoren ergibt sich die Möglichkeit, den jeweiligen spezifischen Gegebenheiten Rechnung zu tragen und unter direkter Einbeziehung der Instrumentendiskussion eine politiknahe Zukunftsbetrachtung durchzuführen. Dies ist gerade bei volkswirtschaftlichen Analysen, wie sie im Rahmen der Arbeiten für die Enquête-Kommission im Zentrum stehen, von Bedeutung. So werden beispielsweise die Einsparmöglichkeiten im Bereich Verkehr bei einer ausschließlichen volkswirtschaftlichen Analyse unterbewertet. In der Realität, in der Steuern und Abgaben Berücksichtigung finden, bestehen gerade hier viel größere Anreize die betriebswirtschaftlich lukrativen Einsparungen durchzuführen.

Im Unterschied zu Optimierungsmodellen kann mit dem Simulationsansatz kein – im mathematischen Sinne - optimaler Weg zur Erfüllung der gesetzten Ziele (z. B. Treibhausgasminderungsziele) ausgewiesen werden. Allerdings versucht das Modell sich diesem mathematischen Optimum iterativ anzunähern. Die verfügbaren angebots- und nachfrageseitigen Potenziale werden hierzu in der Reihenfolge steigender Umsetzungstiefe und unter Berücksichtigung o. g. Faktoren sukzessive ausgeschöpft, bis die angestrebten Ziele erreicht sind.

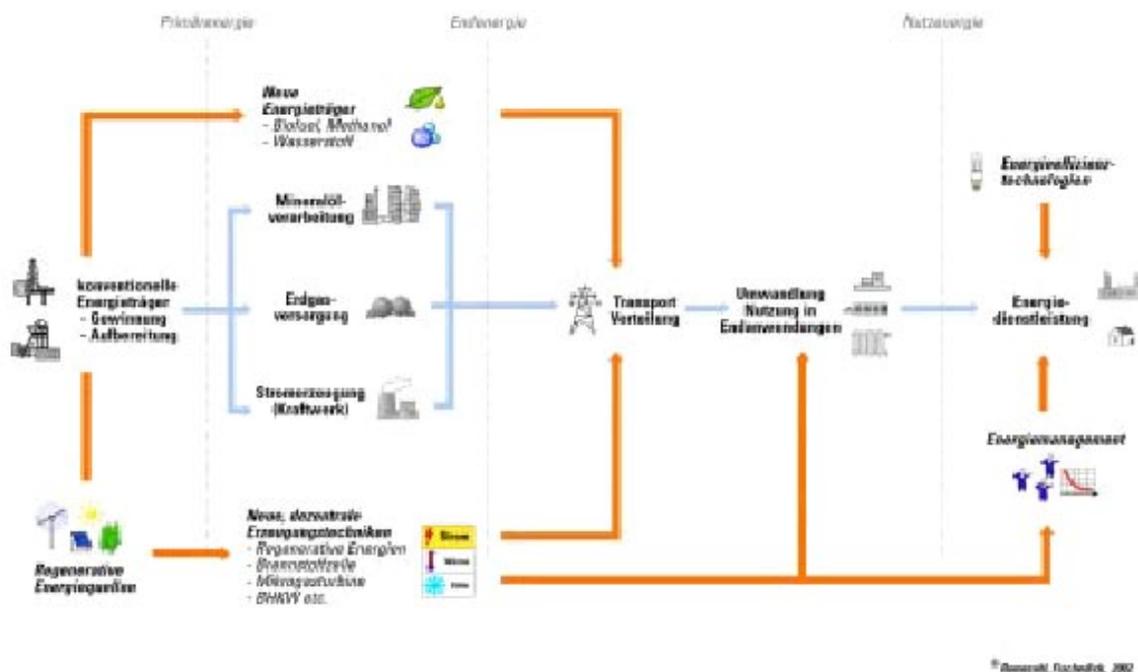


Abbildung 1: Prozessorientierte Modellierung des Energiesystems

Bei allen Rechnungen, die mit den verschiedenen Modellansätzen gemacht werden können, muss klar sein, dass mit Zukunftsbetrachtungen, insbesondere derart langfristiger Art wie hier (Betrachtungshorizont bis zum Jahr 2050), hohe Unsicherheiten verbunden sind. Weder kann heute mit hinreichender Genauigkeit vorausgesagt werden, welche Technologien uns in 50 Jahren zur Verfügung stehen werden, noch zu welchen Kosten wir diese dann einsetzen können. Die Modellergebnisse sollten uns daher keine Genauigkeit vortäuschen, die sie allein aufgrund der sie bestimmenden unsicheren Vorgaben gar nicht haben können. Ihr Wert liegt viel mehr darin, auf der Basis der heute vorliegenden Erkenntnisse Handlungsoptionen und Handlungsspielräume aufzuzeigen sowie robuste Pfade jenseits aller Unsicherheiten zu identifizieren. Dies ist aber entscheidend, damit heute schon die notwendigen Voraussetzungen geschaffen werden können, die ein erfolgreiches Bestehen der zukünftigen Herausforderungen ermöglichen.

2 Ergebnisberichte der Langfristszenarien

2.1 Szenario Umwandlungseffizienz (UWE)

• Allgemeine Vorbemerkungen

Die nachfolgenden Betrachtungen basieren auf den Ergebnissen des Wuppertaler Modellinstrumentariums. Als Modellansatz ist hier - im Unterschied zum IER-Optimierungsmodell - die Simulation gewählt. Dabei erfolgt auf der Basis vorgelagerter Kostenbetrachtungen und -analysen sowie Annahmen bezüglich der praktischen Realisierbarkeit spezifischer Entwicklungen eine exogene Vorgabe der Marktanteile der einzelnen Technologien. Unter Berücksichtigung der von der Kommission gemachten Vorgaben und Schwerpunktsetzungen wird dabei eine kostenoptimale Zielerreichung angestrebt. Das Modellinstrumentarium des Wuppertal Instituts kann dabei nicht das mathematische Optimum ausweisen, sondern sich diesem nur iterativ annähern.

Das Szenario Umwandlungseffizienz legt seinen Schwerpunkt auf die Effizienzsteigerung beim Einsatz fossiler Energieträger. Neben der Verringerung der Umwandlungsverluste bei Energiewandlung und -nutzung ist allerdings auch ein Ausbau erneuerbarer Energien und die Rückhaltung und Entsorgung von CO₂ explizit erlaubt. Von seiner Ausrichtung her ist das Szenario bestrebt, einen möglichst hohen Anteil fossiler Energieträger (und vor allem heimischer Kohlen) zu realisieren und unterscheidet sich dadurch maßgeblich von den beiden anderen Entwicklungspfaden.

Im Unterschied zum Szenario fossil-nuklearer Energiemix, wo die Marktkräfte im wesentlichen durch das zentrale Element der Umweltgutschrift gesteuert werden, setzt das Szenario Umwandlungseffizienz auf einen Mix an Instrumenten. Neben Steuern kommen hier auch zielgruppenspezifische Maßnahmen zum Tragen.

Mit der von der Enquête-Kommission vorgegebenen Szenariophilosophie für das Szenario UWE können die angestrebten CO₂-Minderungsziele bis 2030 erreicht werden. Die Basis - abgeleitet aus der von der Enquête-Kommission vorgegebenen Szenariophilosophie - bilden hierfür

- gegenüber dem Trend erhöhte Sparraten, insgesamt stellt sich für den gesamten Zeitverlauf eine gegenüber dem Trend noch einmal um rund 0,55 %-Punkte erhöhte endenergieseitige Effizienzsteigerung ein (Bezugsbasis Bruttoinlandsprodukt), die geringfügig über der jährlichen Effizienzsteigerung des Szenarios NH3 liegt, dagegen liegt die primärenergieseitige Energieeinsparung im betrachteten Zeitverlauf bei im Mittel knapp 2,5 %/a und damit im Vergleich zu 1,9 %/a im Szenario NH3 deutlich höher¹
- ein deutlich stärkerer Ausbau der Strom- und Wärmebereitstellung auf der Basis erneuerbarer Energien,

¹ Bei einer Betrachtung der primärenergieseitigen Effizienzsteigerungsraten im Vergleich zu den jeweiligen endenergieseitigen Einsparungen kommt verstärkt zum Tragen, dass sich die Wasserstoffbereitstellung kompensierend auf den Einspareffekt auswirkt. Gegenüber der elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff (wie z. B. im Szenario FNE) sind die Umwandlungsverluste bei der Kohlevergasung als Wasserstoffquelle aber deutlich geringer. Hierdurch erklärt sich bereits ein großer Teil der gegenüber dem Szenario FNE höheren Sparrate.

- eine gegenüber dem Trend deutlich stärkere Zunahme der Stromerzeugung in KWK-Anlagen. Die gekoppelte Stromerzeugung steigt von heute 14 % (inklusive einer vollständigen Betrachtung der Stromerzeugung in Entnahmekondensationskraftwerken, nach AGFW-Definition beträgt der heutige KWK-Anteil etwa 10 %) bis zum Jahr 2030 auf fast 50 % an und bleibt dann trotz zunehmend kleiner werdender Wärmesenken auf diesem vergleichsweise hohen Niveau. Insgesamt erreicht die KWK damit Stromerzeugungsanteile wie sie derzeit in diesbezüglich fortschrittlichen Ländern (z. B. Dänemark, Niederlande bereits realisiert sind).
- eine moderate Veränderung des Modal Split im Personenverkehr zu Gunsten des nichtmotorisierten Verkehrs und im Güterfernverkehr von Straße auf Bahn und Schiene (hierzu lagen entsprechende Vorgaben der Kommission vor, insgesamt ergibt sich dabei eine vergleichbare Entwicklung wie im Szenario FNE)
- ein vorzeitiger Ersatz der Kernkraftwerksleistung entsprechend der zwischen Kraftwerksbetreibern und Bundesregierung Mitte 2000 geschlossenen Vereinbarung.

Zusätzlich werden nach 2030 weitere Emissionsminderungsoptionen benötigt. Dabei werden im Kontext des Szenarios UWE folgende Möglichkeiten ausgeschöpft:

- verstärkte Ausschöpfung der Möglichkeiten des Imports von Strom aus erneuerbaren Energien
- Errichtung von neuen Kohlekraftwerken mit CO₂-Abtrennung und anschließender CO₂-Entsorgung (Entsorgung in leergeförderten Erdgasfeldern bzw. Aquiferen)
- Vergasung von Kohle zur Erzeugung von Wasserstoff (inkl. Abtrennung und Entsorgung des dabei anfallenden CO₂)
- primäre Nutzung des erzeugten CO₂-freien Wasserstoffs im Bereich Verkehr sowie Einspeisung des Wasserstoffs in das Erdgasnetz (ohne eine grundsätzliche Veränderung der Erdgasinfrastruktur und moderaten Anpassungen bei den gasverbrauchenden Geräten ist dies bis zu einem Anteil von 20 % möglich).

Im Szenario UWE werden vor dem Hintergrund der langfristig stark steigenden Anforderungen an den Klimaschutz zunächst vor allem die vergleichsweise kostengünstigen Möglichkeiten des verstärkten Imports von Strom genutzt (insbesondere die Bezugsmöglichkeiten von Windenergiestrom aus den Nachbarländern werden fast bis zur vorgegebenen Potentialgrenze ausgeschöpft). Die eigentliche strategische Entscheidung in Bezug auf das Erreichen der engagierten Klimaschutzziele fällt – auch unter Berücksichtigung der Vorgabe der Kommission, dass der REG-Stromimport begrenzt ist - dann aber zu Gunsten der Nutzung der Kohlevergasung, die in Verbindung mit der Abtrennung und Entsorgung des dabei entstehenden CO₂ die Bereitstellung eines neuen klimaverträglichen Energieträgers ermöglicht. Hierdurch unterscheidet sich dieses Szenario maßgeblich von den beiden anderen betrachteten Entwicklungspfaden. Zwar wird auch in den betrachteten Alternativen Wasserstoff als neuer klimaverträglicher Energieträger eingeführt (allein vor dem Hintergrund einer über das Jahr 2050 hinausgehenden Klimaschutzstrategie wird mit Blick auf eine letztendlich 100 % CO₂-freie Energieversorgung die Einführung eines universell anwendbaren Energieträgers wie Wasserstoff unumgänglich sein), dieser wird jedoch im Szenario RRO vornehmlich über den

verstärkten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und im Szenario FNE über Kernkraftwerke bereitgestellt.

Stützpfeiler der Kohlestrategie im Szenario FNE sind IGCC-Kraftwerke (Kohlekraftwerke mit integrierter Kohlevergasung), in denen nach der Vergasung des festförmigen Brennstoffs über eine CO-Shift-Reaktion mit angeschlossener CO₂-Wäsche eine CO₂-Abtrennung bereits vor der Brennkammer des Kraftwerks realisiert werden kann. Eine insbesondere bei festen Einsatzstoffen aufwendige Rauchgaswäsche nach der Brennkammer kann so vermieden werden. Der bei der Vergasung entstehende Wasserstoff lässt sich gleichermaßen auch für endenergie-seitige Anwendungen verwenden.

Mit dieser strategischen Entscheidung für den Kohlepfad treten andere Langfristoptionen trotz vergleichbarer Kostenstrukturen eher in den Hintergrund (z. B. Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken). Der Aufbau der neuen Infrastruktur (z. B. CO₂-Entsorgung über Pipelines, Erzeugung von Wasserstoff als neuem Endenergieträger) lohnt sich nur, wenn der Einstieg im großtechnischen Umfang ausgeprägt ist. Bis zum Jahr 2050 müssen im Szenario UWE die Möglichkeiten geschaffen werden rund 213 Mio. t CO₂ jährlich zu entsorgen (55,6 % resultieren davon aus der Stromerzeugung, der verbleibende Teil aus der Wasserstoffbereitstellung), dies entspricht etwa 21,6 % des CO₂-Ausstoßes des Bezugsjahres 1990. Der Primärenergieeinsatz von Stein- und Braunkohle sinkt damit bis zum Jahr 2050 im deutlich geringeren Umfang ab als in den beiden anderen Szenarien (im Szenario FNE wird am Ende des Betrachtungszeitraums außerhalb der Stahlerzeugung überhaupt keine Kohle mehr eingesetzt). Der Gesamtverbrauch liegt im Jahr 2050 wieder auf rund 60 % des Niveaus des Bezugsjahres 1998, während er in der Zwischenzeit auf weniger als die Hälfte zurückgeht (der massive Zubau neuer Kraftwerks- und Vergasungseinheiten beginnt erst im Jahr 2030).

Insgesamt verringert sich der Primärenergieträgereinsatz im Zeitverlauf beträchtlich, nämlich um 32,6 % bis zum Jahr 2030 (gg. 1998) und sogar um 45,3 % bis zum Jahr 2050. Neben deutlichen Veränderungen bei der Verwendung von Kohle, ist das Szenario vor allem am Ende des Betrachtungszeitraums durch einen starken Rückgang des Mineralöleinsatzes gekennzeichnet. Im Jahr 2030 (2050) werden nur noch 58,1 % (28,6 %) der Menge umgewandelt wie im Vergleichsjahr 1998. Dagegen bleibt der Erdgaseinsatz in den ersten Jahren vergleichsweise stabil und sinkt lediglich in den letzten beiden Dekaden signifikant ab. Entsprechend erhöht sich die relative Bedeutung dieses Energieträgers an der Deckung des Primärenergiebedarfs von 21 % in 1998 auf 34,4 % in 2030.

Die durch den Rückgang der fossilen Energieträger entstehende Lücke wird im Zeitverlauf mehr und mehr von den erneuerbaren Energien geschlossen. Ihr Anteil erhöht sich von 2,2 % im Jahr 1998 über 10,3 % in 2020 und 14,1 % im Jahr 2030 auf letztendlich 22,3 % im Jahr 2050. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei der Berechnung die international vereinbarte Wirkungsgradmethode angewendet wurde, die tendenziell zu einer zu geringen Einschätzung des Beitrags der erneuerbaren Energien führt. Unter Zugrundelegung der Substitutionsmethode erhöht sich der Anteil mit 33,5 % auf gut ein Drittel im Jahr 2050.

Aufgrund der dargestellten Veränderungen im Energieträgermix kommt es im Zeitverlauf zu einer Verringerung der Importabhängigkeit. Diese nimmt von heute rund 73,4 % auf 66,2 % am Ende des Betrachtungszeitraums ab. Während Erdgas, Mineralöl und Steinkohle am Ende des Betrachtungszeitraums vollständig importiert werden müssen, führt die hier gewählte

Strategie zu einer auch im Jahr 2050 noch vergleichsweise hohen Braunkohleförderung im Inland. Bei einer am Ende des Betrachtungszeitraums verbleibenden Fördermenge von rund 110 Mio. t/a erfordert dies, unter der Annahme einer in etwa hälftigen Aufteilung der Fördermenge auf das Rheinland und die neuen Bundesländer, nicht nur den Aufschluss des umstrittenen Tagebaus Garzweiler II (die Förderung soll hier im Jahr 2006 beginnen), sondern möglicherweise auch noch eine zusätzliche Erweiterung eines anderen bestehenden Tagebaus (z. B. Hambach II). Im Sinne der über den Umwelt- und Klimaschutz hinausgehenden Nachhaltigkeitsziele sind vor allem die hiermit verbundenen Umsiedlungen zu berücksichtigen.

Nachfrageseite

Ebenso wie der Primärenergieeinsatz ist auch die Verwendung von Endenergieträgern im Zeitverlauf stark rückläufig. Bis zum Jahr 2030 zeigt sich eine Verringerung von 19,8 % im Vergleich zum Niveau des Jahres 1998, die bis zum Jahr 2050 auf 36,6 % ansteigt. Die gegenüber der Primärenergieentwicklung geringeren Verringerungsquoten sind zum einen auf den Bilanzierungseffekt (Wirkungsgradmethode statt Substitutionsmethode) zurückzuführen, zum anderen ergeben sich aber bei den primärenergieseitigen Umwandlungsprozessen noch einmal zusätzliche Effizienzgewinne (z. B. deutliche Erhöhung der Kraftwerksnutzungsgrade). Durch die Verschiebungen im Bereich des Verkehrs zu alternativen Kraftstoffen (Biodiesel, Wasserstoff) verändert sich der Endenergieträgermix stark zu Gunsten von regenerativen Energien sowie Erdgas und Strom, die beide ihre Anteile vor allem mittelfristig deutlich steigern können.

Verkehr

Aufgrund der Klimaschutzerfordernisse verstärkt sich der Druck auf die Automobilindustrie den Kraftstoffverbrauch weiter zu senken. Gegenüber dem Referenzszenario, in dem bereits eine deutliche Effizienzsteigerung der PKW-Flotte auf 6,44 l/100 km im Jahr 2020 und 4,5 l/100 km im Jahr 2050 unterstellt wurde, verringert sich der spezifische Energieverbrauch im Zeitverlauf noch einmal deutlich. Am Ende des Betrachtungszeitraums verbrauchen Benzinfahrzeuge noch gerade im Mittel 3,2 l/100 km (dies entspricht etwa einem Drittel des heutigen Niveaus bzw. einer jährlichen Effizienzsteigerung von 2 %/a) während Diesel-PKW bei vergleichbaren Sparraten mit etwas über 2 l/100 km auskommen. Signifikante Effizienzsteigerungen sind kostengetrieben auch im Bereich des Güterverkehrs und im geringeren Umfang im Bereich des Luftverkehrs zu beobachten. Im Jahr 2050 wird in allen Bereichen ein Niveau erreicht, das jeweils leicht unterhalb der Vergleichswerte des Szenarios Umwandlungseffizienz liegt (bis zu 10 % gegen Ende des Betrachtungszeitraums).

Der zunehmende Druck durch die engagierten Klimaschutzziele führt auch zum vermehrten Einsatz intelligenter Planungs- und Steuerungssysteme. Bis zum Ende des Betrachtungszeitraums macht sich dies im Vergleich zum Trend durch eine weitere Erhöhung des Auslastungsgrades um bis zu 15 % bemerkbar. Darüber hinaus wechseln entsprechend der Vorgaben der Enquête-Kommission im Szenario UWE die privaten Verkehrsteilnehmer teilweise auf den nichtmotorisierten Verkehr. Entsprechend stellt sich im Personenverkehr und im Güterfernverkehr eine leichte Veränderung des Modal Split zu Gunsten der Bahn und des ÖSPV (Personenverkehr) bzw. des Schifftransportes (Güterfernverkehr) ein.

Darüber hinaus nimmt beim motorisierten Individualverkehr der relative Anteil von Diesel (inkl. Biodiesel) im Vergleich zu Benzin deutlich zu, von heute rund 18 % auf etwa 43 % gegen

Ende des Betrachtungszeitraums. Einen ganz entscheidenden Anteil daran hat der verstärkte Einsatz von Biodiesel, dessen Gesamtanteil an den im Verkehr eingesetzten Kraftstoffen durch die Enquête-Kommission vorgegeben wurde. Im MIV resultieren hieraus Anteile von 19 % im Jahr 2030 und 34 % im Jahr 2050. Aufgrund der wegen der bestehenden Flächenkonkurrenzen (z. B. ökologischer Landbau) nur begrenzten Erzeugungsmöglichkeiten von Biodiesel dürfte unter Nachhaltigkeitsbedingungen der größte Anteil importiert werden.

Im Zeitverlauf steigt – auch entsprechend der Entwicklung im Szenario FNE - zudem die Bedeutsamkeit von Stromanwendungen im Individualverkehr an. Während hier im Referenzszenario bereits Anteile von 5 % im Jahr 2050 erreicht werden, liegt der Wert im Szenario UWE am Ende des Betrachtungszeitraums bei rund 9 %. Die Stromanwendungen beschränken sich zur Vermeidung von Entladungsverlusten dabei vor allem auf Fahrzeuge mit planbarem Fahreinsatz (z. B. Linienbusse, Lieferfahrzeugflotte der Post und Paketdienste im Nahverkehr sowie Stadtautos die jeweils nur kurze Entfernungen zurücklegen).

Übergangsweise wird auch das Erdgas seine Bedeutung ausbauen und mit einem Marktanteil von knapp 10 % im motorisierten Individualverkehr im Jahr 2030 bereits eine wichtige Stütze des Verkehrssystems werden. Neben der direkten Wirkung des kohlenstoffarmen Energieträgers Erdgas auf den Klimaschutz (unter der Voraussetzung des Einsatzes spezifisch auf den Erdgasbetrieb ausgerichteter Fahrzeuge kann ein signifikant geringerer CO₂-Ausstoß gegenüber Benzin-Antrieben erreicht werden) ist dabei auch seine Rolle als Wegbereiter für den Einstieg in eine Wasserstoffinfrastruktur entscheidend. Die verstärkte Nachfrage nach gasbetriebenen Fahrzeugen führt z. B. zu deutlichen Fortschritten bei der Entwicklung platzsparender Gasspeichersysteme. Die hierdurch bedingte Verbesserung der Reichweite der Fahrzeuge erhöht – ohne das Raumvolumen (vor allem für den Kofferraum) einzuschränken – die Akzeptanz für diese Antriebsart.

Während zunächst spezifisch auf den Erdgasantrieb ausgerichtete Verbrennungsmotoren zum Einsatz kommen, finden im späteren Zeitverlauf unter Einbeziehung der stationären Wasserstoffherzeugung (zunächst Wasserstoff-Reformer an den Tankstellen und später dann Großelektrolyseure) vermehrt auch Brennstoffzellen-Fahrzeuge Verwendung. Auf eine mobile Reformierung im Fahrzeug selber, die heute noch nicht hinreichend gelöst ist, kann so verzichtet werden.

Vergleichbar dem Szenario FNE sinkt nach 2040 der Erdgasanteil zugunsten des direkten Wasserstoffeinsatzes sukzessive wieder ab. Mit einem Anteil von 20 % im Bereich des MIV und einem ebenso hohen Anteil im Güterverkehr erlangt Wasserstoff im Jahr 2050 bereits eine signifikante Bedeutung. Während der Wasserstoff im Szenario FNE über die elektrolytische Spaltung von Wasser unter Einsatz von Kernenergiestrom gewonnen wird, kommt hier Wasserstoff aus der Kohlevergasung zum Einsatz. Da diese zentral ausgeführt und mit einer CO₂-Abtrennung und –entsorgung verbunden wird, steht Wasserstoff im Szenario UWE ebenfalls "CO₂-frei" zur Verfügung.

Während der Gasanteil in der Aufbauphase der Infrastruktur im MIV erst sehr langsam ansteigt, ist im Bereich des ÖSPV aufgrund geringerer Akzeptanzprobleme und in der Regel begrenztem Aktionsradius (im Linienbusverkehr besteht keine Notwendigkeit einer europaweiten Versorgung mit Erdgas oder Wasserstoff) ein schnellerer Ausbau möglich. Dies gilt in noch stärkeren Maße für den innerdeutschen Luftverkehr, der sich aufgrund seiner

zentralistischen Struktur für die zentrale Wasserstofferzeugung besonders gut eignet. Dementsprechend kann hier für das Jahr 2050 bereits von Wasserstoffanteilen von bis zu 90,% ausgegangen werden. Bei den privaten Nutzern ist hingegen ein Übergang auf eine Flüssigwasserstoffinfrastruktur notwendig, die auch in entlegenen Regionen – allerdings mit entsprechenden Speicherverlusten – eine Versorgung ermöglicht.

Haushalte

Der im Szenario Umwandlungseffizienz angestrebte Klimaschutzbeitrag erfordert vor allem eine deutliche Anhebung der Sanierungsraten im Altbau. Angesichts der bereits unter Referenzbedingungen vergleichsweise engagierten Vorgaben für die Sanierungsstandards ergibt sich vor allem an dieser Stelle eine Einwirkungsmöglichkeit, höhere Minderungsbeiträge über den Gebäudebereich zu erschließen. Der Sanierungsstau der letzten 50 Jahre wird demnach durch zusätzliche Sanierungsanreize zumindest teilweise abgebaut. Mit einer unterstellten Sanierungsrate von 1,5 %/a kommt es gegenüber der Referenzentwicklung und auch gegenüber den in der Vergangenheit üblichen Werten zu mehr als einer Verdopplung. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Erhöhung der jährlichen Gebäudesanierungen im Rahmen des technisch sinnvollen Erneuerungszyklusses bleibt und eingebunden wird in eine ohnehin zum Erhalt der Gebäudesubstanz notwendige, bisher aber nur unzureichend durchgeführten Sanierung der Gebäude.

In diesem Fall kann ein Teil der anfallenden Kosten der Gebäudeertüchtigung (z. B. Gerüstbau, Abschlagen des Putzes, Erneuerung des Daches etc.) bei der Bestimmung der energetischen Sanierungskosten unberücksichtigt bleiben, da sie ohnehin, zur Instandhaltung des Gebäudes notwendig sind. Ein Abbau des Sanierungsstaus im Altbaubestand ist mit einer daraus resultierenden energetischen Sanierungsrate von 1,5 %/a dabei gleichzusetzen mit einer kompletten Sanierung der wesentlichen Gebäudebestandteile, d. h. Fenster, Außenfassade aller Wohngebäude innerhalb eines Zeitraumes von 65 Jahren. Ein größerer Teil der Erhöhung der Sanierungsrate kann dabei bereits dadurch aufgefangen werden, dass vermehrt Sorge dafür getragen wird, dass die bestehenden Anforderungen bezüglich der energetischen Sanierung (vgl. Vorgaben der Energieeinsparverordnung) bei durchgeführten baulichen Maßnahmen auch tatsächlich eingehalten werden. Derzeit, und auch in der Referenzentwicklung, wird noch ein erheblicher Anteil von Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle ohne gleichzeitige energetische Sanierung durchgeführt, obwohl dies in vielen Fällen durch die gültige Wärmeschutzverordnung bzw. Energieeinsparverordnung vorgeschrieben wäre. Entsprechend verstärkte Anreize (Umsetzungshilfen) sind im Szenario UWE vorzusehen.

Unabhängig davon wird die Zunahme der Sanierungsrate kein Selbstläufer sein. Auch für die reine Einbeziehung der energetischen Sanierung in die zyklisch anstehende gebäudetechnische Ertüchtigung sind bestimmte zusätzliche Anreize zu setzen (z. B. Informations-, Förder- und Kreditprogramme und Umsetzungshilfen), die zu einer Erhöhung der Transaktionskosten führen.

Im Gegensatz zu den Vorgaben für den Neubau, die in etwa trendgemäßen Verlauf zeigen, liegen die Energiekennwerte für die Sanierung im Gebäudebestand etwa 20 bis 25 % unterhalb der Werte der Referenzentwicklung. Damit kommen insgesamt nur hoch rentable Maßnahmen mit Einsparkosten (für die Einzelmaßnahme) von deutlich unterhalb von 2 cent/kWh (4 Pf/kWh) zur Umsetzung. Entsprechend der an einzelwirtschaftlichen Kalkülen orientierten

Einsparstrategie gegenüber dem Trend ist das Szenario UWE weniger durch drastische Minderungen im Einzelfall charakterisiert, sondern vor allem durch verstärkte Sanierungsaktivitäten (s.o.). Im Zuge der gegenüber der Referenzentwicklung steigenden Sanierungsrate reagieren die Bauwirtschaft und die Dämmstoffindustrie mit zusätzlichen Produktentwicklungen und Innovationen, die zu Kostendegression führen. Die für die Umsetzung der höheren Sanierungsrate erforderlichen Transaktionskosten werden im wesentlichen durch diese Kostendegressionen bei den spezifischen Minderungsmaßnahmen kompensiert werden können. Durch die umfangreichen Sanierungsmaßnahmen im Verbund mit der Errichtung immer verbrauchsärmerer neuer Gebäude reduziert sich der Endenergiebedarf für die Raumwärmebereitstellung von 1998 bis 2030 (2020) um 33,4 % (22,5 %). Bis zum Jahr 2050 kommt es gegenüber 2030 zu einem weiteren Absinken um 28,8 %, wobei neben o. g. Effekten vor allem auch die Bevölkerungsentwicklung signifikanten Einfluss hat. Gegenüber der gesamten Verringerung des Endenergiebedarfs stellt dies einen überproportionalen Rückgang dar.

Während im Szenario FNE auf der Basis des massiven Zubaus neuer Kernkraftwerke bereits frühzeitig vermehrt "CO₂-freier" Strom für den Einsatz in elektrischen Wärmepumpen zur Verfügung steht, wird im Szenario UWE ein zusätzlicher Klimaschutzeffekt durch den Ausbau von – primärenergieseitig weit effizienteren – Gas-Wärmepumpen erreicht.

Darüber hinaus wird der derzeitige Bestand an Nachtspeicherheizungen sukzessive abgebaut. Aufgrund der nur im moderaten Umfang steigenden Versorgungsanteile von elektrischen Wärmepumpen verringert sich entsprechend der Stromeinsatz zur Raumwärme-/Warmwasserbereitstellung von 164,7 PJ im Jahr 1998 auf nur noch 39,2 PJ im Jahr 2050. Letztlich kommt es zu einem signifikanten Zuwachs bei den regenerativen Wärmebereitstellungsoptionen (vgl. Kapitel REG-Wärme). Zudem werden Einzelraumheizungen zügig und vor allem durch zentrale Systeme auf der Basis von Gas-Brennwertgeräten ersetzt.

Während die Ausstattungsgrade mit elektrischen Haushaltsgeräten durch die Vorgaben der Enquête-Kommission bestimmt sind, ist die Entwicklung der spezifischen Verbräuche der Geräte eine ergebnisbestimmende Größe. Gegenüber dem Szenario FNE liegt im Szenario Umwandlungseffizienz ein stärkeres Gewicht auf der Effizienzsteigerung. Aber auch im Szenario UWE werden primär 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. Insgesamt benötigen die elektrischen Haushaltsgeräte im Jahr 2030 rund 6,8 % und im Jahr 2050 rund 11,1 % weniger Strom als unter den Bedingungen eines fossil-nuklearen Energiemix. Absolut gesehen kommt es dadurch zu einer kontinuierlichen Abnahme der Stromnachfrage der elektrischen Haushaltsgeräte, die am Ende des Betrachtungszeitraums durch den Rückgang der Bevölkerungs- und Haushaltzahlen noch verstärkt wird.

Industrie und Kleinverbraucher (Gewerbe, Handel, Dienstleistung)

Im Szenario (UWE) Umwandlungseffizienz liegt der Schwerpunkt der Klimaschutzmaßnahmen auf der Energieangebotsseite. Auf der Energienachfrageseite (vor allem in der Industrie) werden die Energieeinsparpotenziale weitestgehend im Rahmen der vorhandenen einzelwirtschaftlichen Potenziale ausgeschöpft (zur Definition und Bestimmung

der Einsparpotentiale vgl. Anhang zu diesem Kapitel). Dabei wird angenommen, dass diese für die einzelnen Industrieunternehmen ökonomisch attraktiven Einsparpotenziale durch entsprechende Maßnahmen auch weitgehend aktiviert werden können. Gegenüber dem Szenario RRO werden im Szenario Umwandlungseffizienz die Energieeinsparpotenziale nur etwa halb so stark ausgeschöpft werden.

- Im Vergleich zum Referenzszenario kommt es im Szenario Umwandlungseffizienz in der Industrie bis 2020 zu einer Endenergieeinsparung von rd. 9 %, was beinahe der unteren Grenze des einzelwirtschaftlichen Einsparpotentials entspricht. Bis zum Jahr 2050 kann die Einsparung auf dann etwa 13,2 % ausgedehnt werden. Damit wird die obere Grenze des einzelwirtschaftlichen Potentials nahezu vollständig realisiert. Daraus resultiert ein durchschnittlicher Rückgang der Energieintensität von rd. 1,9 % pro Jahr über den gesamten Zeitraum bis 2050.
- Im Bereich der Kleinverbraucher kommt es im Szenario Umwandlungseffizienz bis 2020 zu einer Endenergieeinsparung von rd. 12,5 % gegenüber dem Referenzszenario. Bis zum Jahr 2050 kann die Einsparung auf dann etwa 18 % ausgedehnt werden. Damit wird auch hier das einzelwirtschaftliche Potential nahezu vollständig realisiert. Dies entspricht einem durchschnittlichen Rückgang der Energieintensität im Bereich von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen von rd. 2,1 % pro Jahr über den gesamten Zeitraum bis 2050.

Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz

Aufgrund der begrenzten Einsetzbarkeit von elektrischer Energie im Verkehr gewinnt nach dem Jahr 2030 neben dem Import von Biodiesel aus dem Ausland Wasserstoff als klimaverträglicher Kraftstoff mit ausreichend heimischen Potenzialen zunehmend an Bedeutung². Im Szenario UWE wird er über die Vergasung von Kohle (mit angeschlossener CO₂-Abtrennung und Entsorgung) bereitgestellt. Mit dem Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur (CO₂-Entsorgung über Pipelines) sind auch die Grundlagen gelegt "CO₂-freien" Wasserstoff in das Erdgasnetz einzuspeisen³. Ohne eine grundsätzliche Veränderung der Erdgasinfrastruktur und mit moderaten Anpassungen bei den Gas verbrauchenden Geräten ist dies bis zu Anteilen von bis zu 20 % möglich. Damit können endenergieeitig zusätzliche Treibhausgasreduzierungsziele erschlossen werden. Diese könnten zwar prinzipiell auch über den Einsatz von CO₂-freiem Strom erreicht werden, was jedoch mit einem grundlegenden Systemwechsel verbunden wäre. Ein Systemwechsel, der bezogen auf die Raumwärmebereitstellung im Neubaubereich sicher direkt eingeleitet werden kann, für den Gebäudebestand aber deutlich schwieriger zu realisieren ist (Ersatz des zentralen Heizungssystems mit Wasserumlauf durch Stromdirektheizungen). Darüber hinaus stellt Wasserstoff einen deutlich flexibleren, zudem auch speicherbaren Energieträger dar.

² Die Bereitstellungspotenziale von biogenen Kraftstoffen sind demgegenüber in Deutschland begrenzt, zudem treten hier starke Konkurrenzverhältnisse zur stationären Stromerzeugung auf. Allerdings ist wie dargestellt ein Import von Biokraftstoffen möglich.

³ Punktuell kann das Erdgas-/Wasserstoffsystem im Verbund mit Änderungen auf der Seite der Stromerzeugung durch dezentrale Wasserstoff-Inselnetze ergänzt werden. Dies könnte beispielsweise durch die Kopplung von offshore Windparks mit einem Wasserstoffsystem erfolgen, wobei der herkömmliche Abtransport elektrischer Energie dann entfallen könnte. Entsprechende Machbarkeits- und Vergleichsstudien von offshore Elektrolyseplattformen liegen heute bereits vor (LSB 2001). Insgesamt hätten solche Einrichtungen aber zunächst Demonstrationscharakter.

Letztlich sind die hier getroffenen Annahmen von den Überlegungen geprägt, dass nach dem Jahr 2050 – eine Fortsetzung der engagierten Treibhausgas-minderungs-politik unterstellt – ohnehin der flächendeckende Übergang auf einen klimaverträglichen Energieträger notwendig ist. Der Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft in den letzten beiden Dekaden des hier untersuchten Betrachtungszeitraums stellt – im Sinne dieses Szenarios unter der Voraussetzung einer langfristig tragfähigen CO₂-Entsorgung - diesbezüglich eine konsequente Vorbereitungsstrategie dar. Die hier getroffenen Annahmen finden sich in guter Übereinstimmung mit älteren Analysen, die ab Treibhausgas-minderungszielen oberhalb von 70 % von einem Einsatz von Wasserstoff ausgehen. Art und Umfang des Wasserstoffeinsatzes hängt dabei u. a. vom Anteil der fluktuierenden Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien und von den Abschätzungen zur Markteinschätzungen der Brennstoffzelle ab.

Angebotsseite (Energieumwandlung)

Wasserstoffbereitstellung

Im Verbund mit der CO₂-Entsorgung ist das vornehmliche Ziel auch im Bereich der Wasserstoffbereitstellung der Einsatz von Kohle. Vergasungsanlagen auf der Basis von Kohle lohnen sich wegen der damit verbundenen Logistik der Brennstoffanlieferung, vor allem aber wegen der angeschlossenen CO₂-Entsorgung allerdings nur in Großanlagen. Diese zentralen Einrichtungen können damit nur dort eingesetzt werden wo ein hinreichend großer Bedarf gegeben ist. Dies ist an Großflughäfen ebenso der Fall wie bei der Einspeisung des Wasserstoffs in das Erdgasnetz. Entsprechend können rund 76,4 % der gesamten Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050 über derartige zentrale Einrichtungen abgedeckt werden. Dabei können gleichermaßen Braun- und Steinkohle zum Einsatz kommen. Im Zeitverlauf werden daher vor allem große Vergasungsanlagen in den Braunkohlerevieren im Rheinland und der Lausitz mit Nähe zu den großen Erdgasüberlandleitungen errichtet werden sowie verstärkt entsprechende steinkohlebasierte Anlagen an der Küste.

Darüber hinaus ist zur Abdeckung der Nachfrage aus dem Bereich des individuellen Personenverkehrs eine dezentrale Bereitstellung des neuen Kraftstoffs an den Tankstellen erforderlich. Dies kann in Einzelfällen über die Elektrolyse von Wasser erfolgen oder aber durch den Transport von Flüssig-Wasserstoff aus den zentralen Vergasungsanlagen. Welcher Weg letztendlich gewählt wird ist im entscheidenden Maße von der Entwicklung der Kosten der erforderlichen Einrichtungen abhängig. Im Szenario UWE wird unterstellt, dass auch hier das Schwergewicht bei der zentralen Wasserstoffbereitstellung liegt, wobei ein entsprechender Umwandlungsverlust für die Verflüssigung und den Transport des Wasserstoffs eingerechnet werden muss.

Perspektivisch kann dieser Transport durch eine spätere Umgestaltung des Erdgastransportnetzes zu einer Wasserstoffpipeline abgelöst werden.

Fossile Stromerzeugung und CO₂-Entsorgung

Das Stromerzeugungssystem ist im Szenario UWE größeren Veränderungen unterworfen. Zum einen ist die Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke entsprechend des Mitte des Jahres 2000 zwischen Bundesregierung und Betreibern gefundenen (Ausstiegs-)Konsenses begrenzt. Ein Neubau von nuklearen Stromerzeugungsanlagen ist den Vorgaben der Kommission

folgend nicht möglich. Hierdurch reduziert sich die nukleare Stromerzeugung von heute rund 160 TWh mit 74,8 TWh im Jahr 2020 auf weniger als die Hälfte und geht bis zum Jahr 2025 dann etwa auf Null zurück. Einen wesentlichen kompensierenden Effekt bei insgesamt leicht rückläufiger Stromnachfrage leistet der Ausbau der Stromerzeugung aus Erdgas (vor allem auf der Basis zentraler und dezentraler KWK-Einheiten), dessen Anteil sich allein von 9,5 % im Jahr 1998 auf 20,8 % (29,3 %) im Jahr 2020 (2030) erhöht und damit mehr als verdoppelt (verdreifacht). Aber auch die verstärkte Ausschöpfung der Stromerzeugungsmöglichkeiten aus erneuerbaren Energien (vor allem Windenergie und Biomasse) sorgt für eine klimaverträgliche Kompensation der abgängigen Kernkraftwerke. Erneuerbare Energien tragen im Jahr 2030 bereits zu 31,7 % (inkl. 6,6 Prozentpunkte REG-Stromimport) zur Stromerzeugung bei. Langfristig, d. h. im Jahr 2050 zeichnen sie sogar für 44 % (inkl. 10 Prozentpunkte REG-Stromimport) der gesamten Stromerzeugung verantwortlich.

Dominierende Größe im Stromerzeugungsmix über den gesamten Betrachtungszeitraum bleibt die Kohle. Während ihr absoluter Stromerzeugungsbeitrag zunächst rückläufig ist (verantwortlich hierfür ist vor allem die forcierte Ertüchtigung bzw. der Ersatz der KWK-Anlagen, die mit Hinblick auf die weitergehenden Minderungsziele zu größeren Teilen als Erdgasanlagen ausgeführt werden), steigt er bis zum Jahr 2050 wieder leicht an. Während im Jahr 1998 noch mehr als jede zweite kWh in Kohlekraftwerken erzeugt wurde, ist es im Jahr 2050 immerhin noch mehr als jede Dritte. Maßgeblich ist hierfür der Aufbau einer Entsorgungsinfrastruktur für das bei der Verbrennung von Kohle freigesetzte CO₂ nach dem Jahr 2030. Mit CO₂-Minderungskosten von 110 bis 120 DM/t CO₂ (resultieren aus Vorgaben der Kommission sowie einer Abschätzung von 60 DM/t CO₂ für die dauerhafte Endlagerung in Aquiferen oder leergeförderten Erdgasfeldern, vgl. ISI 2001) liegt die Verstromung von Kohle mit CO₂-Entsorgung zwar in einem ähnlichen Bereich wie der Solarstromimport. Wie bereits erwähnt wurde ist im Szenario UWE aber eine grundsätzliche strategische Entscheidung für den Kohlepfad unterstellt worden. Dabei kommen Braun- und Steinkohle gleichermaßen zum Einsatz. Für Braunkohlekraftwerke im Rheinland wirkt sich besonders vorteilhaft ihre Nähe zu den Erdgasfeldern in den Niederlanden aus, die grundsätzlich das entstehende CO₂ aufnehmen könnten. Aufgrund der weitreichenden Entscheidung für diesen Kohlepfad ist bei dem nach 2010 einsetzenden Erneuerungsbedarf im Kraftwerkspark frühzeitig darauf zu achten, dass nur hierzu kompatible Anlagen errichtet werden. Dies sind vor allem IGCC-Anlagen, die im späteren Zeitverlauf dann sukzessive um CO₂-Abtrennung und Entsorgung ergänzt werden können.

Insgesamt müssen im Szenario Umwandlungseffizienz im Jahr 2050 rund 202 Mio. t CO₂ endgelagert werden. Dies sind 4,5 % der für Deutschland ausgewiesenen Potenziale (vgl. ISI 2001), was eine dauerhafte Endlagerung allein im Inland nicht zulässt (die verfügbaren Lagerstätten wären in gut 20 Jahren bereits erschöpft). Damit ist die Energiewirtschaft von der Aufnahmefähigkeit der Nachbarländer angewiesen, in der EU stehen insgesamt rund 8.000 Gt an Speicherkapazität für CO₂ bereit, was rund dem 4000fachen der Mitte des Jahrhundert dann jährlich in Deutschlands endzulagernden Menge entspricht.

Stromimport

Für den Import von Strom aus fossilen oder nuklearen Kraftwerken aus dem Ausland wird entsprechende der Vorgaben der Kommission für den betrachteten Zeitverlauf von einer ausgeglichenen Bilanz ausgegangen.

Kraft-Wärme-Kopplung:

Während die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Szenario FNE nur mittelfristig eine größere Rolle spielt, liegt – entsprechend der Vorgabe der Enquete-Kommission – im Szenario UWE ein besonderer Schwerpunkt auf dem Ausbau der KWK. Der Stromerzeugungsanteil erhöht sich von heute 14 % (die modelltechnische Abgrenzung der KWK unterscheidet sich für 1998 von derjenigen des IER, die für 1998 nach AGFW-Methode lediglich einen Anteil von rund 10 % ausweist, danach wird auch im WI-Modell die AGFW-Methodik angewendet) über 26,3 % (35,2 %) im Jahr 2010 (2020) auf knapp 50 % im Jahr 2050. Aufgrund der im Zeitverlauf bei den Verbrauchern sinkenden Wärmenachfrage ist der absolute Beitrag der KWK in den letzten beiden Dekaden des Betrachtungszeitraums rückläufig. Der sich stetig verringern Wärmebedarf kann durch eine Verdichtung in den fern- und nahwärmeversorgten Gebieten nur zum Teil kompensiert werden.

Angestoßen durch die (wettbewerbsorientierte) Selbstverpflichtungserklärung zum Klimaschutz der deutschen Industrie und das KWK-Gesetz bildet eine Modernisierungsoffensive bei den bestehenden KWK-Anlagen der industriellen Eigenversorgung und der öffentlichen Versorgung die tragende Säule für den Ausbau der KWK. In vielen der bereits bestehenden Anlagen wird durch Ertüchtigung und später auch durch Ersatzmaßnahmen eine signifikante Erhöhung der Stromkennzahl realisiert. Während im Bereich der öffentlichen Versorgung keine neuen Standorte für die KWK erschlossen werden, kommt es in der Industrie zu einem Ersatz industrieller Heizwerke durch Heizkraftwerke. Maßnahmen werden vor allem da ergriffen, wo noch Potential für die Errichtung von größeren Anlagen ($>200 \text{ MW}_{el}$) besteht, die im Wettbewerbsmarkt mit der Kondensationsstromerzeugung und hinsichtlich der resultierenden Treibhausgasminderungskosten auch gegenüber anderen Klimaschutzmaßnahmen gut bestehen können. Insgesamt wird von einem Neuanschluss von rund 3.000 MW_{el} an Kraftwerksleistung ausgegangen.

Auch wenn der größte Anteil der KWK-Anlagen im Szenario UWE als Entnahme-Kondensationskraftwerke auf Erdgasbasis ausgeführt wird, steigt auch die Bedeutung der kohlebefeuerten KWK signifikant an und verdoppelt sich im betrachteten Zeitverlauf. Neben der Effizienzsteigerung durch die Wärmeauskopplung und die damit verbundene bessere Brennstoffausnutzung wirkt sich zum Ende des Betrachtungszeitraums auch die CO_2 -Abtrennung und –entsorgung positiv auf die Klimabilanz dieser Anlagen aus. Wachsende Bedeutung erlangt zudem die gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung auf der Basis von Biomasse.

Bis zum Jahr 2020 (vor allem aber bis 2010) kommt es zudem zu einem weiteren (moderaten) Ausbau von Blockheizkraftwerken, die vor allem von privaten Verbrauchern (KMU, Wohnungsbaugesellschaften) errichtet werden. Sofern der Bezug von Strom von Außen den entstehenden Kosten entgegengerechnet werden kann, liegen gerade hier wirtschaftlich interessante Einsatzbedingungen vor, die zu jährlichen Zuwachsraten von maximal 200 MW/a im Jahr 2010 führen. Mit gut 20 TWh tragen BHKW ein knappes Zehntel zur KWK-Stromerzeugung bei.

Nach 2010 werden dann auch Brennstoffzellenanlagen auf Erdgasbasis die Marktreife erlangt haben und mit typischen Anlagengrößen von 1 bis 5 kW_{el} vor allem im Bereich der häuslichen Energieversorgung zu einer deutlichen Ausweitung der KWK beitragen. Die Zuwachsraten

werden mit 600 MW/a allerdings bereits im Jahr 2020 ihr Maximum erreicht haben. Aufgrund des zunehmend rückläufigen Wärmebedarfs der zu versorgenden Objekte und der klimaschutzbedingt wachsenden Konkurrenz mit der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien kommt es nach dem Jahr 2030 zu keiner wesentlichen Ausweitung mehr. Der Brennstoffzellenmarkt wird dann zu einem reinen Ersatzmarkt. Mit mehr als 45 TWh im Jahr 2050 ist die Objektversorgung im Gegensatz zum Szenario FNE unter den Bedingungen des Szenarios "Umwandlungseffizienz" eine der tragenden Säulen der KWK-Stromerzeugung.

Voraussetzung für den beschriebenen Erfolg der Objektversorgung ist der offensive Zugang der Energiewirtschaft auf die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung. Die Unternehmen, die sich zunehmend in joint ventures mit Herstellern und Vertreibern insbesondere von dezentralen KWK-Anlagen (Brennstoffzellen) zusammenschließen, werden zum wichtigen Impulsgeber und wirken durch ihre Multiplikatorfunktion insgesamt als Markttreiber.

Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien (heimische Stromerzeugung):

Entsprechend der Vorgaben der Enquête-Kommission, erfolgt der Ausbau der heimischen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nur wenig schneller als im Referenzszenario. Dies gilt vor allem für die photovoltaische Stromerzeugung, die sich aufgrund der vergleichsweise hohen Kosten auch im Szenario UWE nur trendgemäß entfaltet. Treibende Größe ist hier eher die Sicherung des technologischen Niveaus als Grundvoraussetzung erfolgreich die Exportmärkte bedienen zu können als die energiewirtschaftliche Bedeutung der Photovoltaik für den heimischen Markt.

Die klimaschutzbedingt größten Impulse entstehen im Szenario UWE für die windtechnische Stromerzeugung, die vor allem auf der Basis von offshore-Anlagen bereits bis zum Jahr 2020 auf ein Niveau von über 65 TWh ausgebaut wird. Ein Niveau, welches unter Trendbedingungen erst zum Ende des Betrachtungszeitraums erwartet wird. Auch für die geothermische Stromerzeugung ergeben sich zusätzliche Impulse. Mit etwa 28 TWh trägt sie im Jahr 2050 zu 6,5 % zur Stromerzeugung bei.

Die Stromerzeugung aus Biomasse wird aufgrund der heute durch EEG und Biomasseverordnung günstig geprägten Ausgangsbedingungen vor allem in den ersten beiden Jahrzehnten des Betrachtungszeitraums deutliche Zuwächse verzeichnen. Dies gilt auch schon für die Referenzentwicklung. Diese positive Entwicklung wird im Szenario UWE in Grenzen fortgeschrieben, wobei kostenbedingt insbesondere auf den großflächigen Anbau von Energiepflanzen verzichtet wird. Eine nennenswerte Zunahme des Biomassebeitrags zur Stromerzeugung kann aber auch nach 2020 noch dadurch erreicht werden, dass ältere bestehende Anlagen (der durchschnittliche Nutzungsgrad der bestehenden und derzeit geplanten Biomasse-Kraftwerke liegt gerade einmal bei etwa 30 %) durch neuere Kraftwerke mit deutlich höherer Brennstoffausnutzung (Vergasungsanlagen) ersetzt werden. Die gesamte Stromerzeugung in Biomassekraftwerken steigt von heute 1,2 TWh (Stand 2000) über 9,7 TWh in 2010 und 21,7 TWh im Jahr 2020 auf knapp 27 TWh im Jahr 2050 an und liegt damit knapp oberhalb des Niveaus des Szenarios FNE. Im Gegensatz zu der derzeit beobachtbaren Lenkungswirkung des EEG wird aber davon ausgegangen, dass die Biomasseanlagen zum überwiegenden Anteil als KWK-Anlagen ausgeführt sind und Kondensationsstrom aus Biomasse kaum Bedeutung erlangen wird.

Auch wenn es vor allem bei den teureren Optionen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu keiner verstärkten Ausschöpfung gegenüber Trendbedingungen kommt sind die Impulse für diese gerade unter Exportgesichtspunkten wichtigen Märkte deutlich größer als im Szenario FNE. Insgesamt erhöht sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 29,6 TWh im Jahr 1998 über 112,9 TWh (122,5 TWh) im Jahr 2020 (2030) auf letztendlich knapp 140 TWh im Jahr 2050 (vgl. 99,1 TWh im Szenario FNE). Damit tragen die heimischen erneuerbaren Energien im Jahr 2030 (2050) zu 25,1 % (29,9 %) zur Stromerzeugung bei. Unter Einbeziehung des regenerativen Stromimportes erhöhen sich die Anteile auf 31,7 % im Jahr 2030 respektive 44 % im Jahr 2050.

Erneuerbare Energien (Stromimport):

Wie im Zwischenbericht ausgewiesen wurde, stehen für Deutschland beträchtliche Möglichkeiten des Importes von Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland zur Verfügung. Mit Stromerzeugungskosten im Bereich von 7,3 Pf/kWh (inklusive Übertragung frei deutsche Grenze) kommt dabei vor allem dem Import von Windenergiestrom aus den Nachbarländern eine wesentliche Bedeutung zu. Derartige Anlagen können damit deutlich günstiger CO₂-freien Strom bereitstellen als neue Kohlekraftwerke mit CO₂-Abtrennung und -entsorgung. Bis zum Jahr 2050 (2030) wird dementsprechend vom Aufbau einer windenergiebasierten Importinfrastruktur bis auf knapp 47 TWh (28,9 TWh) ausgegangen. Damit würde das im Zwischenbericht (Prognos/IER/WI 2001) als in diesem Zeitraum realisierbar ausgewiesene gesamte Potential zu 85 % ausgeschöpft.

Aufgrund der strategischen Entscheidung im Szenario UWE für den Aufbau einer CO₂-freien Kohleinfrastruktur (Begrenzung des REG-Stromimports aus maximal 10 %) kommt es zu keinem Ausbau der solarthermischen Stromerzeugung, und dies obwohl Strom aus solarthermischen Kraftwerken zu etwa vergleichbaren Kosten zur Verfügung steht wie Kohlestrom aus Kraftwerken mit integrierter Entsorgung..

Erneuerbare Energien (Wärme):

Im Wärmemarkt kommt es in den ersten beiden Jahrzehnten des Betrachtungszeitraums nur zu geringen, über die trendorientierte Entwicklung hinausgehenden, Impulsen. Mit dem Ausbau von Anlagen auf der Basis biogener Energieträger werden vor allem die wirtschaftlich effizientesten Optionen ausgeschöpft. Kollektoranlagen werden auf der Basis freiwilliger Leistungen, vor allem durch private Verbraucher (Abdeckung des Warmwasserbedarfs), weiter ausgebaut.

Die Zuwachsraten für die regenerativen Wärmebereitstellungsoptionen bleiben nicht zuletzt wegen des starken Ausbaus der konventionellen KWK insgesamt bescheiden. Während der Fokus in den ersten zwanzig Jahren vor allem auf Einzelanlagen liegt, kommt es nach 2020, vor allem aber nach 2030, zu einem deutlichen Ausbau von – auf erneuerbaren Energien basierenden – Nahwärmenetzen. Dabei kommt neben dem potenziell begrenzten Ausbau von Nahwärmesystemen auf Biomassebasis (hier sind insbesondere die Konkurrenzbeziehungen zum Einsatz in KWK-Anlagen zu berücksichtigen) geothermischen Nahwärmesystemen und dann auch solaren Nahwärmenetzen eine wachsende Bedeutung zu. Mit einem Anteil von 15,2 % am Endenergieeinsatz für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme werden regenerative Energien im Jahr 2030 (28,9 % im Jahr 2050, im

Vergleich zu rund 2,1 % im Jahr 1998) zu einer nennenswerten Stütze für die Energieversorgung der Verbraucher.

Kosten und sonstige Umwelteffekte

Neben den Treibhausgasen wird auch der Ausstoss anderer Schadgase deutlich gemindert. Dies gilt insbesondere für die NO_x-Emissionen, die sich im Zeitverlauf (1998 – 2050) um rund zwei Drittel reduzieren sowie die CO-, Staub- bzw. SO₂-Emissionen mit einem Rückgang von drei Vierteln oder mehr. Allerdings erfolgt ein großer Teil dieser Minderungen bereits unter Trendbedingungen. Maßgeblich ist hierfür nicht nur eine Verbesserung der Rückhaltetechniken, sondern auch eine Veränderung des Primärenergieträgermix zu Gunsten des vergleichsweise schadstoffarmen Erdgases.

Dagegen nimmt die Flächeninanspruchnahme im Szenario zu. Dies gilt insbesondere aufgrund der sich vergrößernden Anteile der Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik, wobei vor allem die offshore Windenergie Stromerzeugung stark an Bedeutung gewinnt. Allerdings werden die vom Bundesumweltministerium als veträglich eingestuften Potenziale von 20.000 bis 25.000 MW in der AWZ (Ausschließlichen Wirtschaftszone) nicht vollständig ausgeschöpft.

Aufgrund der verstärkten Ausschöpfung wirtschaftlicher Energieeinsparpotenziale führt das Szenario Umwandlungseffizienz in den ersten beiden Jahrzehnten des Betrachtungszeitraums zu geringeren Kosten als in der Referenzentwicklung, die sich bis 2020 auf 8,4 Mrd. Euro kumulieren. Nach dem Jahr 2020 und vor allem nach 2030 sind gegenüber der Referenz höhere Aufwendungen notwendig. Die resultierenden Differenzkosten (ohne externe Kosten, ohne Nutzenentgang für den teilweisen Umstieg vom motorisierten auf den nicht motorisierten Verkehr, ohne Detailbetrachtung Transaktionskosten für die Umsetzung der Maßnahmen) steigen über 0,25 Mrd. Euro/a im Jahr 2020 auf gut 20 Mrd. Euro/a im Jahr 2050, wenn zunehmend die hohen Kosten für den Aufbau neuer Kraftwerke mit integrierter CO₂Abscheidung und –entsorgung ergebnisbestimmend wirken. Im gesamten Betrachtungszeitraum belaufen sich die Differenzkosten gegenüber der Trendentwicklung auf 226,1 Mrd. Euro, die kumulierten abdiskontierten Mehrkosten liegen bei 35,7 Mrd. Euro. Für die Verbraucher bedeutet dies, dass das Einschwenken auf den Szenariopfad UWE zunächst zu einer Kostenentlastung führt, im späteren Zeitverlauf in Folge stark steigender Anforderungen an den Klimaschutz dann aber jährlich bis zu 300 Euro/Haushalt aufzubringen sind.

Berücksichtigt man die externen Kosten stellt sich das Szenario UWE gegenüber der Referenzentwicklung deutlich kostengünstiger dar. Die Minderkosten gegenüber der Referenz summieren sich bis zum Jahr 2030 auf 4.164 Mrd. Euro bzw. 2050 auf 6.529 Mrd. Euro. Die entsprechenden auf das Jahr 1998 abdiskontierten Werte lauten 2.253 Mrd. Euro und 2.718 Mrd. Euro. Der bestimmende Faktor (mit einem Anteil von mehr als 80 %) für diesen Unterschied zu dem Kostenvergleich ohne Berücksichtigung der externen Effekte sind die für den Klimawandel entsprechend der Vorgaben der Enquête-Kommission unterstellten externen Kosten.

2.2 Szenario REG/REN-Offensive (RRO)

• Allgemeine Vorbemerkungen

Die nachfolgenden Betrachtungen basieren auf den Ergebnissen des Wuppertaler Modellinstrumentariums. Als Modellansatz ist hier - im Unterschied zum IER-Optimierungsmodell - die Simulation gewählt. Die exogene Vorgabe der Marktanteile der einzelnen Technologien ermöglicht dabei im besonderen Maße – in Abweichung von vorgelagerten Kostenbetrachtungen und –analysen – eine expertengestützte Anpassung der Entwicklungspfade.

Entsprechend der Szenariophilosophie der Enquête-Kommission erfolgt das Erreichen der ökologischen Nachhaltigkeitsziele im Wesentlichen in dem gegenüber den beiden anderen Szenarien in noch stärkeren Maße auf eine effizientere Anwendung und Umwandlung von Energie gesetzt wird. Darüber hinaus soll auch die Nutzung erneuerbarer Energien noch einmal ausgeweitet werden. Insgesamt wird ein ausgewogener Mix aus Einsparmaßnahmen und erneuerbaren Energien angestrebt. Durch die Einführung einer EU-weiten Energiesteuer wird Energieeinsparen ebenso lukrativer wie durch das Etablieren des Energiedienstleistungsgedankens in der gesamten Energiewirtschaft. Die Unternehmen maximieren ihren Gewinn nicht mehr durch einen Verkauf von Energie, sondern erweitern die Wertschöpfungskette bis zur Energiedienstleistung. Die Vermarktung von energieeffizienten Haushalts- und Bürogeräten (z. B. über Leasing- und Wartungskonzepte) gehört ebenso zu diesem Geschäft wie Nutzlicht- und Nutzwärmeangebote. Durch diese Multiplikatorwirkung und die durch die Markt Bündelung ausgelösten Kostendegressionen wird die Ausschöpfung der Energieeinsparpotenziale erleichtert.

Im Bereich der erneuerbaren Energien, deren Einsatz in den beiden anderen Szenarien vor allem auf der Basis dezentraler Einzelanlagen erfolgte, ermöglicht eine übergreifende Planung (Bund, Land, Kommune) den stärkeren Übergang auf Nahwärmekonzepte. Die hiermit verbundenen strukturellen Veränderungen leben vom Engagement der Kommunen (kommunale Energiekonzepte), die hierfür hinreichende Hilfestellungen bekommen.

Das Bewusstsein der Bürger für die Notwendigkeit des Klimaschutzes ist stärker ausgeprägt als in den beiden anderen Szenarien, was sich insbesondere durch den stärkeren Übergang auf den nicht-motorisierten Verkehr bemerkbar macht.

Unter diesen gegenüber den anderen Szenarien veränderten Randbedingungen wird auch im Szenario RRO mit dem Modellinstrumentarium des Wuppertal Instituts versucht, in einem den realen Bedingungen angepassten Umsetzungsrahmen die jeweils kostengünstigen Optionen auszuschöpfen.

Bevor vergleichbar der Beschreibung der Szenarien UWE und FNE auf die Veränderungsprozesse im einzelnen eingegangen wird, seien vorab die für das Erreichen der angestrebten CO₂-Minderungsziele wichtigsten Elemente aufgeführt.

- mit durchschnittlich 2,5 %/a gegenüber dem Trend und den beiden anderen Szenarien deutlich erhöhten Sparraten (insgesamt stellt sich für den gesamten Zeitverlauf 1998 – 2050 eine gegenüber dem Trend noch einmal um rund 0,9 %-Punkte erhöhte endenergieseitige Effizienzsteigerung ein. Die Differenz zu den beiden anderen Szenarien beträgt etwa 0,4 Prozentpunkte – Basis Bruttoinlandsprodukt),

- vor allem eine gegenüber den beiden anderen Entwicklungspfaden forcierte Stromeinsparstrategie trägt zum Erreichen der Nachhaltigkeitsziele bei, im Vergleich zum Szenario UWE liegt der Stromeinsatz im Jahr 2030 (2050) um 14,8 % (23,7 %) niedriger
- ein stärkerer Ausbau der Strom- und Wärmebereitstellung auf der Basis erneuerbarer Energien, der Stromerzeugungsanteil erreicht im Jahr 2030 (2050) 35,2 % (58,9 %), an der Nutzwärmebereitstellung für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme tragen erneuerbare Energien (ohne Biomasse-Fernwärme aus Heizkraftwerken) in den entsprechenden Jahren zu 17,5 % respektive 41 % bei.
- eine gegenüber dem Trend deutliche Zunahme der Stromerzeugung in KWK-Anlagen
- eine unter anderem hierdurch bedingte stärkere Erhöhung des Erdgasanteils an der Stromerzeugung von 9,5 % im Jahr 1998 über 25,7 % im Jahr 2030 auf letztlich über 30 % im Jahr 2050
- eine stärkere Einfuhr von Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland von bis zu 20 % am Ende des Betrachtungszeitraums
- eine im Vergleich zu den anderen Szenarien stärkere Veränderung des Modal Split im Personenverkehr zu Gunsten des nichtmotorisierten Verkehrs und im Güterfernverkehr von Straße auf Bahn und Schiene
- eine deutliche Veränderung des Kraftstoffmixes zu Gunsten klimaverträglicher Alternativen (Biodiesel, Erdgas) sowie für den innerdeutschen Luftverkehr elektrolitisch (auf der Basis von Strom aus erneuerbaren Energien) erzeugtem Wasserstoff

Im Vergleich zu den beiden anderen Entwicklungspfaden wird die vor allem nach 2030 besonders hohe Anstrengungen erfordernde Erfüllung der Klimaschutzvorgabe nur im geringen Umfang durch ein Einschwenken auf einen CO₂-freien Wasserstoffpfad (im Szenario UWE basiert die Wasserstoffherzeugung auf der Kohlevergasung mit CO₂-Abtrennung und -entsorgung, im Szenario FNE wird Wasserstoff elektrolitisch auf der Basis von Strom aus Kernkraftwerken bereitgestellt) erreicht. Möglich wird dies durch die bis zur Mitte des Jahrhunderts realisierten Erfolge der Energieeinsparstrategie und den starken Übergang auf erneuerbare Energien im Energiemix. Am Ende des Betrachtungszeitraums wird auf der Basis der Substitutionsmethode rund jede zweite Energieeinheit durch erneuerbare Energien bereitgestellt (unter Bezugnahme auf die Wirkungsgradmethode ergibt sich ein Anteil von 36,9 %).

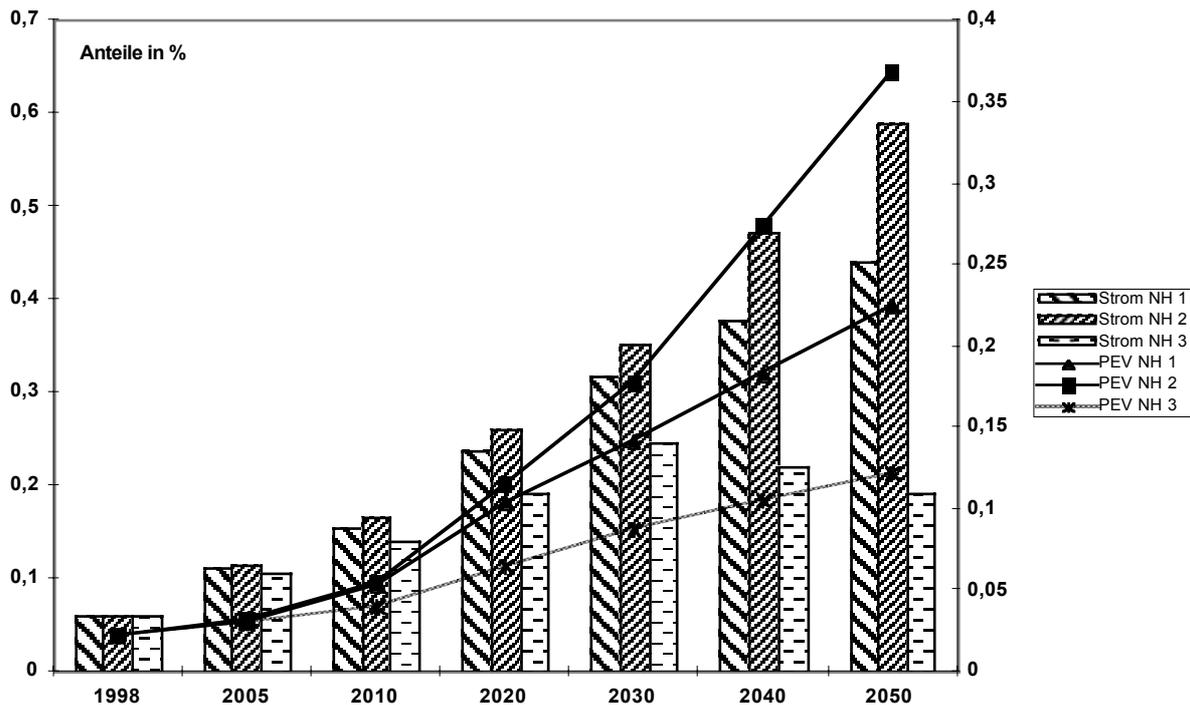


Abbildung 2: Vergleich der Anteile erneuerbarer Energien in den Szenarien

Entsprechend ist das Szenario RRO auch durch, eine gegenüber den beiden anderen betrachteten Szenarien, noch stärkere Veränderung von Primärenergieverbrauch und Energieträgermix gekennzeichnet. Der Primärenergieverbrauch geht von 1998 bis 2030 um 38,5 % zurück und sinkt in den beiden letzten Dekaden des Betrachtungszeitraums noch einmal um knapp ein Viertel ab. Wichtigster Einzelenergieträger wird Erdgas, das seinen Anteil am Primärenergieverbrauch von 21 % im Jahr 1998 über 32,6 % im Jahr 2030 auf 37,5 % im Jahr 2050 erhöhen kann. Aufgrund der massiven Einsparbemühungen ist der absolute Gesamtverbrauch an Erdgas im Zeitverlauf allerdings rückläufig. Die Veränderungen im Energieträgermix führen im Szenario REG-/REN-Offensive zu einer signifikanten Verringerung der Importabhängigkeit, die gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1998 von 73,4 % mit 65,7 % auf weniger als zwei Drittel absinkt. Unter Referenzbedingungen steigt sie hingegen zwischenzeitlich (im Jahr 2030) sogar auf 79 % an und verringert sich dann wieder auf rund 76 %. In absoluten Größen ist die Veränderung noch signifikanter. Während im Referenzszenario im Jahr 2050 etwa 8.630 PJ aus dem Ausland eingeführt werden müssen, beträgt dieser Wert im Szenario RRO mit 4.440 PJ nur rund die Hälfte.

Anmerkung zur Interpretation der Kennwerte: Bei der Bewertung von Primärenergie und Energieträgermix ist darauf zu achten, dass der Strom aus erneuerbaren Energien nach der Wirkungsgradmethode mit einem Wirkungsgrad von 1 bewertet wird. Bei einer Betrachtung der primärenergieseitigen Effizienzsteigerungsraten im Vergleich zu den jeweiligen endenergieseitigen Einsparraten kommt zudem am Ende des Betrachtungszeitraums verstärkt zum Tragen, dass sich die Wasserstoffbereitstellung kompensierend auf den Einspareffekt auswirkt. Entscheidend hierfür sind die Umwandlungswirkungsgrade zwischen der Endenergie Wasserstoff und der eingesetzten Primärenergieträger (Stromerzeugung und Elektrolysekette).

Nachfrageseite

Endenergieseitig zeichnet sich das Szenario RRO im Szenariovergleich durch die höchsten Einsparraten aus. Die jährliche Produktivitätssteigerung liegt bei 2,5 %/a, was zu einer Reduzierung des Endenergieeinsatzes von 17,3 % bis zum Jahr 2020, 28,2 % bis zum Jahr 2030 und sogar 45,4 % bis zum Jahr 2050 führt. Damit muss vor allem auch in den letzten Dekaden eine engagierte Einsparpolitik betrieben werden. Die europaweite Besteuerung von Energie ist dabei in ein effizientes zielorientiertes Maßnahmenbündel einzubeziehen. Im Vergleich zu anderen Szenarien ist vor allem auch bei den Stromwendungen eine deutliche Verringerung notwendig. Im Jahr 2030 (2050) liegt der Stromverbrauch 11,7 % (19,5 %) niedriger als im Bezugsjahr 1998. Dagegen steigt die Nachfrage der Endkunden nach elektrischer Energie in den anderen Szenarien zumindest im moderaten Umfang an. Trotz allem erhöht sich der relative Anteil von Strom am Endenergieverbrauch im Zeitverlauf von rund 18 % im Jahr 1998 auf 26,5 % im Jahr 2050. Während vor allem auch die erneuerbaren Energien an Bedeutung gewinnen, geht der Einsatz der Mineralölprodukte drastisch zurück und liegt im Jahr 2050 nur noch bei gut einem Zehntel des Ausgangsniveaus.

Verkehr

Aufgrund der Klimaschutzanforderungen verstärkt sich der Druck auf die Automobilindustrie den Kraftstoffverbrauch weiter zu senken. Gegenüber dem Referenzszenario, in dem bereits eine deutliche Effizienzsteigerung der PKW-Flotte um durchschnittlich 1,4 %/a unterstellt wurde, verringert sich der spezifische Energieverbrauch im Szenario REG-/REN-Offensive über den Zeitverlauf um im Mittel zunächst 2,0 %/a später dann 2,5 %/a⁴. Mit einem Flottenverbrauch der Otto-PKW von 4,7 l/100 km im Jahr 2030 und 2,5 l/100 km im Jahr 2050 kommt es dabei vor allem auch gegen Ende des Betrachtungszeitraums noch einmal zu überdurchschnittlichen Effizienzsteigerungen. Vergleichbare - wenngleich nicht ganz so hohe - Effizienzsteigerungen sind auch im Bereich des Güterverkehrs und im geringeren Umfang auch im Bereich des Luftverkehrs zu beobachten. Im Kapitel 4.2.5 des EK-Berichtes werden für den Güterverkehr technisch/wirtschaftliche Einsparmöglichkeiten von 1 bis maximal 2%/a dargelegt, die hier in die Flotte umgesetzt wurden. Der größte Anteil des Frachtverkehrs wird mit Fahrzeugen realisiert, die nicht älter als 5 Jahre sind, wodurch schnelle Umsetzungsmöglichkeiten gegeben sind.

Die unterstellten Minderungsmöglichkeiten liegen dabei durchaus in der Bandbreite anderer Analysen. In einer vom FZ Jülich für die Enquete-Kommission durchgeführten Zusammenfassung maßgeblicher Szenarien für die Entwicklung des Personen- und Güterverkehrs resultieren bis zum Jahr 2020 spezifische Einsparung von 22 bis 37 % bei den PKW (im Szenario RRO werden 33 % angenommen) und 10 bis 20 % im Güterverkehr (im Szenario RRO werden 18 % angenommen). Diese primär konventionellen Verbesserung der Fahrzeugeffizienz (Verringerung des Roll- und Luftwiderstandes, Verbesserung des Fahrzeugantriebes) werden vor allem nach dem Jahr 2020 ergänzt durch eine bei gleichbleibenden Sicherheitseigenschaften sukzessive Verringerung des Fahrzeuggewichtes in Folge der Verwendung leichterer Materialien und einer insbesondere bei den PKW stärker

⁴ Eine Größenordnung, die zur Einhaltung der Selbstverpflichtung der Automobilindustrie, den spezifischen CO₂-Ausstoß bis zum Jahr 2008 auf 140 g/km zu reduzieren, deutlich überschritten werden müßte.

zielorientierten Bauweise der Fahrzeuge⁵ sowie den verstärkten Einsatz von effizienten Brennstoffzellenantrieben. Hierdurch kann noch einmal ein signifikanter Effizienzschub erreicht werden. Ergänzend hierzu kommt zum Tragen, dass im Sinne der Gesamtszenariophilosophie davon ausgegangen werden kann, dass – auch bedingt durch zunehmend spürbare Preissignale – die Verkehrsteilnehmer von sich aus verstärkt auf kleinere Fahrzeuge mit weniger Hubraum und geringerem spezifischem Verbrauch übergehen werden.

Der zunehmende Druck durch die engagierten Klimaschutzziele führt wie in den anderen Szenarien auch im Szenario RRO zudem zum vermehrten Einsatz intelligenter Planungs- und Steuerungssysteme. Bis zum Ende des Betrachtungszeitraums macht sich dies im Vergleich zum Trend durch eine weitere Erhöhung des Auslastungsgrades um bis zu 15 % bemerkbar.

Darüber hinaus nimmt beim motorisierten Individualverkehr der relative Anteil von Diesel (inkl. Biodiesel) im Vergleich zu Benzin deutlich zu. Für Biodiesel wird entsprechend der Vorgaben der Enquête-Kommission davon ausgegangen, dass die von der EU-Kommission im Herbst 2001 in zwei Richtlinienentwürfen dargelegte Zielsetzung den Biodieselanteil in Europa bis zum Jahr 2010 auf 6 % zu erhöhen in Deutschland erreicht wird. Danach steigt der Biodieselanteil weiter bis auf 15 % im Jahr 2030 an. Bedingt durch die Vorgabe absolut gleich bleibender Einsatzmengen erhöht sich der Biodieselanteil am Kraftstoffverbrauch bei rückläufigen spezifischen Verbräuchen sogar auf knapp 22 % im Jahr 2050. Biodiesel wird dabei nicht nur im Bereich des Binnenschiffverkehrs eingesetzt, sondern kommt auch in fast jedem vierten PKW und LKW zur Anwendung. Der überwiegende Anteil des eingesetzten Biodiesels muss aufgrund der begrenzten Flächen und konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten der biogenen Energieträgerpotenziale (die gegenüber der Bereitstellung von Biodiesel zudem eine höhere Effizienz der Umwandlungskette ermöglichen, z. B. Stromerzeugung in Biomasse.-HKW) importiert werden.

Parallel zu Biodiesel kann mit Erdgas ein zweiter, gegenüber Benzin klimaverträglicher Kraftstoff seine Bedeutung gegenüber Business as Usual Bedingungen ausbauen und mit einem Marktanteil von 8 % im motorisierten Individualverkehr im Jahr 2030 und sogar 25 % im Jahr 2050 eine wichtige Stütze des Verkehrssystems werden.

Die heute bereits absehbaren Trends hinsichtlich eines verstärkten Drangs von Erdgas in den Verkehr werden somit verstärkt. Zusammen mit der Automobilindustrie und verschiedenen großen Mineralölunternehmen (z. B. BP) hat die Gaswirtschaft Ende des Jahres 2001 eine „Erdgas Mobil“ Offensive gestartet, über die in wenigen Jahren mehr als 1.000 Tankstellen in Deutschland mit Erdgaszapfsäulen ausgestattet werden sollen. Damit dürfte eine ausreichend kritische Tankstellendichte erreicht sein, die einen breiten Einsatz dieses Kraftstoffs grundsätzlich ermöglicht.

Die verstärkte Anwendung von Erdgas erfordert eine europaweite Einführung dieses neuen Kraftstoffes. Eine ansonsten erforderliche doppelte Tankanlage (in der Regel werden Erdgasfahrzeuge zusätzlich mit einem kleinen Benzintank ausgestattet) reduziert aufgrund des Platzbedarfs den Gebrauchsnutzen und würde zu keiner ausreichenden Akzeptanz führen. Die Markteinführung von Erdgas wird heute bereits durch eine Vergünstigung bei der

⁵ Heute bestimmen zusätzliche (Luxus-)Anwendungen im Fahrzeug etwa 60 % des Gewichtes. Durch eine verantwortliche Produktpolitik, die sich stärker an Dienstleistungsgesichtspunkten orientiert sind hier signifikante Gewichtsminderungen erreichbar.

Mineralölsteuer (bis auf 20 % des vergleichbaren Satzes für Benzin) politisch unterstützt. Aufgrund der unterstellten europaweiten CO₂-bezogenen Besteuerung von Energie wird dieser Prozess im Szenario RRO beschleunigt.

Während zunächst spezifisch auf den Erdgasantrieb ausgerichtete Motoren zum Einsatz kommen, finden im späteren Zeitverlauf unter Einbeziehung der stationären Wasserstofferzeugung (zunächst Wasserstoff-Reformer an den Tankstellen und später dann Großelektrolyseure) vermehrt auch Brennstoffzellen-Fahrzeuge Verwendung. Auf eine mobile Reformierung im Fahrzeug selber, die heute noch nicht hinreichend gelöst ist, kann so verzichtet werden.

Während der Erdgasanteil in der Aufbauphase der Infrastruktur im MIV erst sehr langsam ansteigt, ist im Bereich des ÖSPV aufgrund geringerer Akzeptanzprobleme und begrenztem Aktionsradius (im Linienbusverkehr besteht keine Notwendigkeit einer europaweiten Versorgung mit Erdgas) ein schnellerer Ausbau möglich. Die kraftstoffbedingten Treibhausgasmindervorteile können allerdings nur dann ausgeschöpft werden, wenn auch bei den Busantrieben spezifisch auf Erdgas ausgerichtete Systeme entwickelt werden, die gegenüber den heutigen adaptierten Motoren eine erhöhte Effizienz aufweisen. Davon wird hier ausgegangen. Dem ÖSPV kommt entsprechend den Vorgaben der Kommission auch für die Einführung von Wasserstoff eine Vorreiterrolle zu. Wesentliche Quellen für die elektrolytische Wasserstofferzeugung ist u. a. die weitere Ausdehnung der offshore-Windenergieerzeugung. Die Bereitstellung von Wasserstoff kann dabei nicht nur zum Ausgleich des schwankenden Energieangebotes eingesetzt werden, sondern auch als Transportmedium der weit vor der Küste bereitgestellten elektrischen Energie. Vor diesem Hintergrund erfolgt der Einsatz von Wasserstoff im ÖSPV schwerpunktmäßig zunächst im Norden.

Außer im ÖSPV findet Wasserstoff auch im verstärkten Umfang im innerdeutschen Luftverkehr Verwendung. Aufgrund der begrenzten Anzahl von Flughäfen scheinen strukturelle Änderungen hier noch am schnellsten möglich. Wegen der hinreichend niedrigen Flughöhe wirkt sich auch der bei der Verbrennung entstehende Wasserdampf nicht nachteilig auf die Klimabilanz aus.

Letztendlich ergibt sich im Szenario RRO durch die Besteuerung der Kraftstoffe und ein insgesamt stärker auf den Klimaschutz ausgerichtetes Bewusstsein der Verbraucher ein stärkerer Drang auf den nichtmotorisierten Verkehr. Die entsprechenden Vorgaben der Enquête-Kommission hinsichtlich der Verlagerung zum nicht-motorisierten Verkehr wurden umgesetzt. Zusätzlich wurde vorgegeben, dass sich im Personenverkehr und im Güterfernverkehr auch eine leichte Veränderung des Modal Split zu Gunsten der Bahn und des ÖSPV (Personenverkehr) bzw. des Schifftransportes (Güterfernverkehr) einstellt.

Haushalte

Der im Szenario RRO angestrebte Klimaschutzbeitrag erfordert vor allem eine deutliche Anhebung der Sanierungsraten im Altbau. Angesichts der bereits unter Referenzbedingungen vergleichsweise engagierten Vorgaben für die Sanierungsstandards ergibt sich vor allem an dieser Stelle eine Einwirkungsmöglichkeit, höhere Minderungsbeiträge über den Gebäudebereich zu erschließen. Der Sanierungsstau der letzten 50 Jahre wird demnach durch zusätzliche Sanierungsanreize zumindest deutlich abgebaut. Mit einer unterstellten Sanierungsrate von 2,0 %/a wird davon ausgegangen, dass bei 80 % aller Gebäudesanierungen

automatisch auch eine energetische Verbesserung der Gebäudehülle durchgeführt wird. Gegenüber der Referenzentwicklung und auch den in der Vergangenheit üblichen Werten entspricht dies etwa einer Verdreifachung. Die Erhöhung der jährlichen Gebäudesanierungen bleibt trotz allem im Rahmen des technisch sinnvollen Erneuerungszyklusses und wird eingebunden in eine ohnehin zum Erhalt der Gebäudesubstanz notwendigen bisher aber nur teilweise durchgeführten Sanierung der Gebäude.

Aus diesem Grund kann ein Teil der anfallenden Kosten der Gebäudeertüchtigung (z. B. Gerüstbau, Abschlagen des Putzes, Erneuerung des Daches etc.) für die energetischen Maßnahmen unberücksichtigt bleiben, da sie ohnehin, zur Instandhaltung des Gebäudes notwendig sind. Ein Abbau des Sanierungsstaus im Altbaubestand ist mit einer daraus resultierenden energetischen Sanierungsrate von 2 %/a dabei gleichzusetzen mit einer kompletten Sanierung der wesentlichen Gebäudebestandteile, d. h. Fenster, Außenfassade aller Wohngebäude innerhalb eines Zeitraumes von 50 Jahren. Ein größerer Teil der Erhöhung der Sanierungsrate kann allerdings bereits dadurch aufgefangen werden, dass vermehrt Sorge dafür getragen wird, dass die bestehenden Anforderungen bezüglich der energetischen Sanierung (vgl. Vorgaben der Energieeinsparverordnung) bei durchgeführten baulichen Maßnahmen auch tatsächlich eingehalten werden. Derzeit, und auch in der Referenzentwicklung, wird noch ein erheblicher Anteil von Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle ohne gleichzeitige energetische Sanierung durchgeführt, obwohl dies in vielen Fällen durch die gültige Wärmeschutzverordnung bzw. Energieeinsparverordnung vorgeschrieben wäre. Entsprechende Anreizsysteme (Umsetzungshilfen) sind im Szenario RRO vorzusehen.

Unabhängig davon wird die Zunahme der Sanierungsrate kein Selbstläufer sein. Auch für die reine Einbeziehung der energetischen Sanierung in die zyklisch anstehende gebäudetechnische Ertüchtigung sind bestimmte zusätzliche Anreize zu setzen (z. B. Informations-, Förder- und Kreditprogramme und Umsetzungshilfen), die zu einer Erhöhung der Transaktionskosten führen. Trotzdem, die hier getroffene Annahme, dass bereits bis zum Jahr 2010 eine etwa Verdreifachung der Anzahl der heute jährlich durchgeführten energetischen Sanierungen möglich ist, bleibt optimistisch. Sie ist vor allem der Tatsache geschuldet, dass gerade im Gebäudebereich vielfältige wirtschaftliche Einsparpotenziale brach liegen. Allein aus wirtschaftlichen Gründen sollte demnach ein hohes Interesse bestehen, diese schnell zu erschließen. In Bezug auf das Erreichen der Nachhaltigkeitsziele weist das Szenario RRO allerdings noch einen hinreichenden Puffer auf, so dass – das zeigen Variantenrechnungen – auch eine erst spätere und gegebenenfalls mehr stufenweise Erhöhung der Sanierungsrate ohne Eingriffe in die Szenariostruktur realisierbar sind. Allerdings, je weniger Gebäude in den ersten Jahren des Betrachtungszeitraums energetisch saniert werden, desto höher muss die entsprechende Sanierungsrate gegen Ende steigen. Die natürliche Grenze ist hier mit 2,5 %/a gegeben, da energetische Sanierungen ausserhalb des Sanierungszyklusses aus Kostengründen nicht einbezogen werden. Die spezifischen Minderungseffekte für die Sanierung im Gebäudebestand liegen leicht unterhalb der Werte der Referenzentwicklung, da hier die Vorgaben bereits als sehr weitgehend und engagiert eingeschätzt werden. Zur Umsetzung gelangen dabei nur Maßnahmenbündel, die mittlere Einsparkosten von 2 cent/kWh (ca. 4 Pf/kWh) nicht überschreiten. Hierbei ist zugelassen, dass spezifisch teure Einzelmaßnahmen durch entsprechend günstigere Optionen quersubventioniert werden. Im Gebäudebestand wird damit sukzessive der im Bereich des Neubaus erzielte technische Fortschritt kontinuierlich auf den Altbau übertragen. Die Auswahl der Sanierungsmaßnahmen orientiert sich dabei an

Erfahrungen aus der Praxis. So liegen die typischen Sanierungskosten der Einfamilienhäuser und kleinen Mehrfamilienhäuser zwischen 250 und 350 DM/m² Wohnfläche (Vollkosten der Sanierung, dafür ist nur ein Teil auf die energetische Sanierung anzurechnen), Kosten die in wissenschaftlichen Begleitprogrammen realisierter Gebäudesanierungen (z. B. IWU Darmstadt, EU-Projekt Hannover) bestätigt werden.

Im Rahmen der an einzelwirtschaftlichen Kalkülen orientierten Einsparstrategie kommt es gegenüber dem Trend deshalb weniger zu weitergehenden spezifischen Minderungen im Einzelfall, sondern vor allem zu verstärkten Sanierungsaktivitäten (s.o.). Zusätzlich wird angenommen, dass sich die für die Umsetzung der höheren Sanierungsrate erforderlichen Transaktionskosten im wesentlichen mit Kostendegressionen bei den spezifischen Minderungsmaßnahmen kompensieren werden. Im Zuge der gegenüber der Referenzentwicklung steigenden Sanierungsrate reagieren die Bauwirtschaft und die Dämmstoffindustrie mit zusätzlichen Produktentwicklungen und Innovationen, die zu Kostendegression führen. Die Skalen-Effekte der Bauwirtschaft wirken sich deutlich positiv aus.

Auch bei der Bereitstellung der nachgefragten Wärme ergeben sich Unterschiede zu den anderen Szenarien. Im Szenario RRO nimmt insbesondere der Anteil der erneuerbaren Energien (vor allem auch über Nahwärmenetze) im Zeitverlauf deutlich zu. Ebenso steigen die Anteile von elektrischen und gasbetriebenen Wärmepumpen deutlich an. In der Anfangsphase kommt es unter Einhalten der Sanierungszyklen zu einem zügigen Abbau der Nachtstromspeicherheizungen. Zudem werden Einzelheizungssysteme vermehrt durch effizientere zentrale Anlagen ersetzt.

Während die Ausstattungsgrade mit elektrischen Haushaltsgeräten durch die Vorgaben der Enquête-Kommission bestimmt sind, ist die Entwicklung der spezifischen Verbräuche der Geräte eine ergebnisbestimmende Größe. Im Rahmen der Effizienzsteigerungsstrategie im Szenario REG-/REN-Offensive werden die verfügbaren wirtschaftlichen Einsparpotenziale nahezu vollständig ausgeschöpft. Der Stromverbrauch für die elektrischen Anwendungen im Haushalt halbiert sich dadurch in etwa gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1998. Im Vergleich zu den anderen Entwicklungspfaden entspricht dies einer weiteren Reduzierung um bis zu 15 %.

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. werden erschlossen. Absolut gesehen kommt es dadurch zu einer kontinuierlichen Abnahme der Stromnachfrage der elektrischen Haushaltsgeräte, die am Ende des Betrachtungszeitraums durch den Rückgang der Bevölkerungs- und Haushaltszahlen noch verstärkt wird. Bezogen auf den gesamten Strombedarf der Haushalte wird dieser Effekt am Ende der Betrachtungsperiode durch den Anstieg der Stromnachfrage der elektrischen Heizungssysteme jedoch kompensiert.

Industrie und Kleinverbraucher (Gewerbe, Handel, Dienstleistung)

Im Bereich der industriellen und gewerblichen Verbraucher wird in der REG/REN-Offensive die größte Energieeinsparung erreicht. Als Grundannahme wird davon ausgegangen, dass die vorhandenen volkswirtschaftlich rentablen Energieeffizienzpotenziale (zur Definition und Größenordnung der Einsparpotenziale vgl. Beschreibungen zum Szenario UWE) durch

geeignete Politikmaßnahmen weitgehend adressiert und erschlossen werden. Dabei wird unterstellt, dass die in den Potenzialbetrachtungen ausgewiesenen – aus heutiger Sicht - technischen Potenziale im Rahmen einer engagierten Einsparstrategie durch einen sich selbst verstärkenden Effekt (Innovationsdynamik) im Zeitverlauf langfristig volkswirtschaftlich interessant werden und ausgeschöpft werden können. Im einzelnen ergeben sich folgende Entwicklungen:

- Im Vergleich mit der Referenzentwicklung zeigt sich, dass in der Industrie im Szenario RRO bis 2020 gut 13 % eingespart und im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sogar 18 % eingespart werden. Damit werden im Szenario REN/REG-Offensive die nach den Angaben des ISI und des Wuppertal Instituts aus heutiger Sicht vorhandenen einzelwirtschaftlichen Energieeffizienzpotenziale bis zum Jahr 2020 bereits weitgehend mobilisiert werden können. Hier wird unterstellt, dass ihre Realisierung im Rahmen der entsprechenden engagierten Strategie des Szenarios REN/REG-Offensive möglich und darstellbar ist.
- Im Bereich der Stromanwendungen entspricht das Szenario RRO im Kleinverbrauch einer engagierten Spar-Variante (vgl. Lechtenböhrer, Rath u.a. (2001)), in der unterstellt wird, dass bei Neuanschaffungen zu etwa 80% jeweils marktbeste Geräte und Anlagenkonzepte gewählt werden. Rund 20% der Neuanschaffungen sind durchschnittliche Techniken. Sofern Anlagen aufgrund gestiegener Anforderungen oder Betriebsausweitungen vollständig neu installiert werden, wird davon ausgegangen, dass auch die Möglichkeiten der integralen Planung und hierdurch vorhandene Optimierungsmöglichkeiten genutzt werden
- Bis 2050 werden dann Einsparungen gegenüber der Referenzentwicklung in Höhe von knapp 25 % in der Industrie bzw. rd. 32 % im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen realisiert. Diese Größenordnungen gehen signifikant über das einzelwirtschaftliche Potenzial hinaus und nähern sich den aus heutiger Sicht technisch möglichen Einsparungen. Dies begründet sich einerseits aus einer dynamischen Weiterentwicklung der Energieeffizienzpotenziale im Zeitraum nach 2020. Andererseits impliziert eine offensive Einsparpolitik, dass die Umsetzungslücke zwischen den volkswirtschaftlich lukrativen Einsparoptionen, zu den die technischen Möglichkeiten mit überwiegender Mehrheit zu zählen sind, und den einzelwirtschaftlichen Anreizen (kurze Amortisationszeiten, hohe Verzinsung) nach einer Anlaufphase zunehmend geschlossen werden können.
- Das Einsparpotential gegenüber der Referenzentwicklung wird auch dadurch erhöht, dass im Trendszenario für den Zeitraum 2020 bis 2050 vor dem Hintergrund des nach 2020 geringeren Wachstums der Produktion von einer „geringeren Umsetzung von Effizienzfortschritten“ (1,5 % pro Jahr gegenüber 1,9 % pro Jahr im Zeitraum 1998 bis 2020) ausgegangen wird (Prognos/IER 2001). Demgegenüber wird hier angenommen, dass es möglich sein wird, auch bei insgesamt langsamem Wachstum durch eine entsprechende Modernisierungsstrategie die weiterhin bestehenden Effizienzpotenziale zu erschließen. Im Effekt ergibt sich gegenüber dem Trend ein prozentual höheres Einsparpotential.
- Im Szenario RRO: REN/REG-Offensive kann der Rückgang der Energieintensität der Industrie aufgrund der expliziten Effizienzpolitik deutlich, d.h. um etwa ein Drittel,

beschleunigt werden. Bis zum Jahr 2020 kann der Rückgang der Energieintensitäten auf 2,5 % pro Jahr erhöht werden. Zwischen 2020 und 2050 beträgt der Rückgang etwa 1,9 % pro Jahr.

- Im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen wird zwischen 1998 und 2020 ein Rückgang der Energieintensitäten um 2,9 % pro Jahr erreicht. Zwischen 2020 und 2050 beträgt der Rückgang etwa 2,1 % pro Jahr. Gegenüber der Referenzentwicklung ist der Rückgang der Energieintensitäten um fast 50 % verstärkt.

Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz

Eine Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz kommt im Szenario REG-/REN-Offensive nicht vor.

Stromerzeugungssystem

Im Vergleich zur Referenzentwicklung und den beiden anderen Entwicklungspfaden ist das Szenario RRO durch ein deutlich geringeres Stromaufkommen gekennzeichnet. Die Nachfrage der Endkunden nach elektrischer Energie verringert sich von 1998 bis 2030 um rund 11,7 % und bis 2050 um 19,5 %. In der Referenzentwicklung zeigt sich dagegen im gleichen Zeitverlauf eine Erhöhung um knapp 7 %. Bezogen auf die resultierende Nettostromerzeugung sind die Unterschiede zwischen den beiden Entwicklungspfaden allerdings geringer. Während Endverbrauchernachfrage im Szenario RRO und Referenzentwicklung am Ende des Betrachtungszeitraums um fast ein Viertel voneinander abweichen, stellt sich für die Nettostromerzeugung nur ein Unterschied von 13,1 % ein. Ausschlaggebend ist hierfür die elektrolytische Wasserstoffbereitstellung.

Nukleare und fossile Stromerzeugung

Im Szenario RRO wird davon ausgegangen, dass die Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke entsprechend dem Mitte des Jahres 2000 zwischen Bundesregierung und Betreibern gefundenen (Ausstiegs-)Konsens begrenzt wird. Das letzte Kernkraftwerk wird demnach in der ersten Hälfte der dritten Dekade dieses Jahrhunderts außer Betrieb gehen.

Unter den getroffenen Annahmen für den Neubau von Kraftwerken (Analyseraster, Zwischenbericht) weist der Ausbau der Gasstromerzeugung neben der Nutzung der vergleichsweise günstigen heimischen REG-Technologien (Wasserkraft, Biomasse) die geringsten CO₂-Minderungskosten auf. Verstärkt wird dieser Effekt, wenn zusätzlich Gutschriften aus der Wärmeauskopplung erzielt werden können. Vor diesem Hintergrund ist es nicht verwunderlich, dass der Erdgasanteil an der Stromerzeugung von heute 9,5 % bei gleichzeitig rückläufiger Stromnachfrage auf 25,7 % im Jahr 2030 und 29,6 % im Jahr 2050 ansteigt.

Kohlekraftwerken kommt im Szenario RRO am Ende des Betrachtungszeitraums kaum noch Bedeutung zu. Im Jahr 2050 sind nur noch einige wenige Anlagen in Betrieb. Bis zum Jahr 2030 kann Kohle (Stein- und Braunkohle zusammen) mit einem Anteil von 38,5 % hingegen einen hohen Stellenwert bei der Stromerzeugung behaupten. Möglich wird dies einerseits durch die erfolgreiche Energieeinsparung (womit in anderen Feldern außerhalb der Stromerzeugung bereits CO₂-Minderungsbeiträge geleistet werden). Andererseits ist der absolute Beitrag von

Stein- und Braunkohle zur Stromerzeugung um mehr als ein Drittel gegenüber dem heutigen Niveau rückläufig. Die meisten der dann noch in Betrieb befindlichen Anlagen werden bereits zu Beginn des Analysezeitraums errichtet. Treibende Größe für die Erneuerung des Kohlekraftwerksparks ist dabei das KWK-Gesetz. Unter dieser Voraussetzung kommen diese Anlagen über die Betrachtungszeit zu einer ausreichend langen Laufzeit (Nutzungsdauern > 30 Jahre) – und damit hinreichenden Amortisation. Hierdurch kann ein wichtiger Beitrag für die technologische Fortentwicklung der Kohlekraftwerkstechnik geleistet werden, die entsprechende Impulse auf den Exportmarkt ermöglicht.

Stromimport:

Für den Import von Strom aus fossilen oder nuklearen Kraftwerken aus dem Ausland wird entsprechend der Vorgaben der Kommission für den betrachteten Zeitverlauf von einer ausgeglichenen Bilanz ausgegangen.

CO₂-Entsorgung:

Der CO₂-Entsorgung auf der Basis von Kohlekraftwerken kommt im Szenario RRO keine Bedeutung zu. Ursächlich hierfür ist die in diesem Entwicklungspfad getroffene Fokussierung auf etwa gleich teure CO₂-Minderungsoptionen (offshore Windenergieerzeugung, Solarstromimport). Darüber hinaus ist der Beitrag der Kohleverstromung im Zeitverlauf stark rückläufig, so dass ohnehin kaum Ansatzpunkte für die systemintegrierte Entsorgung bestehen.

Kraft-Wärme-Kopplung:

Aus Kostengründen und angestoßen durch die (wettbewerbsorientierte) Selbstverpflichtungserklärung zum Klimaschutz der deutschen Industrie kommt es vor allem in den ersten Jahren des Betrachtungszeitraums zu einer Modernisierungsoffensive bei den bestehenden KWK-Anlagen der industriellen Eigenversorgung. In vielen dieser Anlagen wird durch Ertüchtigung und später auch durch Ersatzmaßnahmen eine signifikante Erhöhung der Stromkennzahl realisiert. Dabei werden die KWK-Anlagen in besonderem Maße im Szenario RRO als Entnahme-Kondensationskraftwerke auf Erdgasbasis ausgeführt bzw. umgerüstet, damit sie flexibler auf die schwankende Wärme- und Stromnachfrage reagieren und auch für das zunehmend schwankende Stromangebot der regenerativen Stromerzeugung als Regulativ wirken können. In beschränktem Umfang ist dieser Prozess mit einer weiteren Verdichtung in den fernwärmeversorgten Gebieten verbunden. Vergleichbare Maßnahmen werden bei den öffentlichen Heizkraftwerken umgesetzt. Dabei werden auch hier vor allem an bestehenden KWK-Standorten Ertüchtigungen und Modernisierungen durchgeführt.

Durch die im Rahmen des Ersatzbedarfes bis zum Jahr 2020 durchgeführte Erneuerung des KWK-Anlagenparks kann der Beitrag der Koppelstromerzeugung bereits in den ersten beiden Dekaden mehr als verdoppelt werden. Darüber hinaus können zumindest im Bereich der Industrie weitere Großverbraucher für die KWK gewonnen werden. Vorteilhaft wirkt sich hier die Nutzbarkeit der Abwärme der gasturbinenbasierten Kraftwerke für die Prozesswärmebereitstellung aus. Zu einem Ersatz industrieller Heizwerke durch Heizkraftwerke kommt es demnach vor allem da, wo noch Potential für die Errichtung von größeren Anlagen (>200 MW_{e,l}) besteht, die im Wettbewerbsmarkt mit der Kondensationsstromerzeugung und hinsichtlich der resultierenden Treibhausgasminderungskosten auch gegenüber anderen Klimaschutzmaßnahmen gut bestehen können. Insgesamt wird von einem Zubau von 2.000 MW ausgegangen.

Bis zum Jahr 2020 ist auch ein weitere signifikanter Ausbau von Blockheizkraftwerken zu beobachten, die vor allem von privaten Verbrauchern (KMU, Wohnungsbaugesellschaften) errichtet werden. Sofern der Bezug von Strom von Außen den entstehenden Kosten entgegengerechnet werden kann, liegen gerade hier wirtschaftlich interessante Einsatzbedingungen vor. Durch die spezifischen Anreize, die sich vor allem auch im Zug der EU-weiten Energiebesteuerung einstellen, resultieren jährliche Zuwachsraten von bis zu 200 MW/a (im Jahr 2010).

Nach 2010, vor allem aber nach 2020 stoßen zunehmend Brennstoffzellenanlagen in den BHKW-Markt vor. Sie öffnen diesen zu kleinen Leistungseinheiten. Die Haupteinsatzgebiete von derartigen Kleinanlagen (z. B. PEMFC mit 5 kW_e, die sich derzeit von Vaillant in der Entwicklung befindet oder Konzepte im 1 kW Bereich von Sulzer Hexis) sind zunächst im Bereich des Neubaus (Mehrfamilienhausbereich), später auch im Gebäudebestand zu finden. Allerdings hat der Ausbau der mit fossilen Energieträgern betriebenen Brennstoffzellen nur Übergangscharakter. Im späteren Zeitverlauf schwinden die ökologischen Vorteile dieser Anlagen (z. B. gegenüber gasbetriebenen oder elektrischen Wärmepumpen), in dem Maße wie die resultierende CO₂-Gutschrift für die Stromerzeugung abnimmt und mit erneuerbaren Energien zunehmend CO₂-freie Wärmebereitstellungsoptionen in den Wärmemarkt drängen. Aufgrund des begrenzten Potentials kann dieser Effekt allein durch den vermehrten Einsatz von Biogas-Brennstoffzellen nicht kompensiert werden. Bis zum Ende des Betrachtungszeitraums wird deshalb davon ausgegangen, dass lediglich der bis 2030 aufgebaute Bestand erhalten werden kann.

Insbesondere im Szenario REG-/REN-Offensive macht sich stark bemerkbar, dass der Wärmebedarf vor allem durch das deutliche Anheben der Sanierungsrate und die auch bei industriellen und gewerblichen Anwendungen erreichten Einsparerfolge stark rückläufig ist, mit entsprechenden Konsequenzen für die Auslegung der Anlagen, die auf geringere Wärmeleistungen auszurichten sind. Dies gilt bereits für die bis zum Jahr 2020 unterstellte Erneuerungsstrategie des KWK-Anlagenparks, aber auch für den späteren Ersatz von Brennstoffzellen.

Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien (heimische Stromerzeugung):

Entsprechend der Vorgaben der Enquête-Kommission, die aus den Anforderungen der EU-Kommission abgeleitet worden sind, erfolgt bis zum Jahr 2010 annähernd eine Verdopplung des Stromerzeugungsanteils der erneuerbaren Energien, d.h. gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1998 bis auf 12,5 %. Diese Maßnahme wird nicht nur als Option verstanden, den Vorgaben der EU gerecht zu werden, sondern zielt in gewissem Maße – durch einen Einsatz auf dem heimischen Markt – auch auf eine Stärkung der Position der deutschen Hersteller ab.

Anders als beispielsweise im Szenario fossil-nuklearer Energiemix soll im Szenario REG-/REN-Offensive den Vorgaben der Kommission entsprechend, der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 konsequent fortgesetzt werden. Im Jahr 2050 wird deutlich mehr (58,9 %) als jede zweite kWh (inkl. REG-Stromimport) mit Hilfe von erneuerbaren Energien bereitgestellt. Grundlage für diesen massiven Ausbau der regenerativen Stromerzeugung ist neben der Nutzung der günstigen Bezugsmöglichkeiten von Windstrom

aus dem Ausland im späteren Zeitverlauf auch der Einstieg in den Solarstromimport und eine deutliche Ausweitung der heimischen Stromerzeugung aus den natürlichen Quellen.

Abbildung 3 zeigt die zeitliche Entwicklung des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung im Vergleich der drei Entwicklungspfade und dem Referenzpfad. Danach bildet in allen Fällen zunächst die Windenergie (offshore) die tragende Säule für den Ausbau.

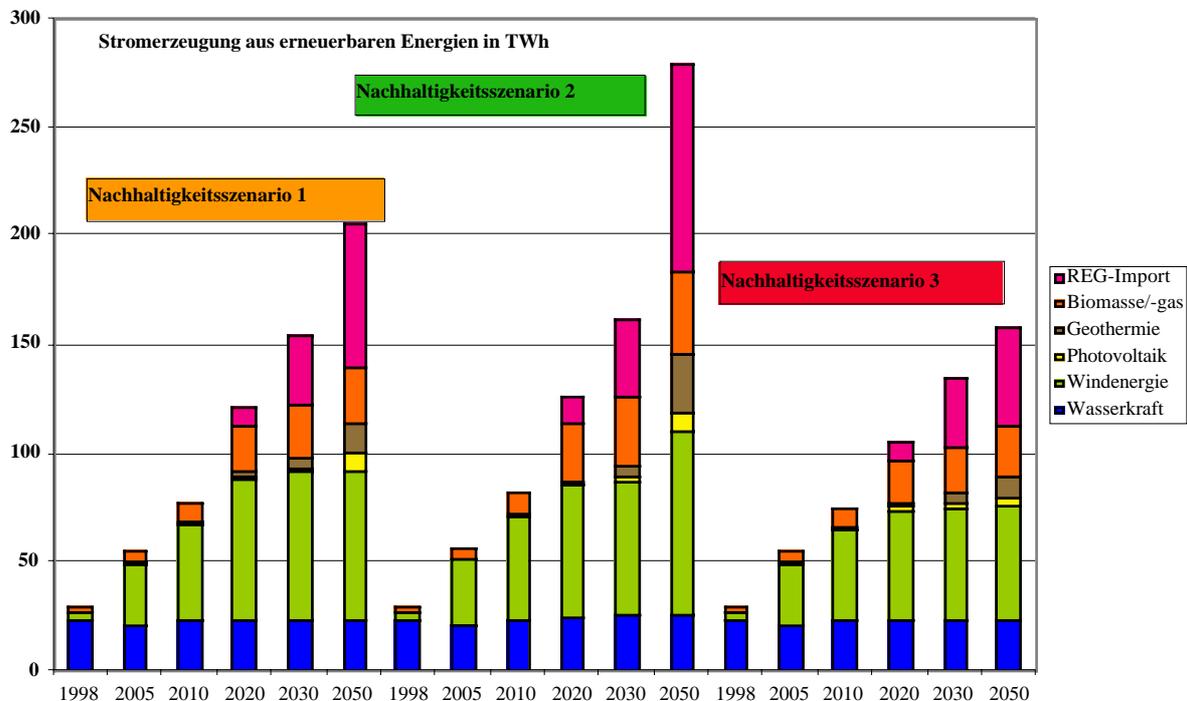


Abbildung 3: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Szenariovergleich

- Die Wasserkraftstromerzeugung ist vom Potential her begrenzt und bereits unter Trendbedingungen weitgehend ausgeschöpft. Im Szenario RRO ergeben sich darüber hinaus kaum Möglichkeiten.
- Der Beitrag der Windenergie steigt vor allem bis zum Jahr 2010 deutlich an und vervierfacht sich gegenüber dem Niveau des Jahres 2000 fast. Der überwiegende Zuwachs wird von offshore-Anlagen zu erbringen sein. Nach dem Jahr 2010 erweitert sich basierend auf der bis dahin ausgelösten Dynamik vor allem die offshore-Nutzung der Windenergie. Auch bei der onshore-Nutzung gibt es noch eine leichte Steigerung, die in erster Linie aus dem reinen Ersatz von Windenergieanlagen an bestehenden Standorten durch Anlagen mit größerer Leistung resultiert. Aufgrund der sich weiterentwickelnden Technologie kann so auf gleicher Fläche ein deutlich höherer Ertrag erwirtschaftet werden. Im Jahr 2050 liegt der Beitrag der Windenergie mit rund 84 TWh dann auf dem doppelten Niveau des Jahres 2010. Die Windenergie deckt zu diesem Zeitpunkt 17,4 % der gesamten Stromerzeugung ab.

Aufgrund von zu erwartenden Akzeptanzschwierigkeiten wird soweit möglich nach 2010 auf die Nutzung noch nicht belegter Flächen verzichtet, dies schließt insbesondere auch einen weitgehenden Verzicht auf die Nutzung weniger windhöflicher Gebiete (mittlere

Windgeschwindigkeit $< 4,5$ m/s) aus, wo nur sehr große Einzelanlagen (3 MW Klasse mit Nabenhöhen von 90 m und Rotordurchmesser von 87 m) gegenüber alternativen Nutzungsmöglichkeiten (z. B. Solarstromimport, geothermische Stromerzeugung) zu wirtschaftlichen Bedingungen zu errichten sind.

- Mit den zur Zeit guten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Photovoltaik (Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG), 100.000 Dächerprogramm) entsteht auf diesem neuen Markt eine Wachstumsdynamik, die auch nach dem Jahr 2010 solide Zuwachsraten ermöglicht. Aufgrund der noch hohen Kosten der photovoltaischen Stromerzeugung werden diese mit 30 bis 60 MW/a aber deutlich niedriger sein als in der Hochphase des 100.00 Dächerprogramms. Da dieser Zuwachs aus wirtschaftlichen Gründen von allein nicht ausgelöst wird, ist eine weitergehende staatliche Förderung notwendig. Trotzdem bleibt die Photovoltaik mit einer Stromerzeugung von unter einer TWh in den ersten beiden Dekaden dieses Jahrhunderts energiewirtschaftlich von geringer Bedeutung. Anreiz für die Förderung ist daher vor allem die Aussicht mit einem stabilen heimischen Markt und einer stabilen heimischen Fertigung erfolgreich auf den Exportmärkten agieren zu können. Nach dem Jahr 2020, vor allem dann aber am Ende des Betrachtungszeitraums wird die Photovoltaik deutlich stärker nachgefragt. Die Kosten sind bis dahin gefallen und der durch die Klimaschutzvorgaben ausgelöste Druck ist größer geworden, sodass eine deutliche Ausweitung der photovoltaischen Stromerzeugung erfolgt. Mit 9,1 TWh bleibt die Photovoltaik aber auch dann noch gegenüber den anderen Optionen der erneuerbaren Energien weit zurück und im Rahmen der Referenzentwicklung. Immerhin wird dann aber bereits jedes zehnte für die Solarzellennutzung in Deutschland geeignete Hausdach eine Solaranlage haben.
- Die ersten Anlagen der geothermischen Stromerzeugung werden als Demonstrationsanlagen bis zum Ende des ersten Szenario-Jahrzehnts gebaut. Nach einem langsamen Einstieg in den Markt im zweiten Jahrzehnt wächst mit der Geothermie unter den zugrunde gelegten Randbedingungen eine erneuerbare Stromerzeugungsoption heran, die mit nur vergleichsweise geringen Differenzkosten zu einer weiteren Absicherung und Verbreiterung des heimischen Energieangebotes beitragen kann. Im Gegensatz zur windtechnischen und photovoltaischen Stromerzeugung kann Geothermie auch im Grundlastbereich zur Anwendung kommen. Bei den avisierten hohen Anteilen der regenerativen Stromerzeugung macht sie diese Eigenschaft besonders wertvoll. Vor diesem Hintergrund stellt die Geothermie im Jahr 2030 (2050) einen Deckungsbeitrag von rund 5,2 TWh (28 TWh) zur Verfügung. Angesichts des großen Potentials der Geothermie ist dies eher eine verhaltene Abschätzung, die aber berücksichtigen soll, dass der Entwicklungsstand der Geothermie im Vergleich zu den anderen betrachteten Technologien noch vergleichsweise unsicher ist.
- Die Stromerzeugung aus Biomasse wird aufgrund der heute durch EEG und Biomasseverordnung günstig geprägten Ausgangsbedingungen vor allem in den ersten beiden Jahrzehnten des Betrachtungszeitraums deutliche Zuwächse verzeichnen. Dies gilt auch schon für die Referenzentwicklung und die anderen Entwicklungspfade. Bis zum Jahr 2050 erhöht sich der Beitrag zur Stromerzeugung noch einmal um etwa die Hälfte. Dabei kommt es in begrenztem Umfang auch zu einem Anbau von Energiepflanzen. Eine nennenswerte Zunahme des Biomassebeitrags zur Stromerzeugung kann nach 2020 vor

allem auch dadurch erreicht werden, dass ältere bestehende Anlagen (der durchschnittliche Nutzungsgrad der bestehenden und derzeit geplanten Biomasse-Kraftwerke liegt gerade einmal bei etwa 30 %) dann durch neuere Kraftwerke mit deutlich höherer Brennstoffausnutzung ersetzt werden. Die gesamte Stromerzeugung in Biomassekraftwerken steigt von heute 1,2 TWh (Stand 2000) über 6,7 TWh in 2010 und 24,5 TWh im Jahr 2020 auf 35,5 TWh im Jahr 2050 an.

Erneuerbare Energien (Stromimport):

Wie im Zwischenbericht ausgewiesen wurde, stehen für Deutschland beträchtliche Möglichkeiten des Importes von Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland zur Verfügung. Mit Stromerzeugungskosten im Bereich von 7,3 Pf/kWh (inklusive Übertragung frei deutsche Grenze) kommt dabei vor allem dem Import von Windenergiestrom aus den Nachbarländern eine wesentliche Bedeutung zu. Dies gilt vor allem für die ersten Jahrzehnte des Betrachtungszeitraums. Bis zum Jahr 2030 wird dementsprechend vom Aufbau einer windenergiebasierten Importinfrastruktur bis auf 55 TWh (7,4 TWh) ausgegangen. Damit wird das im Zwischenbericht (Prognos/IER/WI 2001) als realisierbar ausgewiesene Potenzial vollständig ausgeschöpft. Es entspricht allerdings nur rund 5 % der gesamten in der Region verfügbaren Potenziale, womit ausreichend berücksichtigt worden sein dürfte, dass auch anderen Länder in der Zukunft verstärkt Strom aus erneuerbaren Energien nachfragen werden.

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

Mit 96 TWh wird im Jahr 2050 dann etwa jede fünfte (20 %) kWh nicht mehr in Deutschland erzeugt sondern in regenerativen Anlagen im Ausland. Fast doppelt so viel (38,9 %) tragen heimische regenerative Quellen zur Nettostromerzeugung bei. Der Anteil der fluktuierenden Quellen (Windenergie, Photovoltaik) an der gesamten Nettostromerzeugung liegt bei 20,1 %. Eine Größenordnung, die aufgrund der vielfältigen Ausgleichseffekte (die Angebotsschwankungen nehmen bei der Betrachtung eines Verbundes von weiträumig z. T.

über ganz Deutschland verteilten Anlagen gegenüber der Einzelanlage deutlich ab), der gegenüber der Windenergienutzung im Binnenland deutlich höheren Auslastung der offshore-Anlagen, mit der Pufferfunktion des Netzes, einem hinreichend flexiblen konventionellem Kraftwerkspark (Gas-GUD-Anlagen), modernen Informationstechnologien (z. B. zur Vorausschau der erwarteten Leistung) und einer intelligenten Anpassung der Nachfrage an das Energieangebot (z. B. durch spezifische auf das Windenergieangebot abgestimmte Tarife) gut integriert werden kann. Vor diesem

Beim Aufstellen der Leistungsbilanz, die zur Gewährleistung einer hinreichend sicheren Stromversorgung essentiell ist, muss allerdings berücksichtigt werden, dass Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen nur mit einem kleinen Teil ihrer installierten Leistung (< 10 %) einbezogen werden können. Die Lastabdeckung vorzuhaltene Leistung muss über andere Kraftwerke erbracht werden. Im Rahmen der hier durchgeführten Untersuchung wird ferner davon ausgegangen, dass in Anlehnung an die Vorgehensweise der Deutschen Verbund Gesellschaft (DVG) nicht nur die Höchstlast abgedeckt werden muss, sondern auch von einer zum Zeitpunkt der Höchstlast nicht verfügbaren Leistung (z. B. aufgrund des geringen Wasserstandes der Flüsse oder einer Fernwärmeauskopplung der KWK-Anlagen) auszugehen ist sowie eine entsprechende Reservemarge (hier wurde von 15 % ausgegangen, dies ist deutlich unterhalb der heutigen Marge von deutlich über 20 % aber eine Größenordnung die für liberalisierte Märkte, in der auch im Bereich der Reservehaltung Wettbewerbsargumente zunehmend stärker einbezogen werden, in der Zukunft zu erwarten ist) vorzusehen ist.

Erneuerbare Energien (Wärme):

Während in den Anfangsjahren eine im wesentlichen vergleichbare Entwicklung der regenerativen Wärmebereitstellung wie in den beiden anderen Szenarien erfolgt, ergeben sich insbesondere nach dem Jahr 2020 erhebliche strukturelle Veränderungen durch einen massiven Ausbau der Nahwärmeversorgung. Dabei werden auf der Basis der bestehenden energiepolitischen Fördermaßnahmen in erster Linie die wirtschaftlich effizientesten Optionen ausgeschöpft. Hierzu gehört vor allem die Auskopplung von Wärme aus Biomasse-Kraftwerken auf Altholzbasis, deren Errichtung durch das EEG gefördert wird. In den ersten zwanzig Jahren werden aber auch schon – insbesondere dort wo für die Errichtung von Heizkraftwerken keine ausreichend großen Leistungen nachgefragt werden – im nennenswerten Umfang Nahwärmenetze installiert. Dabei kommen vor allem dezentrale Heizwerke zum Einsatz, die mit biogenen Energieträgern befeuert werden. Grundlage hierfür bildet eine deutliche Verstärkung der kommunalen Energieplanung. Bei der Ausweisung von Neubaugebieten und bei der wärmetechnischen Sanierung bestehender Siedlungen werden in diesem Rahmen von Anfang an die Möglichkeiten der gemeinsamen Versorgung mit betrachtet. In besonderem Maße wird hierzu die Zusammenarbeit mit Wohnungsbaugesellschaften und anderen wichtigen Multiplikatoren gesucht.

Nach 2020 sind die strukturellen Voraussetzungen geschaffen, den Biomasse-Heizwerken vermehrt solare Nahwärmesysteme und geothermische Systeme zur Seite zu stellen. Die Nahwärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien wird hierdurch deutlich ausgeweitet (vgl. Abbildung). Die Solaranlagen müssen dabei mit saisonalen Speichern ausgerüstet werden, damit sie auch in den Winter- und Übergangsmonaten einen sinnvollen Deckungsbeitrag leisten können. Aufgrund des stark rückläufigen Wärmebedarfs bei den Neubauten liegt der Einsatzschwerpunkt der Nahwärme insbesondere auch im Gebäudebestand. Hier verbleibt auch

nach der Sanierung eine hinreichende Wärmedichte. Andererseits ist hier ein großer zeitlicher Vorlauf notwendig, um die Strukturveränderungen auch umsetzen zu können.

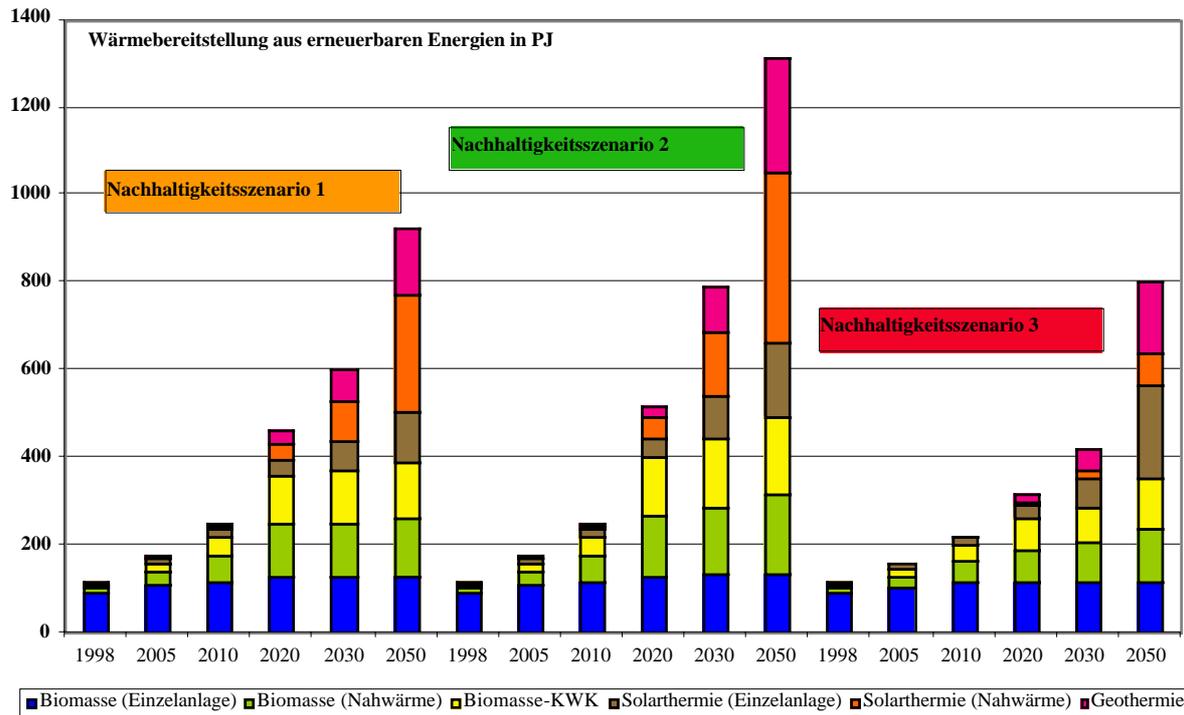


Abbildung 4: Entwicklung der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Szenariovergleich

Insgesamt kommt es im Zeitverlauf zu einer starken Erhöhung des Deckungsanteils erneuerbarer Energien am Nutzwärmebedarf für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme. Ausgehend vom heute ausgesprochen niedrigen Niveau (< 1 %) steigt der Anteil über 17,5 % im Jahr 2030 auf 41 % im Jahr 2050 an. In den Haushalten werden bereits früher höhere Deckungsanteile erreicht. Dennoch dringt regenerative Nahwärme im Zeitverlauf auch immer stärker in den Bereich der gewerblichen Anwendungen vor.

Kosten und sonstige Umwelteffekte

Neben den Treibhausgasen wird auch der Ausstoss anderer Schadgase deutlich gemindert. Dies gilt insbesondere für die NO_x -Emissionen, die sich im Zeitverlauf (1998 – 2050) um rund zwei Drittel reduzieren sowie die CO-Emissionen mit einem Rückgang von drei Vierteln, den Staubemissionen von fünf Sechsteln und der SO_2 -Emissionen um mehr als neun Zehnteln oder mehr. Allerdings erfolgt eine großer Teil dieser Minderungen bereits unter Trendbedingungen. Maßgeblich ist hierfür nicht nur eine Verbesserung der Rückhaltetechniken, sondern auch eine Veränderung des Primärenergieträgermix zu Gunsten des vergleichsweise schadstoffarmen Erdgases.

Dagegen nimmt die Flächeninanspruchnahme im Szenario zu. Dies gilt insbesondere aufgrund der sich vergrößernden Anteile der Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik, wobei vor allem die offshore Windenergie Stromerzeugung stark an Bedeutung gewinnt. Allerdings werden die vom Bundesumweltministerium als veträglich eingestuft Potenziale von 20.000 bis 25.000 MW in der AWZ (Ausschließlichen Wirtschaftszone) nicht vollständig ausgeschöpft.

Ebenso wie der Flächenverbrauch steigt auch der Einsatz von Erzen (für die Anlagenherstellung) im Zeitverlauf an, was im wesentlichen auf den Zuwachs der photovoltaischen Stromerzeugung zurückzuführen ist, die spezifisch um den Faktor 25 bis 100 höhere Werte in der gesamten Prozesskettenbilanz aufweist (vgl. GEMIS 2001). Allerdings wird die photovoltaische Stromerzeugung nur in einem der Referenzentwicklung vergleichbaren Maße ausgebaut, sodass sich gegenüber Referent keine signifikanten Unterschiede ergeben.

Aufgrund der verstärkten Ausschöpfung wirtschaftlicher Energieeinsparpotenziale führt das Szenario REG/REN-Offensive in den ersten 15 Jahren des Betrachtungszeitraums zu geringeren Kosten als in der Referenzentwicklung. Die größten absoluten Einspareffekte resultieren dabei aus der verstärkten energetischen Sanierung im Wohn- und Nichtwohngebäudebereich. Ab dem Jahr 2020 macht sich dann zunehmend der verstärkte Ausbau der erneuerbaren Energien kostensteigernd bemerkbar. Mit rund 4 Mrd. Euro/a in 2030 und 11,5 Mrd. Euro/a in 2050 sind gegenüber Referenz vor allem am Ende des Betrachtungszeitraums höhere Aufwendungen notwendig. Die kumulierten Differenzkosten (ohne externe Kosten, ohne Nutzentgang für den teilweisen Umstieg vom motorisierten auf den nicht motorisierten Verkehr, ohne Detailbetrachtung Transaktionskosten für die Umsetzung der Maßnahmen) betragen für die Zeit zwischen 1998 und 2050 insgesamt 201 Mrd. Euro und liegen damit knapp unterhalb der vergleichbaren Kosten des Szenarios Umwandlungseffizienz. Die kumulierten abdiskontierten Mehrkosten betragen in Summe 40,4 Mrd. Euro und sind damit etwas höher als im Szenario Umwandlungseffizienz. Ausschlaggebend ist hierfür der Effekt, dass im Szenario RRO bereits sehr früh weitreichende und kostenrelevante Maßnahmen für den Klimaschutz getroffen werden, während im Szenario UWE überdurchschnittlich viele Maßnahmen erst nach 2030 kostenwirksam werden (über die Abdiskontierung wirken sich diese in der Summenbetrachtung aber weniger aus).

Für die Verbraucher führt auch das Einschwenken auf den Szenariopfad RRO zunächst zu einer Kostenentlastung, die im späteren Zeitverlauf in Folge stark steigender Anforderungen an den Klimaschutz dann aber in eine jährliche Mehraufwendung gegenüber der Referenzentwicklung von 170 Euro/Haushalt übergeht (im Vergleich zu rund 300 Euro/Haushalt und Jahr im Szenario UWE).

Berücksichtigt man die externen Kosten stellt sich das Szenario RRO gegenüber der Referenzentwicklung deutlich kostengünstiger dar. Die Minderkosten gegenüber der Referenz summieren sich bis zum Jahr 2030 auf 4.329 Mrd. Euro bzw. 2050 auf 7.142 Mrd. Euro. Die entsprechenden auf das Jahr 1998 abdiskontierten Werte lauten 2.324 Mrd. Euro und 2.870 Mrd. Euro. Der bestimmende Faktor (mit einem Anteil von mehr als 70 %) für diesen Unterschied zu dem Kostenvergleich ohne Berücksichtigung der externen Effekte sind die für den Klimawandel entsprechend der Vorgaben der Enquête-Kommission unterstellten externen Kosten.

2.3 Szenario REG-/REN-Offensive: Variante: Schneller Ausstieg

Vorbemerkungen:

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

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

Energieangebotsseite:

zu den kurzfristigen Veränderungen im Kraftwerkspark gg. RRO:

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

Vor diesem Hintergrund wird – eigenen Abschätzungen zufolge - davon ausgegangen, dass die im Jahr 2005 entstehende Deckungslücke zu etwa der Hälfte durch nicht voll ausgelastete deutsche Kraftwerke (vor allem Gaskraftwerke und z. T. Kohlekraftwerke) und der darüber hinaus nicht abdeckbare Anteil – wie von der Kommission vorgegeben – hypothetisch durch Stromimporte gedeckt wird. Für den Import werden – entsprechend der Vorgabe der Kommission (Anlehnung an Importkosten in der Referenz) - mittlere Kosten von 5,11 cent/kWh bzw. 10 Pf/kWh (kurzfristige Grenzkosten der nicht ausgelasteten Kraftwerke zuzüglich Netzentgelte frei deutsche Grenze) in Ansatz gebracht. Es sei noch einmal

nachdrücklich darauf hingewiesen, dass es sich hierbei um eine hypothetische Annahme handelt. Eine praktische Realisierung einer derart hohen Strombezugsmenge wird unter diesen Bedingungen physikalisch (aufgrund der begrenzten Übertragungskapazitäten nach Deutschland) nicht für möglich gehalten. Selbst wenn ein kurzfristiger (nach Szenariophilosophie im Jahr 2003) Ausgleich der Deckungslücke in dieser Form möglich wäre, würden sich mit hoher Wahrscheinlichkeit andere ökonomische Auswirkungen einstellen. Die Kosten für den Stromimport würden sich im Sinne von Angebot und Nachfrage vermutlich deutlich erhöhen.

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

Eine Abschaltung eines Teils der Kernkraftwerke würde die Anforderungen an die Ersatzkraftwerke deutlich erhöhen. Die bisher weitgehend für die Spitzen- oder Reservestrombereitstellung vorgehaltenen Kraftwerke bzw. solche, die bereits in die Kaltreserve überführt worden sind, müssten zukünftig einen deutlich höheren Deckungsbeitrag leisten. Darüber hinaus müssten Anlagen, die heute in der Mittellast betrieben werden, deutlich höher ausgelastet werden um die im Grundlastbereich betriebenen Kernkraftwerke substituieren zu können. Dies führt nicht nur zu einer höheren dynamischen und mechanischen Belastung dieser zum Teil schon vergleichsweise alten Anlagen (mit entsprechender Wirkung auf die noch verbleibende Restlaufzeit), sondern aufgrund der fossilen Brennstoffbasis und der zu größeren Teilen schlechten Wirkungsgrade der Anlagen vor allem auch zu einer deutlichen Erhöhung der mit der Stromerzeugung korrespondierenden CO₂-Emissionen. Hinzu kommt der kurzfristig steigende Kohleanteil an der Stromerzeugung in der Variante gegenüber dem Szenario RRO. Insgesamt führt dies gegenüber dem Szenario RRO zu einer Erhöhung der THG-Emissionen um rund 93 Mio. t CO₂-Äquivalent. Dennoch liegt das im Jahr 2010 erreichte THG-Niveau um 22,4 % unterhalb desjenigen des Bezugsjahres. Das THG-Minderungsziel (21 %) wird damit im Jahr 2010 leicht übertroffen.

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

zu den mittel- bis langfristigen Veränderungen im Kraftwerkspark gg. RRO:

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

- eine stärkere Auslastung der bestehenden und einen begrenzten Zubau neuer Kohlekraftwerke (dies führt im Jahr 2010 zu einer gg. dem Szenario RRO um 79,2 TWh erhöhten Stromerzeugung aus Kohle),
- eine stärkere Auslastung bestehender Gaskraftwerke und einen deutlich schnelleren Ausbau der Gasstromerzeugung (inkl. dezentraler Objektversorgungssysteme und Nahwärmelösungen) um 49 TWh im Jahr 2010 bzw. 42,4 TWh im Jahr 2020 (eine

großmaßstäbliche Umrüstung bestehender Kohlekraftwerke auf Gasfeuerung erfolgt nicht, da die im Szenario RRO vorgelegte über das THG-Ziel deutlich hinausgehende Minderung der THG-Emissionen ausreichend Spielraum für eine signifikante Erhöhung der Kohlestromerzeugung lässt) sowie

- ein Vorziehen des größten Teils der im Szenario RRO eigentlich bis zum Jahr 2020 im Bereich der Biomassestromerzeugung geplanten Ausbauaktivitäten auf die erste Dekade des Betrachtungszeitraums (gg. RRO ergibt sich im Jahr 2010 entsprechend ein um 9,3 TWh erhöhter Stromerzeugungsbeitrag).

Längerfristig schwenkt die Variante zunehmend auf den Entwicklungspfad des Szenario RRO ein. Im Jahr 2050 ergeben sich nur noch marginale Unterschiede.



Exkurs: Zur Leistungsbilanz im deutschen Kraftwerkspark

Zur Beurteilung der vorzeitigen Optionen für die Abschaltung deutscher Kernkraftwerke ist zunächst eine Analyse der Leistungsbilanz des deutschen Kraftwerksparks notwendig (vgl. Tabelle 1). Hier erfolgt eine Gegenüberstellung zwischen den verfügbaren, Strom bereitstellenden Kapazitäten und der zeitgleichen Nachfrage nach elektrischer Energie im Netz der öffentlichen Versorgung am Tage der Höchstlast. Die Tabelle beschränkt sich dabei auf eine Betrachtung der Ist-Zahlen. Vorschauen, wie sie früher regelmäßig von der DVG veröffentlicht worden sind, werden seit der Liberalisierung der Strommärkte nach einer anderen Systematik durchgeführt⁶. Erstmals ist diese neue Methodik für die Bilanzerstellung des Jahres 2000 verwendet worden. In der nachfolgenden Tabelle war es deshalb notwendig aus Gründen der Vergleichbarkeit mit den zurückliegenden Jahren auf der Basis eigener Schätzungen eine Umrechnung der von der DVG ausgewiesenen Zahlen auf die alte Systematik vorzunehmen.

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

Ein wesentlicher Grund für den Rückgang der freien Kapazitäten in den letzten Jahren ist die Stilllegung von ineffizienten und nicht mehr zwingend notwendigen (fossilen) Kraftwerken in Folge der Liberalisierung der Strommärkte und des dadurch ausgelösten Kostendrucks. Leistungsseitig kam es zwar durch den starken Zuwachs der Windenergie zu einer Kompensation (in Tabelle 1 zeigt sich, dass die Kraftwerks- und Bezugsleistung im Zeitverlauf nahezu konstant geblieben ist). Allerdings kann die Windenergie aufgrund ihres fluktuierenden Energieangebotes nur zu 10 bis 15 % als gesichert zur Verfügung stehende Leistung angerechnet werden.

⁶ Während früher die Verbundunternehmen für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zuständig waren, fällt diese Aufgabe jetzt den Übertragungsnetzbetreibern (UBN) zu. Diese haben keinen direkten Zugang mehr zu den relevanten Informationen, was angesichts der Zurückhaltung der Unternehmen Informationen im Wettbewerbsmarkt frei zur Verfügung zu stellen zu großen Problemen führt. So sind insbesondere belastbare Prognosen über Im- und Exporte, die allein in der Verantwortung der Kraftwerksbetreiber stehende Dauerreserve und den Kraftwerkseinsatz selber kaum noch zu erstellen.

Tabelle 1: Leistungsbilanz im Netz der öffentlichen Versorgung nach der alten Systematik der Deutschen Verbund Gesellschaft (DVG) in GW (Jahreberichte der DVG)

	1997	1998	1999	2000
Höchstlast (Zeitpunkt der Höchstlast)	72,3 (4.12 17 ⁴⁵)	72,4 (9.12 18 ⁰⁰)	70,9 (19.11 18 ⁰⁰)	76,8 ¹ (14.11 18 ⁰⁰)
Lieferleistung für Ausland freigehalten	1,0	0,8	1,5	1,0 ²
nicht einsetzbare Leistung ⁴	9,8	9,3	12,2	8,5
aktive Reserveleistung (Ausfälle, Revisionen)	3,8	5,7	7,7	9,1
nicht benötigte Reserveleistung	14,8	12,3	7,8	8,0
resultierende freie Leistung ³	8,0	9,8	10,8	6,6
Kraftwerks- und Bezugsleistung	109,7	110,3	110,9	110,0 (3,8 ⁵)

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

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

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

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

- Der in der DVG Statistik ausgewiesenen Angabe für die Höchstlast für das Jahr 2000 liegt eine neue Erfassungssystematik zugrunde. So wurden beispielsweise erstmals auch kleine Wasserkraftwerke (< 1 MW Leistung) in die Betrachtungen mit einbezogen. Dies ist einer der Gründe für den statistisch ausgewiesenen hohen Zuwachs der Höchstlast von 1999 bis 2000 von rund 8 %, der damit den Zuwachs der Nachfrage nach elektrischer Energie von 2 % um ein Mehrfaches übertraf. In der Regel weichen die Zunahme von Höchstlast und Stromverbrauch zwar voneinander ab, die Differenz hält sich aber üblicherweise in überschaubaren Grenzen. Durch eine stetige Vergleichmäßigung der Last stieg die Höchstlast in den letzten Jahren sogar häufig

unterproportional gegenüber dem Stromverbrauch. Dieser Effekt kann durch eine intelligente Tarifpolitik auch gezielt herbeigeführt werden.

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

In vielen Ländern (z. B. Japan) wird eine deutlich geringere Marge vorgehalten ohne damit wesentliche Abstriche am Niveau der Versorgungssicherheit zu machen. Während in Deutschland durchschnittlich jeder Kunde 6 Minuten im Jahr ohne Strom auskommen muss, liegt diese Größenordnung in Frankreich um fast den Faktor 10 höher, bei heute rund 52 Minuten. Geht man vor diesem Hintergrund beispielsweise von einer Reservevorhaltung von 15 % bezogen auf die jeweilige Jahreshöchstlast als ausreichend aus, erhöht sich die verfügbare freie Leistung entsprechend Tabelle 2 im Jahr 2000 auf 12,1 GW, was bereits deutlich mehr als der Hälfte des aktuellen deutschen Kernkraftwerksleistung entspricht.

Tabelle 2: Vergleich der Leistungsbilanzen im Netz der öffentlichen Versorgung für unterschiedliche Sicherheitsphilosophien nach der alten Systematik der Deutschen Verbund Gesellschaft (DVG) in GW (Jahreberichte der DVG)

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

- Für den Zeitraum von 2001 bis 2003 wird die Inbetriebnahme von neuen Kraftwerken mit einer Leistung von insgesamt 4,3 GW erwartet. Gleichzeitig ist die Abschaltung von Anlagen mit einer installierten Leistung von 1,35 GW vorgesehen. Eine Verschiebung der geplanten Außerbetriebnahme würde den Handlungsspielraum bezüglich der Abschaltung der KKW erhöhen. Zudem könnten unter Umständen kürzlich außer Betrieb genommene Kraftwerke reaktiviert und für eine Reservehaltung eingesetzt werden (z. B. Kraftwerk Moorburg in Hamburg).

- Die Höhe der Höchstlast kann durch eine aktiveres Lastmanagement gezielt beeinflusst werden (z. B. durch den verstärkten Einsatz von Rundsteueranlagen zur Abschaltung von Lasten im Bedarfsfall \Rightarrow unterbrechbare Lieferverträge).
- Unter Umständen ist auch eine Verringerung der nicht einsetzbaren Leistung denkbar. Vorübergehend könnte zum Beispiel die Abtragung der Fernwärmelasten durch reine Heizwerke erfolgen und die Heizkraftwerke zum Zeitpunkt der elektrischen Höchstlast (an dem allerdings in der Regel auch immer sehr hohe Wärmelasten vorliegen) vollständig für die Stromerzeugung vorgehalten werden.

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

2.4 Szenario Fossil-nuklearer Energiemix (FNE):

• Allgemeine Vorbemerkungen

Die nachfolgenden Betrachtungen basieren auf den Ergebnissen des Wuppertaler Modellinstrumentariums. Als Modellansatz ist hier - im Unterschied zum IER-Optimierungsmodell - die Simulation gewählt. Die exogene Vorgabe der Marktanteile der einzelnen Technologien ermöglicht dabei im besonderen Maße – in Abweichung von vorgelagerten Kostenbetrachtungen und –analysen – eine expertengestützte Anpassung wenig realistisch erscheinender eher modelltheoretischer Entwicklungspfade.

Dies gilt auch für das Szenario fossil-nuklearer Energiemix, wo entsprechend der Szenariophilosophie der Enquête-Kommission zwar davon ausgegangen wurde, dass das Erreichen der ökologischen Nachhaltigkeitsziele im wesentlichen durch die Steuerungsmechanismen des Marktes bestimmt wird, ein vollständig marktvollkommenes Verhalten aber auch hier nicht zu erreichen ist. Im Kontext der Szenariophilosophie sind bei der Entwicklung des Szenarios fossil-nuklearer Energiemix allerdings nur dort Anpassungen gemacht worden, wo besonders starke Abweichungen von in der praktischen Umsetzung realisierbaren Entwicklungen zu erwarten sind. Dies betrifft wie später noch erläutert wird insbesondere die zeitliche Dynamik der Ausschöpfung von Energieeinsparpotenzialen.

Die im Szenario FNE unterstellte marktgetriebene Steuerung des Treibhausgasinderungspfades wird mit dem Simulationsansatz über ein iteratives Verfahren mit Hilfe von Umweltgutschriften abgebildet. So werden beispielhaft Wechselwirkungen zwischen den Stromerzeugungskosten und der Realisierung von Stromeinsparpotenzialen dadurch erfasst, dass die aus dem Stromerzeugungsmodul des Energiemodells resultierenden spezifischen Kosten an die Endenergiesektormodule weitergemeldet werden, in entsprechender Weise dort Strom eingespart wird und dieser Prozess solange (iterativ) fortgesetzt wird bis die angestrebten Minderungsziele erreicht sind. In ähnlicher Weise wird auch mit den anderen endenergieseitigen Einsparmöglichkeiten aber auch den zusätzlichen Optionen eines effizienten Stromeinsatzes (Öko-Watts) verfahren.

Mit der von der Enquête-Kommission vorgegebenen Szenariophilosophie für das Szenario FNE können die angestrebten CO₂-Minderungsziele bis 2030 erreicht werden. Die Basis - abgeleitet aus der von der Enquête-Kommission vorgegebenen Szenariophilosophie - bilden hierfür

- gegenüber dem Trend erhöhte Sparraten (insgesamt stellt sich für den gesamten Zeitverlauf eine gegenüber dem Trend noch einmal um rund 0,5 %-Punkte erhöhte endenergieseitige Effizienzsteigerung ein – Bezugsbasis Bruttoinlandsprodukt),
- ein stärkerer Ausbau der Strom- und Wärmebereitstellung auf der Basis erneuerbarer Energien,
- eine gegenüber dem Trend noch einmal leicht stärkere Zunahme der Stromerzeugung in KWK-Anlagen (ca. 15 % gegenüber der im Trend bis 2030 realisierten absoluten Verdopplung)

- eine moderate Veränderung des Modal Split im Personenverkehr zu Gunsten des nichtmotorisierten Verkehrs und im Güterfernverkehr von Straße auf Bahn und Schiene (hier wurde von einer vergleichbaren Entwicklung ausgegangen wie im Szenario N1)
- ein weitgehender Ersatz der altersbedingt abgängigen Kernkraftwerksleistung durch neue Anlagen sowie der Bau neuer nuklearer Kraftwerke in etwa gleicher Größenordnung.

Zusätzlich werden spätestens nach 2030 weitere Emissionsminderungsoptionen benötigt. Dabei stehen im Kontext des Szenarios FNE folgende Möglichkeiten grundsätzlich zur Verfügung:

- Einbeziehung von elektrolytisch erzeugtem („CO₂-freien“) Wasserstoff im Bereich Verkehr.
- Die hiermit strukturell verbundene Einspeisung von elektrolytisch erzeugtem („CO₂-freien“) Wasserstoff in das Erdgasnetz (ohne eine grundsätzliche Veränderung der Erdgasinfrastruktur und moderaten Anpassungen bei den gasverbrauchenden Geräten ist dies bis zu Anteilen von bis zu 20 % möglich).
- Noch stärkerer Übergang auf Stromanwendungen zur Wärmebereitstellung in den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie und diesbezüglich Substitution v.a. von Erdgas.
- Deutliche Verschärfung der moderaten Einsparstrategie.

Bei den zur Verfügung stehenden Optionen ist zu beachten, dass sie zwar teilweise gut kombinierbar sind (z. B. verstärkter Stromeinsatz in gasnetzfernen Bereichen), sich aber bei ihrer Verwirklichung auch gewisse Konkurrenzbeziehungen einstellen können. So reduziert z. B. der verstärkte Stromeinsatz im Bereich der Wärmeanwendungen die Auslastung des Gasnetzes und damit auch die Wahrscheinlichkeit, bestimmte Anpassungen der Gasinfrastruktur für die Wasserstoffeinspeisung vorzunehmen.

Hinsichtlich der Potenziale könnte die anstehende Aufgabe zu großen Teilen durch eine deutliche Verstärkung des Energieeinsparens gelöst werden und zwar vergleichsweise kostengünstig und ohne Strukturveränderungen. Aufgrund der in den ersten dreißig Jahren des Betrachtungszeitraums – gegenüber der Referenzentwicklung – aber nur moderaten zusätzlichen Einsparung fehlt allerdings eine entscheidende Dynamik, um eine ausreichende Einsparoffensive für den Zeitraum 2030 bis 2050 initiieren zu können. Um die Einsparpotenziale im ausreichenden Umfang mobilisieren zu können bedarf es eines langfristigen und stetigen Prozesses.

Vor diesem Hintergrund ist im Rahmen des Szenarios FNE für den Zeitraum ab 2030 eine Mischstrategie aus den zur Verfügung stehenden Optionen abgebildet worden. D.h. neben einer stärkeren Betonung von Energieeffizienzmaßnahmen am Ende des Betrachtungszeitraums kommt es ab ca. 2030 zu einer starken Verlagerung des Mineralöl- und Erdgaseinsatzes zu einer vermehrten Wasserstoffverwendung. Allerdings steht dessen Realisierung unter dem Vorbehalt der Akzeptanz des Neubaus einer größeren Anzahl zusätzlicher neuer Kernkraftwerke für den Einstieg in eine nukleare Wasserstoffherzeugung. Die im Szenario FNE abgebildete Strategie ist dabei auch Ausdruck eines wie bisher eher zentralistisch geprägten Energiesystems. Aus diesem Grund erhöht sich zwar der Einsatz eher dezentraler Strategieelemente (regenerative Stromerzeugung in kleineren Leistungseinheiten, regenerative Nahwärmenetze, dezentrale Objektversorgung durch kleine KWK-Anlagen) gegenüber dem heutigen Niveau, bleibt aber deutlich hinter der entsprechenden Entwicklung in den anderen

Szenarien und zum Teil auch gegenüber der Referenzentwicklung zurück. Dass überhaupt ein Ausbau dieser alternativen Optionen erfolgt, ist der Vorgabe der Kommission geschuldet, dass solche Beiträge unterstützt werden, die technologische Fortschritte und Innovationen ermöglichen und die verfügbare Energiebasis erweitern.

Insgesamt kommt es in diesem Entwicklungspfad zu einer signifikanten Veränderung des Primärenergieträgermixes und der absoluten Nachfrage nach Primärenergie. Letztere nimmt im Betrachtungszeitraum (1998 bis 2050) um 22,4 % ab, liegt damit aber deutlich oberhalb der in den anderen Szenarien erreichten Werte. Während heute das Mineralöl dominierender Energieträger ist, wird dies bis zum Jahr 2050 die Kernenergie, die dann einen Anteil von knapp 50 % einnimmt. Auch der Anteil erneuerbarer Energien steigt an, von heute 2,2 % auf 12,2 % im Jahr 2050. Dagegen verlieren die Mineralöle ihren dominierenden Einfluss. Sie tragen im Jahr 2050 nur noch zu knapp 17% zur Primärenergieversorgung bei. Die dargestellten Veränderungen in der Primärenergiebilanz führen aber nicht nur zu einer Verschiebung der Schwergewichte, sondern auch zu einer signifikanten Erhöhung der Importabhängigkeit von heute 73,4 % auf 88,2 % im Jahr 2050, d. h. am Ende des Betrachtungszeitraums wird nur noch etwas mehr als jedes Zehnte PJ im Inland bereitgestellt, im Referenzszenario ist es immerhin noch fast jedes Vierte.

Nachfolgend sind die wichtigsten, die Entwicklung im Szenario NH3 beschreibenden Kennwerte zunächst tabellarisch dargestellt und die wichtigsten Annahmen und Ergebnisse für die einzelnen Bereiche noch einmal erläutert.

Anmerkung zur Interpretation der Kennwerte: Bei einer Betrachtung der primärenergieseitigen Effizienzsteigerungsraten im Vergleich zu den jeweiligen endenergieseitigen Einsparraten kommt am Ende des Betrachtungszeitraums verstärkt zum Tragen, dass sich die Wasserstoffbereitstellung kompensierend auf den Einspareffekt auswirkt. Entscheidend hierfür sind die Umwandlungswirkungsgrade zwischen der Endenergie Wasserstoff und der für diese maßgeblichen Primärenergie Kernenergie oder erneuerbare Energien in der Stromerzeugungsanlage und der Elektrolysekette. Hierdurch resultieren in den letzten beiden Jahrzehnten der Betrachtungsperiode mit deutlich unterhalb von 1 %/a sogar geringere Effizienzsteigerungsraten als im Trend.

Nachfrageseite

Verkehr

Aufgrund der Klimaschutzanforderungen verstärkt sich der Druck auf die Automobilindustrie den Kraftstoffverbrauch weiter zu senken. Gegenüber dem Referenzszenario, in dem bereits eine deutliche Effizienzsteigerung der PKW-Flotte um rund 27 % bis zum Jahr 2020 und 43 % bis zum Jahr 2050 unterstellt wurde, verringert sich der spezifische Energieverbrauch im Zeitverlauf noch einmal um rund 10 % bis 15 %, gegen Ende des Betrachtungszeitraums aufgrund des deutlich zunehmenden Drucks der Klimaschutzanforderungen (die sich nach dem unterstellten marktwirtschaftlichen Mechanismus durch eine Erhöhung der Umweltgutschriften manifestieren) sogar um bis zu 40 %. Vergleichbare Effizienzsteigerungen sind kostengetrieben vor allem auch im Bereich des Güterverkehrs, im geringeren Umfang aber auch im Bereich des Luftverkehrs zu beobachten.

Der zunehmende Druck durch die engagierten Klimaschutzziele führt auch zum vermehrten Einsatz intelligenter Planungs- und Steuerungssysteme. Bis zum Ende des Betrachtungszeitraums macht sich dies im Vergleich zum Trend durch eine weitere Erhöhung des Auslastungsgrades um bis zu 15 % bemerkbar.

Darüber hinaus nimmt beim motorisierten Individualverkehr der relative Anteil von Diesel (inkl. Biodiesel) im Vergleich zu Benzin deutlich zu. Für Biodiesel wird erwartet, dass die von der EU-Kommission im Herbst 2001 in zwei Richtlinienentwürfen dargelegte Zielsetzung den Biodieselanteil in Europa bis zum Jahr 2010 auf 6 % zu erhöhen in Deutschland aufgrund der nur wenig besseren Klimabilanz von in konventionellem Landbau erzeugtem RME und der aufgrund bestehender Flächenkonkurrenzen nur begrenzten Erzeugungsmöglichkeiten unter Nachhaltigkeitsbedingungen im MIV erst im Jahr 2020 erreicht wird, und sich auch danach aber nur noch geringfügige Veränderungen ergeben. Ein größerer Teil des in Deutschland eingesetzten Biodiesels dürfte importiert werden müssen.

Im späteren Zeitverlauf steigt zudem die Bedeutsamkeit von Stromanwendungen im Individualverkehr an. Während hier im Referenzszenario bereits Anteile von 5 % im Jahr 2050 erreicht werden, liegen diese im Szenario am Ende des Betrachtungszeitraums bei rund 9 %. Die Stromanwendungen beschränken sich zur Vermeidung von Entladungsverlusten dabei vor allem auf Fahrzeuge mit planbarem Fahreinsatz (z. B. Linienbusse, Lieferfahrzeugflotte der Post und Paketdienste im Nahverkehr sowie Stadtautos die jeweils nur kurze Entfernungen zurücklegen).

Eine breitere Einführung von Stromfahrzeugen im MIV oder Güterverkehr ist nicht zu erwarten, da außer Batteriespeichersystemen derzeit keine anderen Energiebereitstellungsarten (z. B. Stromabnahme aus der Fahrbahn) realistischerweise vorstellbar sind. Begrenzend wirken hier die Spezifika der Speicherung des elektrischen Stroms. Gerade im MIV werden die Betreiber bestrebt sein ihre Fahrzeuge immer maximal einsatzbereit zu halten. Hierzu gehört auch die Vorhaltung der Fahrbereitschaft für lange Strecken (dies bestätigen auch Feldversuche mit Elektroautos). Das hierzu notwendige ständige Aufladen der Batterien (in den Feldversuchen wurde häufig über Nacht aufgetankt) führt zu hohen Speicherverlusten (durch Entladung in den Wartezeiten vom hohen Ladeniveau aus) und zu einer zudem hohen Belastung der Batterien. Auch technologisch haben sich in den letzten Jahren kaum Verbesserungen der Batterietechnik eingestellt, die eine veränderte Entwicklung ermöglichen.

Die Lebensdauer (Anzahl der Entladezyklen) ist nach wie vor begrenzt und die Energiedichte gering. Letzteres wirkt sich vor allem auch deswegen nachteilig aus, weil Fahrzeuge unter den klimatischen Bedingungen in Deutschland mit einem Heizungssystem ausgerüstet sein müssen. In den Fahrzeugen führt dies zu einer deutlichen Leistungserhöhung mit aufgrund der geringen Energiedichte entsprechenden negativen Eigenschaften.

Auch das Erdgas wird seine Bedeutung gegenüber Business as Usual Bedingungen ausbauen und mit einem Marktanteil von knapp 10 % im motorisierten Individualverkehr im Jahr 2030 bereits eine wichtige Stütze des Verkehrssystems werden. Aufgrund der höheren Energieeffizienz (unter Einbeziehung der gesamten Prozesskette) setzt sich im Szenario fossil-nuklearer Energiemix das Erdgas gegen andere in der Diskussion befindliche neue Kraftstoffe (z. B. Methanol) durch.

Die heute bereits absehbaren Trends hinsichtlich eines verstärkten Drangs von Erdgas in den Verkehr werden somit verstärkt. Zusammen mit der Automobilindustrie und verschiedenen großen Mineralölunternehmen (z. B. BP) hat die Gaswirtschaft Ende des Jahres 2001 eine „Erdgas Mobil“ Offensive gestartet, über die in wenigen Jahren mehr als 1.000 Tankstellen in Deutschland mit Erdgaszapfsäulen ausgestattet werden sollen. Damit dürfte eine ausreichend kritische Tankstellendichte erreicht sein, die einen breiten Einsatz dieses Kraftstoffs grundsätzlich ermöglicht. Die Markteinführung von Erdgas wird durch eine zunächst bis zum Jahr 2009 befristete Vergünstigung bei der Mineralölsteuer (bis auf 20 % des vergleichbaren Satzes für Benzin) politisch unterstützt. Als verursachergerechte ökologische Lenkung wird diese Vergünstigung auch im Szenario FNE aufrechterhalten. Je nach Fahrleistung können sich hierdurch die Mehrkosten für den Motor sehr schnell amortisieren (nach etwa 30.000 bis 40.000 km kumulierter Fahrleistung). Die eingeschränkte Nutzbarkeit von Erdgas wird aber erst bei einer europaweiten Einführung dieses neuen Kraftstoffes gelöst. Solange reduziert die doppelte Tankanlage (in der Regel werden Erdgasfahrzeuge zusätzlich mit einem kleinen Benzintank ausgestattet) aufgrund des Platzbedarfs den Gebrauchsnutzen.

Während zunächst spezifische auf den Erdgasantrieb ausgerichtete Motoren zum Einsatz kommen, finden im späteren Zeitverlauf unter Einbeziehung der stationären Wasserstoffherzeugung (zunächst Wasserstoff-Reformer an den Tankstellen und später dann Großelektrolyseure) vermehrt auch Brennstoffzellen-Fahrzeuge Verwendung. Auf eine mobile Reformierung im Fahrzeug selber, die heute noch nicht hinreichend gelöst ist, kann so verzichtet werden.

Spätestens nach 2040 sinkt der Erdgasanteil zugunsten des direkten Wasserstoffeinsatzes sukzessive wieder ab. Mit einem Anteil von 35 % im Bereich des MIV und rund 30 % im Güterverkehr hat Wasserstoff im Jahr 2050 bereits eine bedeutende Rolle als Treibstoff erreicht. Voraussetzung für die dargestellte Steigerung des Erdgas- und später dann auch des Wasserstoffanteils ist, dass mit innovativen Tanksystemen (z. B. flexible in die Hohlräume des Fahrzeugs optimal eingebaute Tanks) ausreichend hohe Reichweiten erzielt werden können. Mit der jetzt von der Gaswirtschaft gestarteten Initiative „Erdgas mobil“ und deren Ausweitung auf die europäische Ebene ist auch die hinreichende Verfügbarkeit dieses Kraftstoffs gesichert.

Während der Erdgasanteil in der Aufbauphase der Infrastruktur im MIV erst sehr langsam ansteigt, ist im Bereich des ÖSPV aufgrund geringerer Akzeptanzprobleme und begrenzten Aktionsradius (im Linienbusverkehr besteht keine Notwendigkeit einer europaweiten

Versorgung mit Erdgas) ein schnellerer Ausbau möglich. Die kraftstoffbedingten Treibhausgasmindervorteile können allerdings nur dann ausgeschöpft werden, wenn auch bei den Busantrieben spezifische auf Erdgas ausgerichtete Systeme entwickelt werden, die gegenüber den heutigen adaptierten Motoren eine erhöhte Effizienz aufweisen. Davon wird hier ausgegangen.

Letztendlich ergibt sich auch im Szenario FNE durch die Einbeziehung von Umweltgutschriften ein stärkerer Drang der privaten Verkehrsteilnehmer auf den nichtmotorisierten Verkehr. Hier wurde von einer vergleichbaren Verlagerung ausgegangen, wie sie für das Szenario UWE von der Kommission vorgegeben wurde. Entsprechend stellt sich im Personenverkehr und im Güterfernverkehr auch eine leichte Veränderung des Modal Split zu Gunsten der Bahn und des ÖSPV (Personenverkehr) bzw. des Schifftransportes (Güterfernverkehr) ein.

Haushalte

Bezüglich der Entwicklung der Kenndaten im Bereich Haushalte ist wärmeseitig vor allem die Entwicklung der Sanierungsstandards (Neu- und Altbau) sowie der Sanierungsraten im Gebäudebestand und des Heizungsanlagenmixes von Bedeutung. Bezogen auf die Stromnachfrage sind die Ausstattungsquoten, die spezifischen Verbräuche sowie die maßgeblich durch die resultierenden Kosten beeinflussten Umsetzungsraten der verschiedenen Einsparoptionen bestimmend.

Der im Szenario fossil-nuklearer Energiemix angestrebte Klimaschutzbeitrag induziert über die resultierenden Umweltgutschriften eine signifikante Anhebung der Sanierungsraten im Altbau. Angesichts der bereits unter Referenzbedingungen vergleichsweise engagierten Vorgaben für die Sanierungsstandards ergibt sich vor allem an dieser Stelle eine Einwirkungsmöglichkeit, höhere Minderungsbeiträge über den Gebäudebereich zu erschließen. Der Sanierungsstau der letzten 50 Jahre wird demnach durch zusätzliche kostenorientierte Sanierungsanreize zumindest teilweise abgebaut. Mit einer unterstellten Sanierungsrate von 1,3 %/a kommt es gegenüber der Referenzentwicklung und auch den in der Vergangenheit üblichen Werten zu mehr als einer Verdopplung. Dabei 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 notwendigen bisher aber nur teilweise durchgeführten Sanierung des Gebäudes.

In diesem Fall kann ein Teil der anfallende Kosten der Gebäudeertüchtigung (z. B. Gerüstbau, Abschlagen des Putzes, Erneuerung des Daches etc.) unberücksichtigt bleiben, da sie ohnehin, zur Instandhaltung des Gebäudes notwendig sind. Ein Abbau des Sanierungsstaus im Altbaubestand ist mit einer daraus resultierenden energetischen Sanierungsrate von 1,3 %/a dabei gleichzusetzen mit einer kompletten Sanierung der wesentlichen Gebäudebestandteile, d. h. Fenster, Außenfassade aller Wohngebäude innerhalb eines Zeitraumes von 75 Jahren.

Die Energiekennwerte für die Sanierung im Gebäudebestand und für den Neubau liegen nur leicht unterhalb der Werte der Referenzentwicklung. Damit wird im Gebäudebestand der im Bereich des Neubaus erzielte technische Fortschritt kontinuierlich auf den Altbau übertragen. Im Rahmen der an einzelwirtschaftlichen Kalkülen orientierten Einsparstrategie kommt es gegenüber dem Trend deshalb weniger zu vermehrten spezifischen Minderungen im Einzelfall, sondern vor allem zu verstärkten Sanierungsaktivitäten (s.o.).

Aufgrund der dem Szenario FNE zugrundeliegenden Philosophie, die stark auf den zentralistischen Zubau von Kernkraftwerken ausgerichtet ist, kommt dem Strom im Heizungsbereich eine viel stärkere Bedeutung zu als in den anderen Szenarien. Vor diesem Hintergrund wird davon ausgegangen,

- dass der derzeitige Bestand an Nachtspeicherheizungen in rd. 6 % der Wohnfläche dauerhaft weiter betrieben wird.
- Darüber hinaus erfolgt insbesondere nach dem Jahr 2020 eine signifikante Marktpenetration der elektrischen Wärmepumpe, die letztendlich Marktanteile von über 20 % – zunächst im Neubau (wo gegenüber dem Gebäudebestand direkt eine diese Beheizungsform berücksichtigende integrierte Planung durchgeführt werden kann) bis zum Ende des Betrachtungszeitraums dann aber auch im Altbau – erreichen kann.

Während die Ausstattungsgrade mit elektrischen Haushaltsgeräten durch die Vorgaben der Enquête-Kommission bestimmt sind, ist die Entwicklung der spezifischen Verbräuche der Geräte eine ergebnisbestimmende Größe. Im Rahmen der Effizienzsteigerungsstrategie im Szenario fossil-nuklearer Energiemix werden vor allem die besonders wirtschaftlichen Optionen wie z.B. die Reduzierung der Stand By Verbräuche, die Verringerung der spezifischen Stromverbräuche der Beleuchtung und von Gefriergeräten etc. erschlossen. Absolut gesehen kommt es dadurch zu einer kontinuierlichen Abnahme der Stromnachfrage der elektrischen Haushaltsgeräte, die am Ende des Betrachtungszeitraums durch den Rückgang der Bevölkerungs- und Haushaltszahlen noch verstärkt wird. Bezogen auf den gesamten Strombedarf der Haushalte wird dieser Effekt am Ende der Betrachtungsperiode durch den Anstieg der Stromnachfrage der elektrischen Heizungssysteme jedoch kompensiert.

Industrie und Kleinverbraucher (Gewerbe, Handel, Dienstleistung)

Das Szenario fossil-nuklearer Energiemix hat seinen Schwerpunkt, wie Szenario NH1 auf der Umwandlungsseite. Allerdings wird hier verstärkt auf den Ausbau der Kernenergie als CO₂-armer Stromerzeugungsoption und die effiziente Umsetzung der Marktkräfte gesetzt. Diese Strategie hat auch Rückwirkungen auf die Entwicklung der Energienachfrage bei den industriellen und gewerblichen Verbrauchern. Da im Szenario NH3 relativ viel Strom in grundlastfähigen Kraftwerken erzeugt wird, ergeben sich hier direkte Rückwirkungen auf die Nachhaltigkeitstrategie. Die Betreiber der zum Teil nicht vollständig ausgelasteten Anlagen werden bemüht sein, ihren Stromabsatz zu erhöhen. Dieses Bemühen wird sich auch in entsprechenden preislichen Angeboten niederschlagen. Hierdurch werden Stromeinsparoptionen und Techniken zur Substitution von Strom durch andere Energieträger im Vergleich zu den beiden anderen Szenarien ökonomisch weniger attraktiv. Zudem gewinnen Stromanwendungen mit antizyklischer Zeitkomponente (z. B. Nachtspeicherheizungen) vermehrt an Bedeutung (vgl. Anmerkungen zu den Haushalten). Für die Industrie und GHD ergibt sich vor diesem Hintergrund folgendes Bild.

- Der aus den Gesamtsystembetrachtungen unter Einbeziehung der Umweltgutschriften resultierende Grenzpreis für die Ausschöpfung der Stromeinsparpotenziale in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen liegt um rund ein Drittel niedriger als in den beiden anderen Szenarien).
- Energieeinsparmaßnahmen durch die Substitution von Strom durch Brennstoffe werden vor diesem Hintergrund im Szenario FNE nicht realisiert.

- Daneben wird es im Szenario fossil-nuklearer Energiemix eine aktivere „Ökowatt“-Strategie geben, die darauf abzielt andere Endenergieträger durch Stromanwendungen zu ersetzen. Hier sind z.B. ein verstärkter Einsatz von Wärmepumpen, elektrischen Öfen, Klimatisierungseinrichtungen, elektrischen Warmwasserbereitungsanlagen, Elektroheizungen sowie in der Industrie von elektrischen Schweißanwendungen, ORC-Anlagen etc. zu nennen. Elektroprozesse in der eisenschaffenden und der chemischen Industrie werden Marktanteile gegenüber alternativen Produktlinien gewinnen. Hierdurch kommt es z. B. zu einer Verstärkung des Trends weg von der Oxigenstahlerzeugung.
- Zusätzlich ergeben sich im Szenario fossil/nuklearer Energiemix ungünstigere ökonomische Randbedingungen (Strompreispolitik) für den Einsatz dezentraler KWK-Anlagen.

Insgesamt ist für das Szenario FNE daher vor allem der Stromeinsatz charakteristisch, der gegenüber der Referenzentwicklung aufgrund der o.g. Einflussfaktoren einer aktiveren „Ökowatt“-Strategie nur wenig zurückgeht. Bei den übrigen Endenergieträgern ergeben sich zwei gegenläufige Effekte. Zum einen kommt es zu einer leicht geringeren Ausschöpfung der vorhandenen Effizienzpotenziale gegenüber den anderen Szenarien. Zum anderen werden durch den Einsatz von Stromtechnologien verstärkt Brennstoffe substituiert. Im Ergebnis dieser Entwicklungen wird der Einsatz von Brennstoffen im Szenario FNE weitgehend dem Szenario NH1 entsprechen. Zusätzlich wird der Einsatz von Kohle in der Industrie deutlich gegenüber der Referenzentwicklung reduziert. Er wird sich nach 2030 im wesentlichen auf den prozessbedingt notwendigen Einsatz in der Eisenschaffenden Industrie beschränken, der seinerseits durch den verstärkten Strukturwandel hin zur Elektrostahlerzeugung ebenfalls deutlich rückläufig ist.

Mit einer Endenergieeinsparung im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen von gut 12 % im Jahr 2020 bzw. knapp 19% bis 2050 gegenüber der Referenzentwicklung sowie in der Industrie von 7 bzw. 13,4% bleibt dieses Szenario klar im Rahmen der einzelwirtschaftlichen Einsparpotenziale nach (Cramer u.a. 2001).

Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz

Aufgrund der begrenzten Einsetzbarkeit von elektrischer Energie im Verkehr gewinnt nach dem Jahr 2030 Wasserstoff als einziger klimaverträglicher Kraftstoff mit ausreichenden Potenzialen zunehmend an Bedeutung⁷. Damit sind auch die Grundlagen gelegt elektrolytisch erzeugten („CO₂-freien“) Wasserstoff in das Erdgasnetz einzuspeisen. Ohne eine grundsätzliche Veränderung der Erdgasinfrastruktur und moderaten Anpassungen bei den gasverbrauchenden Geräten ist dies bis zu Anteilen von bis zu 20 % möglich. Damit können endenergieeitig zusätzliche Treibhausgasreduzierungsziele erschlossen werden. Diese könnten zwar prinzipiell auch über den Einsatz von CO₂-freiem Strom erreicht werden, was jedoch mit einem grundlegenden Systemwechsel verbunden wäre. Ein Systemwechsel, der bezogen auf die Raumwärmebereitstellung im Neubaubereich sicher direkt eingeleitet werden kann, für den Gebäudebestand aber deutlich schwieriger zu realisieren ist (Ersatz des zentralen

⁷ Die Einsatzpotenziale von biogenen Kraftstoffen sind demgegenüber begrenzt, zudem treten hier starke Konkurrenzverhältnisse zur stationären Stromerzeugung auf.

Heizungssysteme mit Wasserumlauf durch Stromdirektheizungen). Darüber hinaus stellt Wasserstoff einen deutlich flexibleren, zudem auch speicherbaren Energieträger dar.

Letztlich sind die hier getroffenen Annahmen von den Überlegungen geprägt, dass nach dem Jahr 2050 – eine Fortsetzung der engagierten Treibhausgasreduzierungs politik unterstellt – ohnehin der flächendeckende Übergang auf einen klimaverträglichen Energieträger notwendig ist. Der Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft in den letzten beiden Dekaden des hier untersuchten Betrachtungszeitraums stellt – im Sinne dieses Szenarios unter der Voraussetzung der Akzeptanz eines weiteren Ausbaus der nuklearen Stromerzeugung - diesbezüglich eine konsequente Vorbereitungsstrategie dar. Die hier getroffenen Annahmen finden sich in guter Übereinstimmung mit älteren Analysen, die ab Treibhausgasreduzierungszielen oberhalb von 70 % von einem Einsatz von Wasserstoff ausgehen. Art und Umfang des Wasserstoffeinsatzes hängt dabei u. a. vom Anteil der fluktuierenden Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien und von den Abschätzungen zur Markteinschätzungen der Brennstoffzelle ab.

Im Szenario FNE kommt eine weitere Besonderheit hinzu. So ist zu erwarten, dass bei dem stark zentralistisch auf Kernkraftwerken ausgerichteten Stromerzeugungssystem ein vermehrter Druck der Akteure auf die verstärkte Auslastung der durch geringe variable Kosten gekennzeichneten Anlagen (gerade in den nachfrageschwachen Nachstunden) erfolgen wird. Aufgrund fehlender ausreichender Stromspeichermöglichkeiten bietet sich hierfür die Wasserstoffherzeugung an.

Stromerzeugungssystem

Nukleare und fossile Stromerzeugung

Im Szenario fossil-nuklearer Energiemix ist ab dem Jahr 2010 der Neubau von Kernkraftwerken entsprechend der von der Kommission vorgegebenen Szenariophilosophie erlaubt. Vor diesem Hintergrund wird auch davon ausgegangen, dass die Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke gegenüber dem Mitte des Jahres 2000 zwischen Bundesregierung und Betreibern gefundenen (Ausstiegs-)Konsenses auf bis zu 40 Jahre verlängert werden kann. Bis zum Jahr 2010 werden damit in Deutschland keine Kernkraftwerke stillgelegt. Die nukleare Stromerzeugung trägt damit schon in diesem Zeitraum gegenüber den anderen beiden Szenarien einen größeren Anteil zur Abdeckung der Stromnachfrage bei.

Unter den getroffenen Annahmen für den Neubau von Kraftwerken (Analyseraster, Zwischenbericht) ist die nukleare Stromerzeugung im Zeitverlauf auch im Grundlastbereich um 1 bis 2 Pf/kWh teurer als die Stromerzeugung in gasgefeuerten bzw. kohlebefeuerten Anlagen. Im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen, die unter Einschluss der gesamten Prozesskette geringe Treibhausgasemissionen aufweisen, gehört die nukleare Stromerzeugung (sofern die Kernkraftwerke im Grundlast- oder oberen Mittellastbereich betrieben werden) allerdings zu den vergleichsweise preiswerten Optionen. Unter Einbeziehung der aus den Gesamtsystembetrachtungen resultierenden treibhausgasreduzierungsbedingungen Umweltgutschrift wird die nukleare Stromerzeugung aus wirtschaftlichen Erwägungen heraus im Szenario FNE aber verstärkt zugebaut. Neue große Kohlekraftwerke werden nicht mehr gebaut. Allerdings kann die Kohlestromerzeugung bis zum Jahr 2020 noch auf etwa drei Viertel des heutigen Niveaus gehalten werden, ohne die Treibhausgasreduzierungsziele zu

verletzten. Bis 2030 reduziert sie sich dann noch einmal auf rund die Hälfte. Am Ende des Betrachtungszeitraums trägt die Kohle nicht mehr zur Stromerzeugung bei.

Für diesen Ausbau ergeben sich im Vergleich etwa zur Kohleverstromung, die unter Trendbedingungen deutlich an Bedeutung gewinnt, spezifische CO₂-Minderungskosten im Bereich von 30 DM/ t CO₂. Damit ist eine Größenordnung erreicht, in der auch viele Maßnahmen aus dem Bereich der Stromeinsparung – die ebenfalls als alternative Klimaschutzmaßnahme zu sehen ist – anzusiedeln sind. Im Szenario FNE erfolgt deshalb gegenüber den anderen Szenarien nur eine geringere Ausschöpfung der an sich hochattraktiven Einsparpotenziale.

Im Gegensatz dazu bestehen für den Einsatz der Kernenergie im Mittellastbereich (< 5.500 h/a) deutlich stärkere Konkurrenzbeziehungen⁸. Dies gilt nicht nur für die Stromeinsparung, sondern auch für den Import von Strom auf der Basis von regenerativen Kraftwerken (zunächst vor allem wind offshore im späteren Zeitverlauf dann auch solarthermische Kraftwerke).

Vor diesem Hintergrund wird angenommen, dass neue Kernkraftwerke vor allem im oberen Mittellast- und im Grundlastbereich (> 6.000 h/a) zum Einsatz kommen. Aus Kostengründen aber auch vor dem Hintergrund einer hinreichenden Diversifizierung des Energieangebotes kommen in den anderen Lastbereichen vor allem Erdgas-GUD-Anlagen (inkl. KWK-Anlagen) und erneuerbare Energieoptionen (REG-Stromimport) zur Anwendung. Dennoch wird das Stromerzeugungssystem im Szenario fossil-nuklearer Energiemix mit einem Anteil von 35,6 % im Jahr 2030 und 67 % im Jahr 2050 maßgeblich von der Kernenergie bestimmt. Im Jahr 2050 tragen damit etwa 72 Kernkraftwerke zur Stromerzeugung bei, davon rund die Hälfte für die zusätzliche Wasserstoffherzeugung.

Im Rahmen der hier durchgeführten Untersuchung sind keine spezifischen Betrachtungen über die Akzeptabilität eines derartigen massiven Ausbaupfades der nuklearen Stromerzeugung durchgeführt worden, sondern die Vorgabe der Enquête-Kommission für diesen Szenariopfad übernommen worden. Die ausgewiesene Anzahl an Standorten erfordert aber sicherlich, dass neben den heute schon bestehenden Kernkraftwerksstandorten (hier sind einer Ausweitung der Kapazitäten allein aus Gründen der Verfügbarkeit von Kühlwasser Grenzen gesetzt) zahlreiche neue erschlossen werden müssen.

Stromimport

Für den Import von Strom aus fossilen oder nuklearen Kraftwerken aus dem Ausland wird entsprechende der Vorgaben der Kommission für den betrachteten Zeitverlauf von einer ausgeglichenen Bilanz ausgegangen.

CO₂-Entsorgung:

Der CO₂-Entsorgung auf der Basis von Kohlekraftwerken kommt im Szenario FNE keine relevante Bedeutung zu. Ursächlich hierfür sind die deutlich kostengünstigeren anderen Optionen der Reduktion des CO₂-Ausstoßes im Bereich der Stromerzeugung (Kernenergie, Stromeinsparung und zum Teil erneuerbare Energien). Darüber hinaus ist der Beitrag der Kohleverstromung im Zeitverlauf stark rückläufig, so dass ohnehin kaum Ansatzpunkte für die systemintegrierte Entsorgung bestehen.

⁸ Bei 5.000 Vollaststunden ergibt sich im Vergleich zur Kohleverstromung für das Jahr 2030 eine Belastung aus der resultierenden CO₂-Minderung von knapp 90 DM/ t CO₂.

Kraft-Wärme-Kopplung:

Aus Kostengründen und angestoßen durch die (wettbewerbsorientierte) Selbstverpflichtungserklärung zum Klimaschutz der deutschen Industrie kommt es vor allem in den ersten Jahren des Betrachtungszeitraums zu einer Modernisierungsoffensive bei den bestehenden KWK-Anlagen der industriellen Eigenversorgung. In vielen dieser Anlagen wird durch Ertüchtigung und später auch durch Ersatzmaßnahmen eine signifikante Erhöhung der Stromkennzahl realisiert. Dabei werden die KWK-Anlagen im Szenario FNE vor allem als Entnahme-Kondensationskraftwerke auf Erdgasbasis ausgeführt bzw. umgerüstet, damit sie flexibler auf die schwankenden Wärme- und Stromnachfrage reagieren können. Im beschränkten Umfang ist dieser Prozess mit einer weiteren Verdichtung in den fernwärmeversorgten Gebieten verbunden. Vergleichbare Maßnahmen werden allerdings im deutlich geringeren Umfang auch bei den öffentlichen Heizkraftwerken erwartet. Dabei werden vor allem an bestehenden KWK-Standorten Ertüchtigungen und Modernisierungen durchgeführt.

Aufgrund der wachsenden Konkurrenz von Neubaumaßnahmen (von großen Kondensationskraftwerken) seitens der Elektrizitätsunternehmen kommt es hingegen (insbesondere gegenüber dem Szenario Umwandlungseffizienz) nur im beschränkten Umfang zu einem Ersatz industrieller Heizwerke durch Heizkraftwerke. Maßnahmen werden vor allem da ergriffen, wo noch Potential für die Errichtung von größeren Anlagen ($>200 \text{ MW}_{\text{el}}$) besteht, die im Wettbewerbsmarkt mit der Kondensationsstromerzeugung und hinsichtlich der resultierenden Treibhausgasminderungskosten auch gegenüber anderen Klimaschutzmaßnahmen gut bestehen können.

Bis zum Jahr 2010 kommt es zudem zu einem weiteren (moderaten) Ausbau von Blockheizkraftwerken, die vor allem von privaten Verbrauchern (KMU, Wohnungsbaugesellschaften) errichtet werden. Sofern der Bezug von Strom von Außen den entstehenden Kosten entgegengerechnet werden kann, liegen gerade hier interessante wirtschaftliche Einsatzbedingungen vor. Die Anstöße für den Ausbau der BHKW sind aber seitens der Energiewirtschaft insgesamt gering. Durch die ausbleibende Multiplikatorwirkung der Branche bleiben die jährlichen Zuwachsraten auf maximal 75 MW/a beschränkt.

Nach 2010, vor allem aber nach 2020 stoßen zunehmend Brennstoffzellenanlagen in den BHKW-Markt vor. Sie öffnen diesen zu kleinen Leistungseinheiten. Die Haupteinsatzgebiete von derartigen Kleinanlagen (z. B. PEMFC mit 5 kW_{el} , die sich derzeit von Vaillant in der Entwicklung befindet) sind zunächst im Bereich des Neubaus (Mehrfamilienhausbereich), später auch im Gebäudebestand zu finden. Mit resultierenden Stromgestehungskosten im Bereich von 15 Pf/kWh ist für die Eigenstromerzeugung der Wirtschaftlichkeitsbereich (einzelwirtschaftliches Kalkül) etwa ab dem Jahr 2020 erreicht. Aufgrund des innovativen Charakters von Brennstoffzellen ist eine limitierte staatliche Anschubförderung für die Entwicklung des Marktes auch unter den Bedingungen des Szenarios FNE möglich.

Vor allem im Neubaubereich teilen sich Brennstoffzellen den Markt aber mit den im Szenario fossil-nuklearer Energiemix an Bedeutung gewinnenden elektrischen Wärmepumpen, wodurch die Zuwachsraten insgesamt begrenzt bleiben und hier auf maximal 45 MW/a abgeschätzt werden.

Aufgrund der im Szenario fossil-nuklearer Energiemix vermutlich offensiveren Preispolitik der Stromerzeugungsunternehmen, insbesondere solcher, die große Kondensationskraftwerke betreiben, sind Einsatzmöglichkeiten von Brennstoffzellen und BHKW jenseits der Eigenstromerzeugung kaum gegeben.

Die KWK-Stromerzeugung basiert entsprechend der getroffenen Annahmen maßgeblich auf dem Energieträger Erdgas. Darüber hinaus kommen biogene Energieträger als Brennstoff zum Einsatz. Eine Auskopplung von Wärme aus Kernkraftwerken wurde im Rahmen dieses Szenarios nicht unterstellt, da diese Anlagen aus Akzeptanzgründen verbraucherfern installiert werden dürften, was eine Fernwärmebereitstellung ökonomisch wenig interessant machen dürfte.

Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien (heimische Stromerzeugung):

Entsprechend der Vorgaben der Enquête-Kommission, die aus den Anforderungen der EU-Kommission abgeleitet worden sind, erfolgt bis zum Jahr 2010 eine in etwa Verdopplung des Stromerzeugungsanteils der erneuerbaren Energien, d.h. gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1998 bis auf 12,5 %. Diese Maßnahme wird nicht nur als Option verstanden, den Vorgaben der EU gerecht zu werden, sondern zielt in gewissen Maße – durch einen Einsatz auf dem heimischen Markt – auch auf eine Stärkung der Position der deutschen Hersteller ab. Setzt man diesen Gedanken fort – was in Anbetracht der zugelassenen Unterstützung für innovative Technologien im Szenario FNE erlaubt ist - und beachtet andererseits aber die strengen Kostenkriterien, die an den Entwicklungspfad gelegt werden, ergibt sich damit für den weiteren Ausbau der Stromerzeugung auf der Basis erneuerbarer Energien folgende Philosophie:

- Der Beitrag der Windenergie steigt auch nach dem Jahr 2010 basierend auf der bis dahin ausgelösten Dynamik weiter an, jedoch mit deutlich geringeren Zuwachsraten als in der Vergangenheit. Die Steigerung resultiert dabei vor allem aus dem reinen Ersatz von Windenergieanlagen an bestehenden Standorten durch Anlagen mit größerer Leistung so dass aufgrund der sich weiterentwickelnden Technologie auf gleicher Fläche ein deutlich höherer Ertrag erwirtschaftet werden kann. Eine Maßnahme, die kostengünstig realisiert werden kann.
- Nach dem in den ersten Jahren (bis 2005) die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Photovoltaik durch die Kombination des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) und des 100.000 Dächerprogramms vergleichsweise gut sind (die vor dem Hintergrund des gesetzten EU-Ziels auch erhalten bleiben), ist der weitere Ausbau der Photovoltaik nach Auslaufen des Kreditprogramms wieder zunehmend auf das freiwillige Engagement der privaten Verbraucher angewiesen. Auf der Basis der stark marktorientierten Bedingungen des Szenarios FNE wird davon ausgegangen, dass die Zubauraten von 100 MW/a im Jahr 2010 über 150 MW/a im Jahr 2020 lediglich auf 200 MW/a im Jahr 2050 ansteigen. Da dieser Zuwachs aus wirtschaftlichen Gründen von allein nicht ausgelöst wird, ist eine weitergehende staatliche Förderung notwendig. Mit dem Blick auf die Exportmärkte und die Stärkung innovativer Technologien am Standort Deutschland ist diese Annahmen aber konform mit den für das Szenario FNE gesetzten Rahmenbedingungen. Die Photovoltaik bleibt damit aber auch im Jahr 2030 (2050) mit einer Stromerzeugung von 2,7 TWh (3,7 TWh) energiewirtschaftlich von untergeordneter Bedeutung.

Damit erreicht die Photovoltaik basierend auf den Grundannahmen des Entwicklungspfades, dass die liberalisierten Märkte und nicht der Staat über den Einsatz von Technologien entscheiden, ein deutlich geringeres Ausbauniveau als im Referenzszenario unterstellt wurde. Für die Kostenbilanz gegenüber der Referenzentwicklung hat dies aufgrund der hohen für die Photovoltaik notwendigen Aufwendungen entscheidende Auswirkungen, die bei der Bewertung des Szenarios beachtet werden sollten.

- Die ersten Anlagen der geothermischen Stromerzeugung werden als Demonstrationsanlagen bis zum Ende des ersten Szenario-Jahrzehnts gebaut. Nach einem langsamen Einstieg in den Markt im zweiten Jahrzehnt wächst mit der Geothermie unter den zugrunde gelegten Randbedingungen eine erneuerbare Stromerzeugungsoption heran, die mit nur vergleichsweise geringen Differenzkosten zu einer weiteren Absicherung des heimischen Energieangebotes beitragen kann. Unter den Bedingungen des Szenarios ist demnach die Erweiterung der verfügbaren Energiebasis die maßgebliche Treibergröße. Im Gegensatz zur windtechnischen und photovoltaischen Stromerzeugung kann die Geothermie auch im Grundlastbereich zur Anwendung kommen. Vor diesem Hintergrund stellt die Geothermie im Jahr 2030 (2050) einen Deckungsbeitrag von rund 4 TWh (9,5 TWh) zur Verfügung.
- Die Stromerzeugung aus Biomasse wird aufgrund der heute durch EEG und Biomasseverordnung günstig geprägten Ausgangsbedingungen vor allem in den ersten beiden Jahrzehnten des Betrachtungszeitraums deutliche Zuwächse verzeichnen. Dies gilt auch schon für die Referenzentwicklung. Diese positive Entwicklung wird im Szenario fossil-nuklearer Energiemix in Grenzen fortgeschrieben, wobei kostenbedingt insbesondere auf den großflächigen Anbau von Energiepflanzen verzichtet wird. Eine nennenswerte Zunahme des Biomassebeitrags zur Stromerzeugung kann nach 2020 vor allem auch dadurch erreicht werden, dass ältere bestehende Anlagen (der durchschnittliche Nutzungsgrad der bestehenden und derzeit geplanten Biomasse-Kraftwerke liegt gerade einmal bei etwa 30 %) dann durch neuere Kraftwerke mit deutlich höherer Brennstoffausnutzung ersetzt werden. Die gesamte Stromerzeugung in Biomassekraftwerken steigt von heute 1,2 TWh (Stand 2000) über 6,0 TWh in 2010 und 12,4 TWh im Jahr 2020 auf über 23 TWh im Jahr 2050 an.

Erneuerbare Energien (Stromimport):

Wie im Zwischenbericht ausgewiesen wurde, stehen für Deutschland beträchtliche Möglichkeiten des Importes von Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland zur Verfügung. Mit Stromerzeugungskosten im Bereich von 7,3 Pf/kWh (inklusive Übertragung frei deutsche Grenze) kommt dabei vor allem dem Import von Windenergiestrom aus den Nachbarländern eine wesentliche Bedeutung zu. Dies gilt vor allem für die ersten Jahrzehnte des Betrachtungszeitraums, wo derartige Anlage nahezu zu vergleichbaren Konditionen Strom bereitstellen können, wie neue im Grundlastbereich (7.000 h/a) arbeitende Kernkraftwerke. Bis zum Jahr 2030 (2020) wird dementsprechend vom Aufbau einer windenergiebasierten Importinfrastruktur bis auf knapp 28,9 TWh (7,4 TWh) ausgegangen. Dies entspricht rund 5 % des im Zwischenbericht (Prognos/IER/WI 2001) ausgewiesenen gesamten Potentials und etwa die Hälfte des dort bis zum Jahr 2050 für ausschöpfbar eingestuften Potentials. Die bis dahin installierten Anlagen bleiben im wesentlichen bis zum Ende des Betrachtungszeitraums für den

Import nach Deutschland erhalten, so dass der

Außerbetriebnahme der bestehenden Anlagen über 133 t SM/a im Jahr 2020 etwa ab dem Jahr 2025 auf Null absinkt, steigt die Abfallmenge im Szenario FNE bis 2030 auf 345 t SM/a und bis 2050 dann sogar auf über 976 t SM/a an. Gegenüber dem heute erreichten Status entspricht dies am Ende des Betrachtungszeitraums fast einer Vervielfachung.

Geht man von in der Literatur vorliegenden Kennzahlen für den je Kernkraftwerk anfallenden radioaktiven Abfall aus, resultiert für die hochradioaktiven, wärmeentwickelnden Abfälle eine Erhöhung von heute rund 182 m³/a über 231 m³/a im Jahr 2030 auf letztlich 653 m³/a am Ende des Betrachtungszeitraums. Die entsprechenden Mengen radioaktiver, nicht-wärmeentwickelnder Abfälle belaufen sich entsprechend auf 1.681 m³/a im Jahr 1998, rund 2.131 m³/a im Jahr 2030 und 6.029 m³/a im Jahr 2050. Unter Referenzbedingungen entstehen dagegen ab dem Jahr 2025 aus dem Betrieb der Anlagen keinerlei radioaktiven Abfälle mehr.

Die Zunahme der an den Kernkraftwerken anfallenden Abfallmengen führt je nach Zwischenlagerstrategie zu einem deutlichen Anstieg der erforderlichen Transporte. Darüber hinaus nimmt der Anfall an Plutonium zu, was insbesondere angesichts der damit verbundenen Proliferationsrisiken und der diesbezüglich notwendigen Schaffung einer bewachten Lagermöglichkeit zu beachten ist.

Letztlich erhöht sich auch die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Unfalls mit großer Schadensausmaß. Detaillierte Untersuchungen von unabhängiger Seite (d. h. außerhalb der Hersteller) liegen für den EPR, der entsprechend den Vorgaben der Enquête-Kommission nach dem Jahr 2010 in diesem Szenariopfad zugebaut werden kann, diesbezüglich nicht vor. Man kann jedoch davon ausgehen, dass die Eintrittswahrscheinlichkeit in der Größenordnung der heute in Betrieb befindlichen Konvoi-Anlagen (ggf. auch darunter) liegen dürfte, nach Angaben der Deutschen Reaktorsicherheitskommission (DRS) dementsprechend zwischen $4 \cdot 10^{-6}$ und $4 \cdot 10^{-7}$ betragen dürfte. Multipliziert mit der Anzahl der Kernkraftwerke in Deutschland ergäbe dies rein rechnerische eine Eintrittswahrscheinlichkeit von 1:3.500. Für die Frage der Akzeptabilität dieses Pfades ist aber die genaue Größenordnung weit weniger entscheidend, als die Frage ob die Gesellschaft überhaupt Willens ist ein derartiges hohes Risiko zu tragen, sei die Wahrscheinlichkeit, dass es eintritt auch noch so gering.

Aufgrund der verstärkten Ausschöpfung wirtschaftlicher Energieeinsparpotenziale und der gegenüber Referenzbedingungen längeren Betriebszeit der Kernkraftwerke führt das Szenario Umwandlungseffizienz in den ersten beiden Jahrzehnten des Betrachtungszeitraums zu geringeren Kosten als in der Referenzentwicklung. Nach dem Jahr 2020 und vor allem nach 2030 sind gegenüber Referenz dann jedoch signifikant höhere Aufwendungen notwendig. Die resultierenden Differenzkosten (ohne externe Kosten, ohne Nutzentgang für den teilweisen Umstieg vom motorisierten auf den nicht motorisierten Verkehr, ohne Detailbetrachtung Transaktionskosten für die Umsetzung der Maßnahmen) steigen über 3,1 Mrd. Euro/a im Jahr 2030 auf fast 12 Mrd. Euro/a im Jahr 2050, wenn zunehmend die hohen Kosten für den Aufbau neuer Kernkraftwerke und der Wasserstoffherzeugung ergebnisbestimmend wirken. Im gesamten Betrachtungszeitraum belaufen sich die Differenzkosten gegenüber der Trendentwicklung auf knapp 141 Mrd. Euro und damit etwa 30 % unterhalb des Niveaus des Szenarios REG/REN-Offensive. Die kumulierten abdiskontierten Mehrkosten liegen bei 15,4 Mrd. Euro und stellen im Szenariovergleich die geringste Belastung dar. Im Vergleich zum Szenario RRO wirkt sich hier kostenmindernd aus, dass eine Vielzahl der Klimaschutzmaßnahmen erst deutlich später umgesetzt werden. Aufgrund der Diskontierung

gehen die hierfür entstehenden Kosten in der Summenbildung nur im geringeren Umfang ein. Weiterhin ist zu beachten, dass die bestehenden Kernkraftwerke im Szenario FNE eine durchschnittlicher Laufzeit von 40 Jahren haben, während in den anderen Szenarien von durchschnittlich 32 Jahren ausgegangen wird (ohne dass hierfür zusätzliche Aufwendungen für eine sicherheitstechnische Ertüchtigung unterstellt worden wären).

Für die Verbraucher bedeutet dies, dass das Einschwenken auf den Szenariopfad UWE zunächst zu einer Kostenentlastung führt, im späteren Zeitverlauf in Folge stark steigender Anforderungen an den Klimaschutz dann aber jährlich bis zu 180 Euro/Haushalt aufzubringen sind.

Berücksichtigt man die externen Kosten sind gegenüber der Referenzentwicklung zwei unterschiedliche Wirkungen zu berücksichtigen. Zum einen ergibt sich durch die deutliche Verringerung der CO₂-Emissionen eine signifikante Minderbelastung der externen Effekte von bis zu 120 Mrd. Euro/a am Ende des Betrachtungszeitraums. Dieser Effekt wird aber durch die stark ansteigenden externen Kosten für den Ausbau der nuklearen Stromerzeugung deutlich kompensiert. Gegenüber der Referenzentwicklung stellt sich das Szenario FNE bis zum Jahr 2030 zunächst deutlich kostengünstiger dar. Die Minderkosten gegenüber der Referenz summieren sich bis zu diesem Zeitpunkt auf 694 Mrd. Euro (gegenüber dem Szenario RRO entspricht dies allerdings nur 16 %). Am Ende des Betrachtungszeitraums stehen dann positive externe Kosten von insgesamt 12.433 Mrd. Euro zu Buche. Die entsprechenden auf das Jahr 1998 abdiskontierten Werte lauten - 940 Mrd. Euro im Jahr 2030 und 1.416 Mrd. Euro im Jahr 2050.

Abbildung 5 bis 7 stellen unter den genannten Einschränkungen die resultierenden Kosten gegenüber der Referenzentwicklung noch einmal im Überblick dar. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese in den ersten beiden Abbildungen ohne externe Kosten ermittelt worden sind. Darüber hinaus ist der Nutzengang für den teilweisen Umstieg vom motorisierten auf den nicht motorisierten Verkehr nicht kostenseitig bewertet worden. Maßgeblich ist hierfür die Erkenntnis, dass dieser in Abhängigkeit des Einzelfalls sowohl positiv (höherer Zeitaufwand) als aber auch negativ (Qualitätsgewinn, geringere Gesundheitsrisiken, Zeitgewinn durch entfallende Parkplatzsuche) bewertet werden kann. Darüber hinaus sind die für die Umsetzung der in den Szenarien unterstellten Maßnahmen erforderlichen Transaktionskosten nicht berücksichtigt worden. Obwohl gerade im Szenario REG/REN-Offensive eine Vielzahl von Hemmnissen (vor allem im Bereich des Energieeinsparens) überwunden werden müssen, können doch in erster Näherung die notwendigen Transaktionskosten in allen Szenarien etwa gleich abgeschätzt werden. Schließlich ist davon auszugehen, dass im Szenario UWE eine massive Akzeptanzkampagne für den Einstieg in die CO₂-Entsorgung und Wasserstoffwirtschaft erforderlich ist, während im Szenario FNE im entsprechenden Umfang für die Akzeptanz der zunächst Beibehaltung und später dann Ausweitung der nuklearen Stromerzeugung geworben werden muss. Zudem sind auch in diesen beiden Szenarien signifikante Aufwendungen zur Umsetzung der Einsparpotentiale notwendig.

Mithin ergeben sich für den Vergleich der Entwicklungspfade untereinander aufgrund der Nichteinbeziehung der Transaktionskosten keine gravierenden Fehler.

Abbildung 5: Vergleich der kumulierten abdiskontierten Kosten zwischen den betrachteten Szenarien

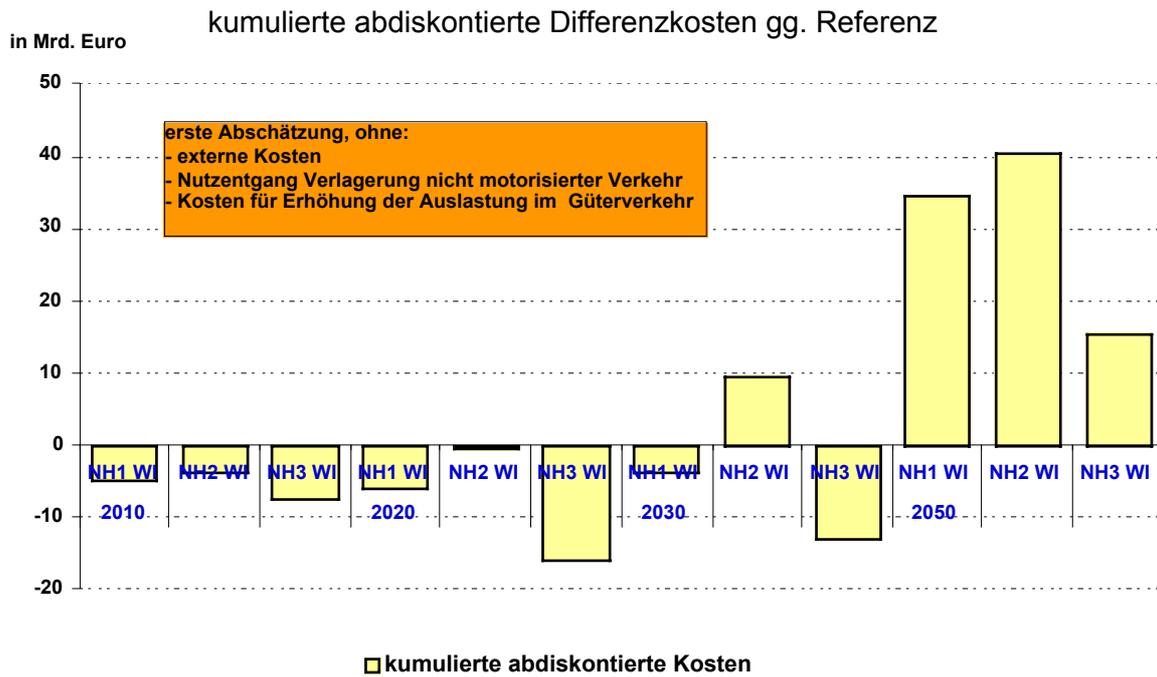
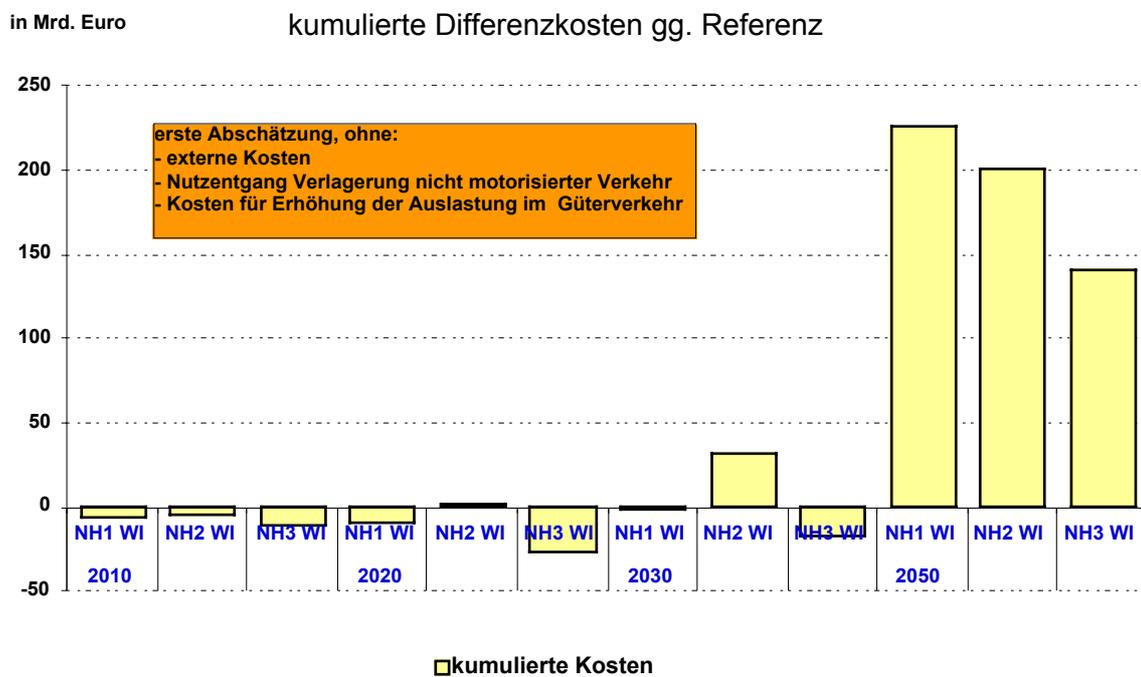


Abbildung 6: Vergleich der kumulierten Kosten zwischen den betrachteten Szenarien



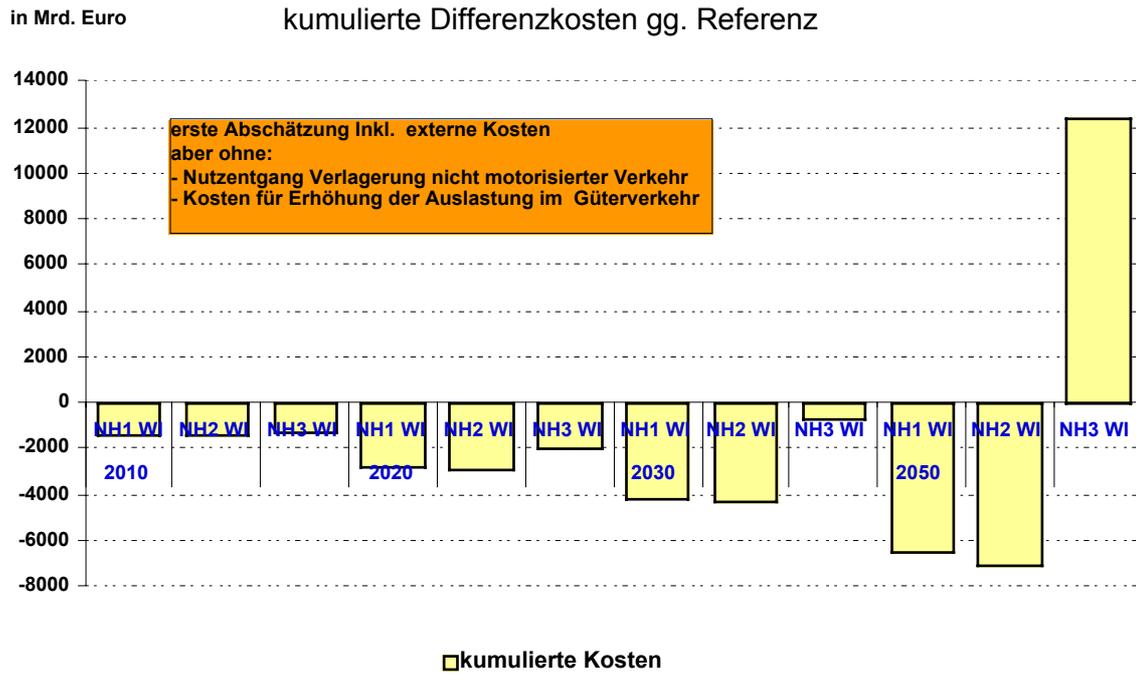


Abbildung 7: Vergleich der kumulierten Kosten zwischen den betrachteten Szenarien (inkl. externe Kosten)

3 Welt- und Europaszenarien

Angesichts der zunehmend stärkeren außenwirtschaftlichen Verflechtungen in der Welt sowie der fortschreitenden Integration innerhalb der EU ist der Alleingang eines Landes bei einer ambitionierten Nachhaltigkeits- und Klimaschutzpolitik äußerst unwahrscheinlich. Bereits bei der Festlegung der Grunddaten für die Deutschlandszenarien müssen deshalb die Annahmen zur energiepolitischen Entwicklung mit Blick auf das internationale Umfeld getroffen werden.

In den vergangenen 10 Jahren wurden rund 20 Weltszenarien entwickelt, die grundsätzlich Eingang in die hier vorzunehmende Betrachtung finden könnten. Aufgrund vorhergehender Arbeiten⁹ und im Rahmen dieser Untersuchung angestellten vertiefenden Betrachtungen besteht am Wuppertal Institut bereits ein umfassender Überblick. Auf der Basis dieser Erfahrungen sind zur Beantwortung der in diesem Gutachten aufgeführten Fragen Trendszenarien folgender Institutionen für den Zeitraum bis 2020 von Interesse:

- International Energy Agency (IEA)
- Department of Energy, USA (EIA/DOE)
- World Energy Council/International Institute for Applied System Analysis (WEC/IIASA)

Für den Zeitraum bis 2050 erfüllt lediglich ein Trendszenario des WEC/IIASA die Anforderungen dieser Untersuchung. Hingegen werden in Bezug auf die vergleichende Auswertung von Zielszenarien, Untersuchungen bzw. Arbeiten folgender Institutionen herangezogen:

- Johansson et al. (RIGES)
- Stockholm Environment Institute (SEI)
- World Energy Council/International Institute for Applied System Analysis (WEC/IIASA)
- Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (WI)

Alle der oben genannten Arbeiten haben eine ausreichende regionale Disaggregation, so dass sie ergänzend zur jeweils beschriebenen Weltentwicklung auch konsistente Untersuchungen des europäischen Raumes bereitstellen. Projektionen hingegen, die sich ausschließlich der europäischen Ebene widmen (wie IPSEP oder die der EU-DG XVII), fehlt der globale Zusammenhang. Zudem beschränken sich beide Untersuchungen auf einen Zeitraum bis zum Jahr 2020. Die Synopse der Europaszenarien greift daher auf die Weltmodelle mit entsprechender Disaggregation zurück.

Die folgende Analyse führt somit zu einem vergleichenden Überblick über vorliegende Langfrist-Energieszenarien für die globale und die europäische Ebene. Sie ermöglicht es, die Nachhaltigkeits- und Klimaschutzoptionen für Deutschland im internationalen Kontext aufzuzeigen und zu bewerten.

Zunächst werden die ausgewählten Szenarien kurz in ihren wichtigsten Eigenschaften und Unterschieden vorgestellt. Diese Erläuterungen sind notwendig, um die unterschiedlichen Methoden, Ansätze, Untersuchungsrahmen, Zielsetzungen und Szenariophilosophien nachvollziehen zu können. Daran anschließend erfolgt eine Darstellung der Treibergrößen Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung. In einem nächsten Schritt werden die

⁹ Erstellung eines eigenen Weltmodells sowie Projekt im Auftrag des TAB, Berlin.

Trendprojektionen analysiert, beschrieben und einander gegenüber gestellt, so dass die jeweiligen Entwicklungen und Unterschiede schnell zu erfassen sind. Die Trenddarstellungen sind noch mal unterteilt in Welt- und in Europa-Modellierungen. Abgeschlossen wird die Darstellung mit einer entsprechenden Betrachtung der Zielszenarien (CO₂-Minderungsszenarien) auf globaler und europäischer Ebene.

3.1 Kurze Einführung zu den ausgewählten Szenariountersuchungen

3.1.1 EIA/DOE 2000

Titel: International Energy Outlook 2000 - With Projections to 2020

Entwickler: Energy Information Administration; Department of Energy, USA (EIA/DOE)

Verwendete Quellen: DOE/EIA 1997, DOE/EIA 1999, DOE/EIA 2000

Das verwendete Modell WEPS (World Energy Projection System) wurde vom DOE im Jahr 1997 entwickelt. Das Modell besteht aus mehreren unabhängigen externen und internen Modulen, baut auf vorhandenen nationalen Modellen auf und wird zur weltweiten Abschätzung von Zukünften bzgl. der Energieumwandlung aus Öl, Gas, Kohle und erneuerbaren Energien (Wasserkraftanlagen, Geothermie, Sonnenenergie, Wind, Biomasse u.a.) eingesetzt.

Die Submodule basieren im Wesentlichen auf in die Zukunft zielende Projektionen der Vergangenheit (Zeitreihenanalysen). Es besteht eine enge Verknüpfung zum "National Energy Modelling System" (NEMS), mit dem für das Gebiet der USA jährliche Prognosen erstellt werden. Das "International Energy Module" (IEM) ist ein externes Modell des NEMS und wird für Ölprojektionen verwendet. Das "Nuclear Model" ist ein internes Modul von WEPS und bildet die Grundlage für drei Szenarien (Referenz, hohes Wachstum und niedriges Wachstum). Das "Coal Expert Submodule" (CES) ist ein internes Modul des NEMS und wird für Gas-, Kohle-, Wasserkraft- und erneuerbare Energien-Projektionen verwendet.

Es handelt sich bei WEPS sowie bei allen Submodellen um gut zu überblickende Top-down Ansätze mit einer großen regionalen Differenzierung. Ziel der Untersuchungen ist es, Trendbeschreibungen für den Zeitraum von 1997 bis 2020 zu liefern, die möglichst robust sind. Daher werden neben einem Referenzpfad auch zwei weitere Pfade berechnet, die ökonomische Unsicherheiten und veränderte Rahmenbedingungen ausdrücken sollen. Diese Sensitivitäten werden mit "high growth" und "low growth" bezeichnet.

Neue Technologien, Instrumente oder Strategien werden bewusst ausgeschlossen und sogar als "Spekulation" bezeichnet. Es handelt sich somit um deskriptive, Business-as-Usual Szenarien.

3.1.2 IEA/OECD 1998

Titel: World Energy Outlook 1998

Entwickler: IEA/OECD

Quellenangaben: IEA 1998, Birol 1999

Die Internationale Energie Agentur, Paris, gibt jedes Jahr den World Energy Outlook heraus, der einen Bericht zur weltweiten Lage der Energieversorgung mit jeweils wechselnden Schwerpunkten darstellt. Der Bericht des Jahres 1998 enthielt eine Szenariobetrachtung für die Jahre 1995 bis 2020.

Das Ziel dieser Untersuchung bestand darin, die Entwicklung der Weltenergiewirtschaft unter "Business as Usual" (BAU)-Bedingungen abzuschätzen. Es handelt sich somit um eine Trendbeschreibung, also um ein deskriptives Szenario.

Das zugrundegelegte Modell stellt eine Mischung aus Top-down und Bottom-up Ansätzen dar, die für jede Region spezifisch modifiziert worden sind. Zur Abschätzung der Energienachfrage wurde ein Top-down Modell verwendet, welches die Treibergrößen Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung mit angenommenen Preisentwicklungen für fossile Brennstoffe über spezifische Kennzahlen (Energieintensitäten und -elastizitäten) miteinander verknüpft. Besonders hervorzuheben im internationale Szenariovergleich ist gerade die Einbindung von Elastizitäten, die aus einer Reihe von Länderanalysen entstanden sind und somit für ein BAU-Szenario mit mittlerer Laufzeit realistische Ergebnisse hervorbringen kann.

Die Energieangebotsseite, also der Umwandlungssektor, ist nach Regionen getrennt Bottom-up aufgebaut. Dabei werden verschiedene voneinander unabhängige Modelle verwendet. Zusammengeführt werden die Ergebnisse im linear programmierten "Power Generation"-Modul, welches für jede Region die ‚least-cost-Technologien‘ identifiziert. Die notwendigen Daten für einzelne Umwandlungsverfahren (transformation processes: oil refineries, gas works, solid fuel preparation plants and heat-only plants) werden in eigenen Modellen abgeschätzt.

Ein detailliertes Modell für den globalen Ölmarkt berücksichtigt die Unsicherheiten der Ölmarktentwicklung, Aspekte der Reservenlage konventionellen Öls und der Produktion von konventionellem und nicht-konventionellem Öl. Der Gas- und der Kohlemarkt werden ebenfalls getrennt abgeschätzt und diskutiert, allerdings ebenso wie die Zusammenhänge zwischen Preisen und Angeboten fossiler Brennstoffe nicht modelliert. Die IEA hat sich zudem in dieser Untersuchung erstmalig mit einem Typ der erneuerbaren Energien explizit auseinandergesetzt. So wurde eine interne Biomassestudie für Entwicklungsländer erstellt und vorgestellt.

3.1.3 Johansson 1993

Titel: A Renewable-Intensive Global Energy Scenario (RIGES)

Entwickler: T.B. Johansson, H. Kelly, A. Reddy, R. Williams

Quellenangaben: Johansson et al. 1993, persönliche Mitteilungen

Im Rahmen des IPCC-Prozesses hatten sich die Ersteller das Ziel gesetzt, ein Szenario zu entwickeln, welches ökologischen Restriktionen gerecht wird und gleichzeitig die Anforderung eines Ausgleichs zwischen armen und reichen Ländern beachtet. Drei der vier Autoren waren bereits an verschiedenen anderen, wegweisenden Szenarioarbeiten in den 80er Jahren beteiligt. Ihr Verdienst ist es vor allem, die energiewirtschaftliche Sichtweise vom Angebots- auf das Nachfragesystem, die bis zum Ende der 70er Jahre vorherrschte, umzukehren. Sie begannen, die Bedürfnisse der Menschen nach Raumwärme, Mobilität etc. in den Mittelpunkt der Betrachtung zu stellen und von dort aus ein Energiesystem zu beschreiben, welches in der Lage ist, diese zu decken.

Hinter dem Szenario steht für die Angebotsseite ein detailliertes Bottom-up Modell, die Nachfrageseite wird Top-down generiert. Basisjahr der Untersuchung ist 1985, der Betrachtungszeitraum reicht bis zum Jahr 2050.

3.1.4 SEI 1993

Titel: Fossil Free Energy Scenario (FFES)

Entwickler: Boston Center des Stockholm Environment Institute (SEI)

Quellenangaben: Lazarus 1993, Boyle 1994, Greenpeace 1994

Diese Studie wurde im Jahre 1993 vom Stockholm Environment Institute – Boston Center im Auftrag von Greenpeace International erstellt. Gegenstand dieser Studie ist die Evaluierung der technischen, wirtschaftlichen und politischen Konsequenzen einer Reduzierung des Verbrauchs fossiler Energien und eines effizienten Energiesystems, welches auf erneuerbaren Energien aufgebaut ist. Als langfristiges Ziel wurde eine Stabilisierung des globalen Klimasystems auf dem vorindustriellen Niveau festgelegt, was auf eine Reduktion der Treibhausgase auf Null hinausläuft. Somit ist FFES ein normatives Szenario mit einem, im Vergleich zu anderen Untersuchungen, sehr konsequenten und engen Zielkorridor. Betrachtet wurde ein Zeitraum zwischen 1985 und 2100.

Für die Gesamtbearbeitung der Studie wurden mehrere Modelle verwendet, die jeweils einen anderen Untersuchungsgegenstand haben. Für die Modellierung des globalen Energiesystems wurde das "Long-Range Energy Alternative Planning (LEAP)"-System vom Boston Center entwickelt und genutzt. LEAP ist ein auf allen Ebenen konsequent bottom up-orientiertes Simulationsmodell mit einer sehr genauen, technologieorientierten Abbildung aller Sektoren. Das SEI hat sich bewusst für ein solches Modell entschieden und ausführlich begründet, warum Top-down Modelle zu fragwürdigen Ergebnissen führen müssen.

3.1.5 WEC/IIASA 1998

Titel: Global Energy Perspectives

Entwickler: IIASA (Laxenburg, Österreich)

Quellenangaben: Nakicenovic 1998, persönliche Mitteilungen

Der Weltenergieerat (World Energy Council, WEC) ist eine regierungsunabhängige Organisation, die aus großen Unternehmen der Energiewirtschaft gebildet wird. Die rund 100 Komitees repräsentieren ca. 90 % der Weltenergieproduktion. Alle drei Jahre findet eine vom WEC veranstaltete Weltenergiekonferenz statt, auf der die Vertreter der Unternehmen die Energiesituation der Welt gemeinsam beraten und versuchen, Empfehlungen an Politiker abzuleiten, die aufgrund der Wirtschaftskraft seiner Mitglieder ein hohes Gewicht haben.

Auf diesen Treffen werden auch Szenarioanalysen vorgestellt und diskutiert, die seit über 20 Jahren von IIASA in Laxenburg erarbeitet werden. Das Hauptinteresse der Akteure ist naturgemäß die Entwicklung der Angebotsseite und dementsprechend ist auch das Modell von IIASA aufgebaut. Ziel der Szenariountersuchung ist die Darstellung mehrerer Pfade bis zum Jahr 2050 (mit Ausblick 2100), die sich unter verschiedenen Rahmenbedingungen ergeben. Es handelt sich um eine Mischung aus normativen und deskriptiven Szenarien. So werden drei Familien untersucht:

- High growth
- Middle course
- Ecologically driven

"Middle course" (auch mit B bezeichnet) ist mit einem BAU-Szenario zu vergleichen und spiegelt damit den Trend wider. "High growth" geht von hohen Wirtschaftswachstumsraten, hohen technischen Fortschritten und geringen Kosten aus und beschreibt aus diesem Blickwinkel drei verschiedene Energiezukünfte (A1, A2, A3). Die Szenarien A und B sind somit deskriptiv¹⁰. Der Pfad C ("Ecologically driven") hat das Ziel, ökologische Schäden zu minimieren. Konkret wird dies mit dem Ziel beziffert, die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2100 auf ein Drittel des 1990er Wertes zu reduzieren. Somit handelt es sich hierbei um ein normatives Szenario.

Erarbeitet werden die Szenarien mit einem einfachen Modell namens "Scenario Generator" (SG). Dahinter stehen jedoch zwei komplexe Modelle, die getrennt voneinander den Energiebedarf und das Energiesystem abbilden. Das Modell 11R zur Energiebedarfserrechnung ist ein Top-down Modell, welches auf Vorarbeiten anderer zurückgeht (Global 2100 von Manne und Richels). Das linear programmierte Modell MESSAGE III geht bereits auf die 70er Jahre zurück, ist Bottom-up aufgebaut und wird zur Bestimmung des Energieversorgungssystems verwendet. Es handelt sich dabei um ein Optimierungsmodell, das immer "cost minimal supply structures" (Nakicenovic 1998: 255) unter den gegebenen Randbedingungen errechnen soll.

3.1.6 Wuppertal Institut 1999

Titel: Faktor Vier-Szenario

Entwickler: S. Pfahl, C. Polenz, D. Wolters (Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie)

Quellenangaben: Lovins/Hennicke 1999, eigene Untersuchungen

Ausgangspunkt der Szenariountersuchung des Wuppertal Instituts war die Tatsache, dass auch der Ökologie- und Risikominimierungspfad des WEC (C1) nicht die erklärten Ziele der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ und ebenso nicht die Empfehlungen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), also die Ziele der internationalen Gemeinschaft von Klimawissenschaftlern, zum Jahr 2050 erfüllt. C1 weist zwar für das Jahr 2100 einen Rückgang der C-Emissionen um zwei Drittel aus, im Jahr 2050 ist allerdings nur eine Minderung um weniger als 10 % erreicht worden. Szenarien, die dieses Ziel erreichten (wie SEI 1993), wurden andererseits als zu radikal und in seinen Annahmen zur technologischen Entwicklung, politischen Steuerbarkeit und zu unterstellten Marktentwicklungen als zu unsicher erachtet.

Daher wurde von 1997 bis 1999 ein eigenes Modell entwickelt, mit dem das sogenannte Faktor Vier-Szenario abgebildet werden sollte. Ziel der Szenariountersuchung sollte sein, einen technisch möglichen und ökonomisch sinnvollen Weg der Risikominimierung herauszuarbeiten. Risikominimierung bedeutete dabei zum einen die Vorgabe einer Reduktion der C-Emissionen um 50 % bis 2050 und zum anderen den Ausstieg aus der Kernenergie innerhalb des Betrachtungszeitraumes.

Entsprechend der Philosophie des Wuppertal Instituts wurde das Modell ähnlich wie bei SEI für alle Sektoren streng technologieorientiert, also bottom up aufgebaut. Damit kann das

¹⁰ WEC/IIASA bezeichnen A als Mischung aus deskriptiv und normativ, ohne dies weiter zu erläutern. Hier wird die Trennung so vollzogen, dass normative Szenarien nur solche sind, die ein klares, wohldefiniertes und meßbares Ziel definieren. Dies ist bei keinem der drei A-Szenarien der Fall.

Energiesystem von den Bedürfnissen der Menschen ausgehend modelliert werden und es besteht die Möglichkeit, die möglichen Auswirkungen effizienter Nachfragetechnologien dezidiert zu eruieren. Aufbauend auf dieser Struktur sollten die sogenannten Faktor Vier-Technologien (E.U. v. Weizsäcker) integriert werden. Unterstellte Effizienzsteigerungen gehen dann nicht mehr von Zeitreihenanalysen, sondern von konkreten zur Verfügung stehenden Technologien aus. Die Szenariengenerierung selber erfolgte für die Zeit von 1995 bis 2050 mit Hilfe eines Simulationmodells.

Alle grundlegenden Daten wie Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung wurden entweder direkt von der WEC/IIASA-Untersuchung entnommen oder unmittelbar daran angelehnt. Auch erfolgte die gleiche regionale und sektorale Disaggregation.

3.2 Demografie und Ökonomie

In die Erarbeitung der Deutschlandszenarien sind die grundlegenden Annahmen für Bevölkerung und Wirtschaftswachstum bezüglich der globalen und europäischen Untersuchungen einzubeziehen. Aus diesem Grund werden die entsprechenden Daten in den nächsten beiden Tabellen vergleichend gegenübergestellt.

Tabelle 3-1: Bevölkerungsentwicklung bis 2050 im Vergleich (in Mrd.)

Region	1990	2020					2050			
		IEA	DOE	Joh.*	SEI**	WEC	Joh.	SEI	WEC	WI
Welt	5,26	7,63	7,53	7,78	7,9	7,92	9,52	10,1	10,06	9,50
OECD	0,86	0,98	1,03	0,92	0,9	0,99	0,92	0,9	1,01	0,99
Reformstaaten	0,41	0,40	0,41	0,49	0,5	0,48	0,52	0,6	0,54	0,45
Entwicklungsländer	3,99	6,25	6,09	6,37	6,5	6,45	8,08	8,6	8,51	8,06
Westeuropa	0,43	0,47	0,39	0,45	0,45	0,49	0,45	0,5	0,49	0,46

* linear interpoliert aus den Werten für 2000 und 2025

* *linear interpoliert aus den Werten für 2000 und 2030

Bei den ausgewiesenen Bevölkerungsentwicklungen ist festzustellen, dass die Projektionen für die weltweite Ebene kaum voneinander abweichen (max 5 %); bei den europäischen Daten sind die Unterschiede etwas größer (bis zu 10 %), aber liegen immer noch in einem relativ engen Rahmen. Dies muss allerdings nicht bedeuten, dass die unterstellten Entwicklungen wahrscheinlich sind. Der Grund liegt vielmehr darin, dass die Entwickler auf die mittleren Prognosen von UN oder World Bank zurück gegriffen haben und somit implizit die von diesen ausgewiesenen hohen oder niedrigen Varianten als unwahrscheinlich bewerten.

Bei den angenommenen Wirtschaftsentwicklungen stellt sich die Situation hingegen anders dar. So variieren beispielsweise die Annahmen für das globale und das europäische GDP im Jahr 2050 um den Faktor 2. Allerdings handelt es sich bereits im Jahr 2020 bei den Unterstellungen im Johansson-Szenario um einen Ausreißer nach oben. Im gleichen Jahr repräsentieren die Annahmen des World Energy Council, des Stockholm Environment Institute und des Wuppertal Instituts einen Mittelwert der DOE-Projektionen des Referenz- und des Low-growth-Falles; sie gehen daher von einem moderaten Wirtschaftswachstum aus.

Tabelle 3-2: Wirtschaftsentwicklung bis 2050 im Vergleich (GDP_{ppp}, US(1990)\$, 10¹²)¹¹

Region	1990	2020					2050		
		IEA	DOE*	Joh.	SEI	WEC WI*	Joh.	SEI	WEC WI*
Welt	25,7	64,1	56,7 (44;73)	73,0	50,6	49,3 (51;57)	169,7	78,1	87,8 (91;115)
OECD	14,1	27,1	27,2 (22;34)	32,0	23,2	25,0 (23;28)	57,7	24,1	36,6 (32;45)
Reformstaaten	2,6	3,1	2,7 (2;4)	5,6	3,4	2,0 (2;2)	13,7	3,6	5,1 (5;8)
Entwicklungsländer	9,1	33,9	30,4 (19;39)	29,3	22,1	22,3 (25;27)	89,1	61,9	46,0 (54;62)
Westeuropa	5,7	11,5	10,9 (9;13)	12,7	9,5	10,1 (9;11)	23,0	10,8	15,0 (13;19)

* Angaben sind der jeweilige Referenzfall sowie in Klammern zwei Sensitivitätsabschätzungen.

Diese Unterschiede zwischen den ökonomischen Rahmenannahmen werden auch durch die in der Tabelle 3-3 vorgenommene Darstellung der durchschnittlichen jährlichen Veränderungen unterstrichen.

Tabelle 3-3: Durchschnittliche jährliche Veränderung des GDP_{ppp}

Region	1990 bis 2020					2020 bis 2050		
	IEA	DOE	Joh.	SEI	WEC WI	Joh.	SEI	WEC WI
Welt	3,1	2,7	3,5	2,3	2,2	2,9	1,5	1,9
OECD	2,2	2,2	2,8	1,7	1,9	2,0	0,1	1,3
Reformstaaten	0,6	0,1	2,6	0,9	-0,9	3,0	0,2	3,2
Entwicklungsländer	4,5	4,1	4,0	3,0	3,0	3,8	3,5	2,4
Westeuropa	2,4	2,2	2,7	1,7	1,9	2,0	0,4	1,3

Angaben sind nur die jeweiligen Referenzfälle.

WEC und WI unterstellen in der gesamten OECD-Region zwischen 1990 und 2020 ein Wachstum von knapp zwei Prozent jährlich, welches in der Zeit danach auf 1,3 % absinkt. Die weltweite Entwicklung liegt dabei nur leicht oberhalb der europäischen und wird vor allem durch die Region der Entwicklungsländer voran getrieben. Johansson et al. weisen hingegen deutlich höhere Werte von anfänglich 2,7 und später 2,0 % pro Jahr auf. Im Gegensatz dazu liegen die Annahmen für die OECD-Staaten bei der SEI-Untersuchung deutlich unterhalb derer aller anderen Arbeiten. Der Grund ist hier hauptsächlich in normativen Festlegungen und nicht in ökonomischen Analysen zu sehen.

¹¹ Für DOE, Joh. und SEI mussten die in „Market Exchange Rates“ (MER) angegebenen Entwicklungen in einem mehrstufigen Verfahren in „Purchasing Power Parities“ (PPP) umgewandelt werden. Dadurch können geringe Fehler auftreten, die jedoch im Rahmen der Gesamtaussage vernachlässigbar sind. PPPs wurden 1993 vom UNDP eingeführt, um Vergleiche zwischen Ländern auf eine realere Basis zu stellen als die MERs suggerieren. Der Unterschied liegt vor allem in der Beachtung der landesüblichen Kaufkraft.

Insgesamt ergibt sich damit ein relativ breites Spektrum an aufgezeigten Zukünften bezüglich der wirtschaftlichen Entwicklung der Welt sowie einzelner Regionen. Aufbauend auf diesen Treibergrößen wird die weitere Entwicklung der jeweiligen Szenarien für den Trend- wie für den Klimaschutzfall beschrieben, erläutert und miteinander verglichen.

3.3 Trendszenarien: Welt

Im Folgenden werden für verschiedene Trendszenarien vergleichende Betrachtungen hinsichtlich folgender Fragestellungen vorgenommen:

- Nachfrageentwicklung gesamt und sektoral
- Effizienzsteigerung
- Entwicklung des Primärenergieverlaufs
- Anteil erneuerbarer Energien
- Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung
- Nutzung der Kernenergie

Soweit möglich und notwendig werden die Ergebnisse regional aufgegliedert dargestellt. Die Untersuchungszeitpunkte werden weitgehend auf die Basisjahre und die Zeitpunkte 2020 und 2050 beschränkt, so wie es auch durch die meisten dieser Szenarien bereits vorgegeben ist.

Nachhaltigkeitsindikatoren werden an dieser Stelle noch keine Beachtung finden, da es sich hier um deskriptive Trendszenarien handelt, die nicht das Ziel haben, eine nachhaltige Entwicklung zu modellieren, sondern lediglich einen Business-as-usual Pfad beschreiben. Insofern erfolgt diese Analyse erst im Rahmen der Zielszenarienbetrachtung.

Hinsichtlich der gesamten Fragestellungen hat sich bei der Betrachtung und Auswertung der Trendszenarien herausgestellt, dass keines der für Trendprojektionen in Frage kommenden Szenarien es erlaubt, Aussagen zur möglichen oder unterstellten Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung zu tätigen, da die KWK nicht explizit ausgewiesen wird. Aufgrund der vorliegenden Erfahrungen mit den jeweiligen Modellen kann zwar davon ausgegangen werden, dass WEC/IIASA KWK-Technologien explizit abgebildet haben. Leider wurde aber auch hier auf die Darstellung der Ergebnisse verzichtet¹². Die eigentlich wichtige Frage der Rolle der KWK muss daher in den Trendbetrachtungen ausgeblendet werden und kann lediglich beim Zielszenario des Wuppertal Instituts angegeben werden.

3.3.1 Energienachfrage und Effizienzsteigerung

Die Energienachfrage wird in allen hier vorliegenden Szenarien über eine Verknüpfung der Treibergrößen mit den entsprechenden Energieintensitäten bestimmt. Diese Intensitäten müssen für eine vergleichende Betrachtung einerseits auf die Wirtschaftskraft sowie andererseits auf die Bevölkerungszahl bezogen, für das Basisjahr ermittelt und anhand weiterer Analysen extrapoliert werden. Aufgrund dieser Werte lassen sich Schlussfolgerungen bezüglich der auf das Gesamtsystem bezogenen Modellergebnisse bilden.

¹² Durch unmittelbare Kontaktaufnahme wurde versucht, die Ergebnisse zu erhalten – allerdings bedeutet die Erarbeitung der Daten unverhältnismäßig viel Aufwand für die Modellierer von IIASA.

WEC und DOE weisen die jährlichen Änderungen der auf das Gross Domestic Product (GDP) bezogenen Energieintensität als Maß für die Effizienzsteigerung in räumlicher Disaggregation gemäß folgender Tabelle aus, die IEA stellt hingegen nur den globalen Wert dar. Insgesamt liegen die unterstellten Verbesserungen zwischen 0,8 und 1 % pro Jahr, wobei sich erhebliche Unterschiede bei der Beurteilung der Reformstaaten ergeben und leichtere Differenzen bei der Gruppe der Industrieländer. Zwischen 2020 und 2050 geht das WEC nochmals von einer stärkeren Intensitätsverminderung aus.

Tabelle 3-4: Änderungen der Nutzenergieintensitäten pro US\$ GDP, Trendszenarien (in %/a)

	1990 - 2020			2020 - 2050
	IEA	WEC B	DOE	WEC B
Industrieländer		-1,22	-0,95	-1,08
Reformstaaten		-0,92	-1,80	-2,39
Entwicklungsländer		-1,04	-0,95	-2,23
Welt	-1,0	-0,80	-0,77	-1,29

Bezüglich der pro Kopf gerechneten Energieintensitäten wird ausschließlich im WEC B Szenario von Veränderungen ausgegangen, IEA und DOE geben keine Hinweise dazu (vgl. Tabelle 3-5). Daher kann unterstellt werden, dass in diesen Arbeiten von keiner Veränderung der Pro-Kopf-Intensität ausgegangen wird. Somit handelt es sich hierbei um Modelle, bei denen zwar signifikante Veränderungen der Wirtschaft prognostiziert werden, die unmittelbaren Lebensumstände der Menschen jedoch so bleiben, wie sie im Basisjahr vorzufinden sind.

Die Gesamtintensität bzw. der globale Pro-Kopf-Nutzenergiebedarf verändert sich bis 2020 auch bei WEC B nicht, allerdings ergeben sich Verschiebungen zwischen den Regionen (von den Reformstaaten hin zu den zwei anderen Makroregionen). Ab 2020 steigt jedoch das spezifische Energieverbrauchsniveau jedes einzelnen Menschen wieder an.

Tabelle 3-5: Änderungen der Nutzenergieintensitäten pro Kopf, Trendszenarien (in %/a)

	1990 - 2020			2020 - 2050
	IEA	WEC B	DOE	WEC B
Industrieländer		0,30%		0,15%
Reformstaaten		-0,68%		0,86%
Entwicklungsländer		0,97%		1,00%
Welt	?	0,00%	?	0,47%

Bezüglich der aus den Treibergrößen resultierenden Endenergieverbräuche ergibt sich ein Bild gemäß Tabelle 3-6 Da das Department of Energy (DOE) für seine Szenarien keine Endenergieverbräuche angibt, sind in der Tabelle lediglich die Verläufe der IEA und des WEC gegenübergestellt. Aufgrund der unterschiedlichen Laufzeit stellt nur das Szenario WEC B eine Trendbeschreibung bis zum Jahr 2050 dar.

Tabelle 3-6: Endenergieverbrauch nach Energieträgern, Trendszenarien (in Mtoe)

	1990	1995	2020		2050
	WEC	IEA	IEA	WEC B	WEC B
Feste Brennstoffe	1926	897	1314	2607	3202
Öl	2531	2678	4285	3526	4709
Gas	975	1019	1560	2145	3253
Strom	831	932	1938	1446	2339
Wärme	187	268	364	345	673
Welt	6450	5794	9461	10069	14176

Zu erkennen ist, dass sich die Gesamtprojektionen für das Jahr 2020 um etwa 5 % unterscheiden. Dies geht aller Wahrscheinlichkeit nach weitgehend auf unterschiedliche Bilanzgrenzen zurück und zieht sich daher vom Basisjahr bis 2020 durch. Insgesamt sind daher die Entwicklungen als relativ ähnlich anzusehen. Deutliche Unterschiede bestehen jedoch in den Projektionen der Anteile der einzelnen Energieträger - lediglich der Wärmeverbrauch liegt auf dem gleichen Niveau. Der hohe Anteil fester Brennstoffe ist bei WEC B auf die Verwendung von Biomasse zurückzuführen.

Tabelle 3-7: Sektorale Welt-Endenergienachfrage im Trendszenario WEC B (in Mtoe)

	1990	2000	2010	2020	2030	2050
Haushalte/Commercial	2600,70	2777,95	3186,32	3546,25	3901,78	4367,16
Industrie	2394,28	2694,73	3202,78	3822,59	4498,48	6007,84
Verkehr	1454,78	1848,61	2253,02	2691,70	3084,44	3799,16
Welt	6449,90	7324,40	8642,10	10069,05	11489,53	14175,82

Die sektorale Aufteilung ist nur den Arbeiten des World Energy Council zu entnehmen, IEA und DOE weisen diese nicht aus. Im Szenario WEC B nehmen die Anteile von Haushalte/Commercial¹³ von 40 % auf 31 % ab und die der Industrie (von 37 auf 42 %) sowie des Verkehrs leicht zu (von knapp 23 auf 27 %).

Auf die drei Makroregionen aufgeteilt ergibt sich folgendes Bild:

Tabelle 3-8: Sektorale und regionale Endenergienachfrage im Trendszenario WEC B (in Mtoe)

Industrielländer	1990	2000	2010	2020	2030	2050
Haushalte/Commercial	918,10	1044,69	1195,92	1330,35	1439,39	1494,52
Industrie	1055,31	1023,57	976,35	942,74	894,62	785,41

¹³ An dieser Stelle wird bewusst der englische Begriff „Commercial“ verwechselt, da dieser Sektor etwas andere Bilanzgrenzen als der in Deutschland übliche „Kleinverbrauch“ oder „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ hat.

Verkehr	907,75	1090,93	1154,62	1203,68	1191,92	1066,17
Total	2881,16	3159,16	3326,89	3485,32	3530,71	3347,70
Reformstaaten	1990	2000	2010	2020	2030	2050
Haushalte/Commercial	432,96	336,96	412,67	457,49	499,36	569,66
Industrie	599,96	473,91	500,13	590,74	656,49	788,14
Verkehr	166,96	127,71	182,35	241,17	299,52	442,85
Total	1200,00	941,71	1095,16	1289,41	1455,37	1800,66
Entwicklungsländer	1990	2000	2010	2020	2030	2050
Haushalte/Commercial	1249,64	1396,30	1577,73	1758,41	1963,03	2302,98
Industrie	739,01	1197,25	1726,30	2289,11	2947,37	4434,29
Verkehr	380,07	629,97	916,05	1246,85	1593,00	2290,14
Total	2368,74	3223,53	4220,05	5294,32	6503,45	9027,46

3.3.2 Primärenergieübersicht

Die ausgewiesenen Primärenergieverbräuche der beiden Untersuchungen, die das weltweite Energiesystem nur bis 2020 betrachten, liegen eng beieinander, obwohl das eine Bottom-up (IEA) und das andere Top-down (DOE) aufgebaut ist (s. folgende Tabelle). Die Ergebnisse im Referenzfall von WEC sind dagegen deutlich niedriger als die von IEA und DOE. Dies liegt zum einen am niedrigeren Wirtschaftswachstum und zum anderen an der Annahme höherer Effizienzsteigerungen auf der Versorgungsseite.

Tabelle 3-9: Weltprimärenergieverbrauch nach Energieträgern, Trendszenarien (in Gtoe)

	1990	1995	2020			2050
	WEC	IEA	IEA	WEC B	DOE	WEC B
Kohle	2,18	2,35	3,95	3,39	3,39	4,14
Erdöl	3,06	3,32	5,26	3,78	5,80	4,04
Erdgas	1,68	1,81	3,47	3,18	4,37	4,50
Uran	0,45	0,61	0,60	0,9	0,57	2,74
Erneuerbare	1,60	1,16	1,71	2,29	1,18	4,42
Welt	8,98	9,25	15,00	13,55	15,31	19,83

Ebenfalls wird die Rolle der erneuerbaren Energien bei WEC deutlich höher eingeschätzt als in den anderen Szenarien. Hier kommt ein weiterer Unterschied zwischen den Top-down und den Bottom-up modellierten Szenarien zum Ausdruck. Bei den modernen erneuerbaren Energien handelt es sich zum Teil um erst junge Technologien, deren Entwicklung mit Hilfe von Zeitreihenanalysen, die den Top-down Ansätzen zugrunde liegen, nur schwer bestimmt werden kann. Zeitnäher sind hier technologieorientierte Ansätze, wie sie bei WEC/IIASA angewendet werden. Die IEA verwendet zwar ebenfalls einen technologieorientierten Ansatz, modelliert aber lediglich fossile und nukleare Energieträger sowie Biomasse in dezidiert Form. Die

anderen erneuerbaren Energien werden nicht explizit abgebildet und mit den dargestellten Problemen nur per Zeitreihen erfasst. Da der aus der Bottom-up modellierten Entwicklung hervorgegangene Verlauf der Biomasse sehr genau mit dem des WEC übereinstimmt, kann angenommen werden, dass der Unterschied bei den anderen erneuerbaren Energien tatsächlich auf diese methodischen Differenzen zurückzuführen ist.

Die oben dargestellten absoluten Beiträge sind zur Ermittlung des Stellenwertes der einzelnen Energieträger in der folgenden Tabelle in relativer Form noch einmal aufgeführt.

Tabelle 3-10: Relative Anteile am Weltprimärenergieverbrauch nach Energieträgern, Trendszenarien (in Mtoe/Mtoe)

	1990	1995	2020			2050
	WEC	IEA	IEA	WEC B	DOE	WEC B
Kohle	0,24	0,25	0,26	0,25	0,22	0,21
Erdöl	0,34	0,36	0,35	0,28	0,38	0,20
Erdgas	0,19	0,20	0,23	0,23	0,29	0,23
Uran	0,05	0,07	0,04	0,07	0,04	0,14
Erneuerbare	0,18	0,13	0,11	0,17	0,08	0,22
Gesamt*	1	1	1	1	1	1

* evtl. kleine Rundungsungenauigkeiten

Anhand dieser Gegenüberstellung ist auch die unter Trendbedingungen jeweils erwartete Rolle der **Kernenergie** in den nächsten 50 Jahren abzulesen. Während die IEA und das US-amerikanische DOE davon ausgehen, dass deren Rolle prozentual abnehmen wird (sinkender Anteil von 7 auf 4 % im Jahr 2020), so erwartet das WEC eine zunächst stagnierende, ab 2020 aber steigende Rolle der Kernenergie (auf 14 % in 2050). IEA und DOE gehen dabei davon aus, dass die heute bestehenden Kernkraftwerke weitgehend weiter betrieben werden, es zu Ersatzbauten aber zu keinem sonstigen Ausbau kommen wird. Die absolute Nutzung von Uran bleibt somit bis 2020 konstant. WEC hingegen prognostiziert bis 2020 eine Steigerung der absoluten Stromerzeugung aus Uran um 50 % und danach noch mal um den Faktor 3. Diese Steigerungen werden laut WEC auf entsprechende Aktivitäten in allen Ländergruppen zurückgehen: so sind Steigerungen in Entwicklungsländern von 0,03 Gtoe im Jahr 1990 auf 1,05 Gtoe in 2050, in den Reformstaaten von 0,06 auf 0,24 Gtoe und in den Industrieländern von 0,36 auf 1,45 Gtoe verzeichnet.

Auch ist an den beiden Tabellen die Projektion des Gesamtanteils der **erneuerbaren Energien** zu erkennen. Wiederum gehen die IEA und das DOE von sinkenden Anteilen aus (von 13 % auf 11 bzw. 8 % in 2020) während das WEC eine deutliche Zunahme erwartet (auf 22 %). Absolut gesehen werden allerdings bei allen Szenarien zumindest eine Stagnation (DOE) bzw. zunehmende Beiträge ausgewiesen (von 1,16 Gtoe auf 1,71 bzw. 2,29 Gtoe in 2020 und 4,42 Gtoe im Jahr 2050). Das WEC geht dabei in der regionalen Aufteilung für das Jahr 2050 von einer Verdopplung in den Reformstaaten (von 0,11 Gtoe im Jahr 1990 auf 0,22) und den Industrieländern (von 0,40 auf 0,88) sowie von einer Verdreifachung in den Entwicklungsstaaten (von 1,09 auf 3,32) aus.

3.3.3 Übersicht zur Rolle der erneuerbaren Energien

Eine detailliertere Aufteilung der Beiträge einzelner erneuerbarer Energieträger stellt lediglich das WEC dar. In Ihrer zeitlichen Entwicklung sind diese in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 3-11: Beiträge erneuerbarer Energien zum Welt-Primärenergieverbrauch im Trendszenario WEC B (in Mtoe)

	1990	2000	2010	2020	2030	2050
Wasserkraft	488,68	536,39	584,92	657,44	755,76	916,73
Biomasse (kommerziell)	246,30	328,03	385,30	473,15	517,87	1122,31
Biomasse (traditionell)	848,86	842,19	856,89	857,15	873,95	859,98
Solar	0,00	10,50	22,98	65,18	138,05	432,41
Wind (Geothermie, Müll)*	16,92	43,71	106,90	237,88	458,15	1086,83
Welt	1600,76	1760,82	1956,99	2290,8	2743,78	4418,26

* zu fast 100 % Wind

Bereits im Trendfall ist eine deutliche Zunahme in der Nutzung verschiedener erneuerbarer Energien zu erkennen. Während sich die weltweite Nutzung der Wasserkraft lediglich verdoppelt, steigt die kommerzielle Biomassenutzung um mehr als den Faktor 4, die Nutzung der Solarenergie steigt von Null auf den heutigen Wert der Wasserkraft an und das Wind-Primärenergieäquivalent liegt im Jahr 2050 um den Faktor 63 höher als 1990. Anhand der Darstellung der jeweiligen Anteile am Weltprimärenergieverbrauch (vgl. Tabelle 3-11) ist die zunehmende Bedeutung moderner Formen erneuerbarer Energien deutlich zu erkennen. Während die traditionelle Biomassenutzung kontinuierliche Rückgänge verzeichnet, und die Nutzung der Wasserkraft in Relation leicht abnimmt, steigen die Anteile aller anderen Energiequellen zum Teil um ein Mehrfaches an.

Tabelle 3-12: Relative Anteile erneuerbarer Energien am Weltprimärenergieverbrauch nach Energieträgern im Trendszenario WEC B (in %)

	1990	2000	2010	2020	2030	2050
Wasserkraft	5,44	5,31	4,98	4,85	4,86	4,62
Biomasse (kommerziell)	2,74	3,24	3,28	3,49	3,33	5,66
Biomasse (traditionell)	9,46	8,33	7,29	6,32	5,62	4,34
Solar	0,00	0,10	0,20	0,48	0,89	2,18
Wind (Geothermie, Müll)*	0,19	0,43	0,91	1,76	2,95	5,48
Welt	17,83	17,41	16,66	16,9	17,65	22,28

3.3.4 Regionale Aufteilung

Die Ergebnisse in den Szenarien von WEC/IIASA sind in drei Makroregionen bzw. 11 Einzelregionen differenziert worden. Der Übersicht halber werden im Folgenden lediglich die

Makroregionen dargestellt, zudem erfolgt für die europäische Region eine Einzelanalyse im nächsten Kapitel.

Tabelle 3-13: Weltprimärenergieverbrauch nach Makroregionen, Trendszenario WEC B (in Gtoe)

	1990	2000	2010	2020	2030	2050
Industrieländer	4,18	4,62	4,95	5,25	5,47	5,59
Reformstaaten	1,74	1,33	1,47	1,66	1,89	2,38
Entwicklungsländer	3,06	4,16	5,33	6,65	8,18	11,86
Welt	8,98	10,11	11,75	13,55	15,55	19,83

Auffällig ist vor allem das weit überdurchschnittliche Wachstum in den Entwicklungsländern, die ihren Anteil am Gesamtverbrauch von 34 % im Jahr 1990 auf 60 % im Jahr 2050 erhöhen. Absolut gesehen handelt es sich dabei um eine Steigerung mit fast dem Faktor 4.

Die Beiträge der jeweiligen Energieträger, unterteilt nach den oben dargestellten Regionen, lassen sich aus den nächsten drei Tabellen entnehmen. Kohle wird nach dieser Untersuchung nur in den Entwicklungsländern einen deutlichen Anstieg erleben. Allerdings verbleibt die Nutzung auch in den anderen Regionen auf einem hohen Niveau. Der Verbrauch von Erdöl sinkt hingegen in den Industriestaaten deutlich, während er in den Reformstaaten leicht steigt und in den Entwicklungsländern deutlich zunimmt.

Tabelle 3-14: Primärenergieverbrauch in den Industrieländern nach Energieträgern, Trendszenario WEC B (in Mtoe)

	1990	2000	2010	2020	2030	2050
Kohle	907,55	964,43	1107,38	1244,79	1190,11	949,91
Erdöl	1722,57	1796,94	1605,02	1410,50	1134,87	926,42
Erdgas	786,13	1008,00	1256,51	1406,22	1582,55	1392,03
Uran	364,61	422,93	535,79	658,93	924,92	1446,14
Wasserkraft	253,76	260,61	266,71	272,97	279,39	292,73
Biomasse (kommerziell)	132,85	148,37	137,33	146,93	132,27	254,51
Biomasse (traditionell)	1,47	4,08	4,27	4,39	4,64	4,83
Solar	0,00	1,68	5,61	12,57	24,75	56,39
Wind (Geothermie, Müll)*	12,03	8,64	33,53	87,72	198,69	268,31
Gesamt	4180,97	4615,68	4952,15	5245,02	5472,19	5591,27

* zu fast 100 % Wind

Die Verläufe des Erdgas- und des Uranverbrauchs stellen sich im Szenarienvergleich einheitlich dar, sie sind in allen Regionen mit einem deutlichen Anstieg verbunden. Darin kommt zum einen der heutige Trend zum Ausdruck, dass Erdgas eine zunehmend wichtigere Rolle auf dem Energiemarkt einnehmen wird.

Tabelle 3-15: Primärenergieverbrauch in den Reformstaaten nach Energieträgern, Trendszenario WEC B (in Mtoe)

	1990	2000	2010	2020	2030	2050
Kohle	444,67	300,17	307,51	371,11	338,50	370,72
Erdöl	487,25	348,01	351,34	380,95	401,52	570,98
Erdgas	638,51	523,20	630,69	697,91	912,19	968,24
Uran	60,18	54,16	68,81	83,89	115,59	244,97
Wasserkraft	65,97	69,20	72,64	79,60	87,27	105,01
Biomasse (kommerziell)	6,86	6,30	5,99	3,87	4,33	64,15
Biomasse (traditionell)	32,40	33,71	37,13	40,76	42,27	43,27
Solar	0,00	0,00	0,01	0,34	2,21	19,31
Wind (Geothermie, Müll)*	2,97	-0,02	0,00	3,35	-12,01	-9,15
Gesamt	1738,81	1334,73	1474,12	1661,78	1891,87	2377,50

* woher die negativen Werte stammen, konnte nicht ermittelt werden

Zum anderen wird in diesem Trendszenario in allen Regionen von einer Renaissance der Kernenergie ausgegangen. Insbesondere der 40-fache Anstieg in Entwicklungsländern überrascht jedoch. Auf welchen Annahmen dieses Ergebnis beruht, ist in den Untersuchungen nicht detailliert ausgeführt.

Zudem ist den Tabellen zu entnehmen, dass in allen Regionen die Nutzung erneuerbarer Energien generell deutlich zunehmen wird. Um welche Energieträger es sich dabei im Einzelnen handelt, differiert sehr zwischen den drei Regionen. Insgesamt fällt auf, dass den erneuerbaren Quellen in den Entwicklungsländern bereits im Trendfall eine vergleichsweise hohe Bedeutung zugewiesen wird.

Tabelle 3-16: Primärenergieverbrauch in den Entwicklungsländern nach Energieträgern, Trendszenario WEC B (in Mtoe)

	1990	2000	2010	2020	2030	2050
Kohle	824,14	1173,42	1465,87	1777,96	2099,06	2815,06
Erdöl	854,02	1309,27	1673,10	1991,64	2282,60	2543,08
Erdgas	260,29	403,69	710,73	1076,68	1480,37	2138,66
Uran	25,28	45,26	82,37	161,32	340,59	1046,88
Wasserkraft	168,95	206,58	245,57	304,87	389,10	518,99
Biomasse (kommerziell)	106,59	173,36	241,98	322,35	381,27	803,65
Biomasse (traditionell)	814,99	804,40	815,49	812,00	827,04	811,88
Solar	0,00	8,82	17,36	52,27	111,09	356,71
Wind (Geothermie, Müll)*	1,92	35,09	73,37	146,81	271,47	827,67
Gesamt	3056,18	4159,89	5325,84	6645,90	8182,59	11862,58

* zu fast 100 % Wind

3.3.5 Resultierende CO₂-Emissionen

Ausgehend von den zuvor dargestellten Primärenergieverbräuchen ergeben sich folgende CO₂-Emissionen.

Tabelle 3-17: CO₂-Emissionen und relative Veränderung verschiedener Trendszenarien

Entwicklung in GtC	1990	1995	2010	2020	2030	2050
IEA	5,92	6,14	8,64	10,49		
DOE	5,84	6,09	8,15	10,01		
WEC B	5,93		7,37	8,26	8,89	9,57
Änderung gegenüber 1990	1990	1995	2010	2020	2030	2050
IEA	-	+3,7 %	+45,9 %	+77,1 %		
DOE	-	+4,3 %	+39,6 %	+71,4 %		
WEC B	-		+24,3 %	+39,3 %	+49,9 %	+61,4 %

Deutlich wird der große Unterschied zwischen den auch methodisch differierenden Untersuchungen der IEA und des DOE einerseits und von WEC/IIASA andererseits. Während im Trendfall bei den zuerst Genannten schon im Jahr 2020 eine CO₂-Zunahme von über 70 % erwartet wird, stellt sich bei WEC B erst gegen 2050 eine Erhöhung um 60 % ein.

3.4 Trendszenarien: Westeuropa

Für die weitere Darstellung wird in den Szenarien jeweils die Region vertiefend betrachtet, in der sich Deutschland befindet. In allen Szenarien stellt dies „Western Europe“ oder „OECD Europe“ dar. Leichte Unterschiede ergeben sich dadurch, dass die Länderabgrenzungen nicht vollkommen übereinstimmen. So ist bei der IEA beispielsweise Ungarn einbezogen worden, welches beim WEC-Modell zu „Central Europe“ gehört. Andererseits hat WEC einige kleinere Staaten bilanziert, die wiederum nicht in der betreffenden Gruppe von der IEA erfasst worden sind. Die Unterschiede bleiben insgesamt aber vernachlässigbar.

3.4.1 Energienachfrage und Effizienzsteigerung

Zwischen 1990 und 2020 steigt die auf die Wirtschaftskraft bezogene Effizienz des Energieeinsatzes im IEA-Szenario jährlich um 0,9 %, im WEC B-Szenario hingegen um 1,1 %/a. Nach 2020 sinkt die Steigerungsrate bei WEC B auf 1,0 % pro Jahr. Die Energieintensität pro Kopf ändert sich hingegen nur wenig: sie steigt bis 2020 um 0,3 % und danach um 0,4 % jährlich.

Daraus ergeben sich die in der folgenden Tabelle dargestellten Verbräuche für Westeuropa.

Tabelle 3-18: Endenergieverbrauch Westeuropas nach Energieträgern, Trendszenarien (in Mtoe)

	1990	1995	2020		2050
	WEC	IEA	IEA	WEC B	WEC B
Feste Brennstoffe	130	109	109	43	3
Öl	518	567	768	412	286
Gas	180	225	274	428	404
Strom	174	195	329	295	410
Wärme*	14	23	48	41	121
Westeuropa	1017	1120	1529	1219	1223

* inkl. Solarwärme

Nach Sektoren aufgeteilt ergibt sich bei WEC B folgender Verlauf. Aus den IEA-Informationen lässt sich dieses erneut nicht angeben.

Tabelle 3-19: Sektorale Endenergienachfrage für Westeuropa im Trendszenario WEC B (in Mtoe)

	1990	2000	2010	2020	2030	2050
Haushalte/Commercial	364,97	402,73	448,37	493,05	530,64	555,01
Industrie	372,18	362,33	346,50	330,90	315,48	288,87
Verkehr	279,67	342,67	366,22	388,64	378,12	342,96
Westeuropa	1016,82	1107,73	1161,09	1212,59	1224,25	1186,85

3.4.2 Primärenergieübersicht

Alle untersuchten Szenarien weisen für die Primärenergie eine ausreichende regionale Differenzierung aus, so dass alle Untersuchungen hier näher betrachtet werden können. WEC B weist insgesamt ein um rund 10 % niedrigeres Gesamtniveau aus als die beiden anderen Untersuchungen. Selbst im Jahr 2050 hat WEC B noch einen geringeren Bedarf als IEA und DOE für das Jahr 2020 dargestellt haben.

Tabelle 3-20: Primärenergieverbrauch Westeuropa nach Energieträgern, Trendszenarien (in Mtoe)

	1990	1995	2020			2050
	WEC	IEA	IEA	WEC B	DOE	WEC B
Kohle	316	331	310	346	161	148
Erdöl	604	650	850	424	793	188
Erdgas	229	301	625	543	653	667
Uran	166	225	190	321	184	591
Erneuerbare	140	46	70	167	181	336
Gesamt	1455	1554	2046	1800	1976	1930

Bezüglich der zu verwendenden Energieträger finden sich für das Jahr 2020 relativ wenig Übereinstimmungen aller drei Projektionen. Die ausgewiesenen Anteile können daher gut als mögliche Bandbreiten verstanden werden. Der Kernenergie wird unter Trendbedingungen eine gleichbleibende bis steigende Rolle zugestanden, bis 2050 geht WEC sogar von einer deutlichen Zunahme aus. Die Nutzung der erneuerbaren Energien steigt bei allen Szenarien an, verbleibt allerdings bis 2020 auf einem geringen Niveau¹⁴. Erst danach steigt der zusätzliche Beitrag erneuerbarer Energien (in absoluten Größen betrachtet) signifikant an. Die größten Unterschiede ergeben sich bei Kohle und Erdöl: im ersten Fall bildet das DOE eine Ausnahme, im zweiten das WEC.

3.4.3 Rolle der erneuerbaren Energien

Auch in Bezug auf die erneuerbaren Energien liefert lediglich das Szenario WEC B detaillierte Ergebnisse, wie sie in der nächsten Tabelle zu sehen sind. Dabei wird unter Trendbedingungen vor allem ein kräftiger Ausbau der Wind- und der Biomassenutzung erwartet. Die Solarenergie wird demnach auch im Jahr 2050 einen nur sehr untergeordneten Beitrag leisten.

Tabelle 3-21: Beiträge erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch Westeuropas nach Energieträgern im Trendszenario WEC B (in Mtoe)

	1990	2000	2010	2020	2030	2050
Wasserkraft	97,96	100,94	104,01	107,17	110,43	117,25
Biomasse (kommerziell)	40,43	43,56	39,39	40,54	42,25	127,34
Biomasse (traditionell)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	5,87	14,30
Wind (Geothermie, Müll)*	1,80	1,05	7,38	19,14	64,51	76,71
Westeuropa	140,19	145,55	150,78	166,85	223,06	335,6

* zu fast 100 % Wind

3.4.4 Resultierende CO₂-Emissionen

Die deutlichsten Unterschiede hinsichtlich der CO₂-Emissionen liegen zwischen der IEA-Untersuchung auf der einen Seite (die sehr pessimistische Erwartungen hat) und dem DOE und dem WEC auf der anderen Seite. Nach 2020 stellt sich demnach eine trendgemäße Verringerung der Emissionen ein, die im Jahr 2050 um knapp 30 % unter der des Jahres 1990 liegen würde.

¹⁴ Achtung: aufgrund unterschiedlicher Bilanzierungsmethoden sind die Ausgangswerte unterschiedlich.

Tabelle 3-22: CO₂-Emissionen und relative Veränderung verschiedener Trendszenarien

Entwicklung in GtC	1990	1995	2010	2020	2030	2050
IEA	1,01	1,00	1,28	1,34		
DOE	0,93	0,91	1,02	1,09		
WEC B	0,96		1,03	1,02	0,87	0,70
Änderung gegenüber 1990	1990	1995	2010	2020	2030	2050
IEA	-	-1,0 %	26,7 %	32,7 %		
DOE	-	-2,2 %	9,7 %	17,2 %		
WEC B	-		7,3 %	6,3 %	-9,4 %	-27,0 %

Die Kyoto-Reduktionsziele wie auch die aus den Empfehlungen des IPCC abgeleiteten Ziele würden demnach im Trend deutlich verfehlt.

3.5 Zielszenarien: Welt

Wie im Rahmen der vergleichenden Darstellung der Trendszenarien werden hier ebenfalls Betrachtungen hinsichtlich folgender Fragestellungen vorgenommen:

- Nachfrageentwicklung gesamt und sektoral
- Effizienzsteigerung
- Entwicklung des Primärenergieverlaufs
- Anteil erneuerbarer Energien
- Nutzung der Kernenergie

Als quantifizierbares Ziel wird in allen Szenarien eine Obergrenze bzw., in einem Fall, ein nicht näher bestimmtes Minderungsziel der CO₂-Emissionen festgelegt. Daneben existieren in einigen Szenarien weitere Ziele, oder zumindest zugrunde gelegte Paradigmen, die zum Teil unterschiedlich zu charakterisieren sind. So werden beispielsweise bei WEC/IIASA an zukünftige Energiesysteme Anforderungen wie Ressourcensicherheit und geringe interne Kosten gestellt, im Falle vom Wuppertal Institut werden diese zudem ausgeweitet auf den Einsatz risikoarmer, transparenter und demokratiefähiger Technologien unter Beachtung einer möglichst weit gehenden Annäherung der Wohlstandsniveaus in Nord und Süd. Genau dieser Punkt spielt wiederum bei der Untersuchung des Boston Centers vom Stockholm Environment Institute eine zentrale Rolle, wohingegen bei Johansson et al. keine weiteren Ziele neben der ökologischen Dimension zu erkennen sind. Abgesehen von der Grenze der CO₂-Emissionen haben allerdings keine der angegebenen Indikatoren unmittelbare und, für Externe, nachvollziehbare Einflüsse auf die Szenariengestaltung. Somit handelt es sich bei allen Szenarien primär um Klimaschutz- und nicht um weiter gefasste Nachhaltigkeitsszenarien.

Da die Untersuchung von Johansson nicht explizit auf die Entwicklung der Nachfrageseite eingeht, taucht sie in der Darstellung der Energienachfrage und Effizienzsteigerung nicht auf, und wird erst ab der Primärenergieübersicht in den Vergleich einbezogen.

3.5.1 Energienachfrage und Effizienzsteigerung

Die unterstellten Änderungen der Nutzenergieintensitäten pro US\$ GDP spiegeln unterschiedliche Einschätzungen bezüglich der technischen Machbarkeit und ökonomischen Umsetzbarkeit von Effizienzmaßnahmen wider.

Tabelle 3-23: Änderungen der Nutzenergieintensitäten pro US\$ GDP, Zielszenarien (in %/a)

	1990 - 2050		
	SEI	WEC C1	WI
Industrieländer		-2,11	-1,88
Reformstaaten		-1,97	-2,84
Entwicklungsländer		-1,79	-2,91
Welt	-2,39	-1,44	-1,81

Während die Studie des SEI von sehr hohen Einsparungen ausgeht, bleibt WEC am unteren Ende der Möglichkeiten. Das Wuppertal Institut macht ebenfalls eher vorsichtige Abschätzungen, ist aber optimistischer als WEC¹⁵. Interessanterweise geht WEC davon aus, dass in den bereits relativ effizienten Industrieländern noch die größten Einsparpotentiale bestehen.

Die Entwicklung der Pro-Kopf-Intensitäten ist vergleichbar mit den zuvor beschriebenen Entwicklungen, wobei das Niveau der Effizienzsteigerungen deutlich geringer ist. Insofern gehen alle Untersuchungen zwar von einer zunehmenden Entkopplung von Energieverbrauch und Wirtschaftswachstum, jedoch nur von einer vergleichsweise geringen Entkopplung von Energieverbrauch und Bevölkerung aus. Im Falle der WEC-Untersuchung steigt sogar der Pro-Kopf-Verbrauch in Entwicklungsländern an, wohingegen er bei der WI-Studie geringfügig abnimmt. Dies bedeutet allerdings nicht, dass Menschen in Entwicklungsländern nach dem zuletzt genannten Szenario keinen zunehmenden Zugang zu Energiedienstleistungen hätten. Dahinter stehen, wie auch bei SEI, vor allem „leapfrogging“ Annahmen bezüglich einer Reihe von Technologien.

Tabelle 3-24: Änderungen der Nutzenergieintensitäten pro Kopf, Zielszenarien (in %/a)

	1990 - 2050		
	SEI	WEC C1	WI
Industrieländer		-1,02	-0,65
Reformstaaten		-0,35	-1,02
Entwicklungsländer		+0,53	-0,09
Welt	-0,75	-0,34	-0,62

Die oben dargestellten Änderungen der Energieintensitäten stellen somit auch den Grund für die in der folgenden Tabelle zu sehenden Entwicklungen der Endenergieverbräuche dar.

¹⁵ Zur Erinnerung: SEI und WI sind Bottom-up Modelle, WEC beruft sich auf einen Top-down Ansatz.

Tabelle 3-25: Endenergieverbrauch nach Energieträgern, Zielszenarien (in Mtoe)

	1990	2020			2050		
	WEC	SEI	WEC C1	WI	SEI	WEC C1	WI
Feste Brennstoffe	1.926	1.349	2.276	1.950	1.409	1.959	1.345
Flüssige Brennstoffe	2.531	1.325	2.783	2.573	645	3.418	2.162
Gasförmige Brennstoffe	975	740	1.831	1.211	1.075	2.384	486
Strom	831	1.648	1.218	1.115	2.921	1.791	1.427
Wärme	187	501	409	319	716	733	2.868
Welt	6.450	5.563	8.608	7.169	6.766	10.286	8.289

Erwartungsgemäß liegt der Endenergieverbrauch im SEI-Szenario am niedrigsten, im WEC C1-Fall am höchsten und im Faktor Vier-Szenario des Wuppertal Instituts dazwischen. An den unterschiedlichen Verläufen wird u.a. ersichtlich, dass in den Szenarien von SEI und WEC Wasserstoff eine wichtige Rolle einnehmen wird¹⁶, wohingegen das WI-Szenario gänzlich ohne Wasserstoff auskommt. Qualitativ kommen alle Szenarien zum Ergebnis, dass Strom zunehmend wichtiger wird, wenn Klimaschutzziele angestrebt werden. Allerdings liegt die prozentuale Zunahme im SEI-Fall deutlich über den anderen Pfaden. Auffällig ist schließlich noch der deutliche Unterschied bei der Wärmenutzung. Auch wenn die Nutzung von KW(K)K im Szenario des Wuppertal Instituts zwar über denen der anderen Untersuchungen liegt (und das technisch mögliche weitgehend ausgeschöpft wird), so liegt die Hauptursache dieses Unterschieds jedoch in anderen Bilanzgrenzen. Die Auskopplung von Wärme in der Industrie verschwindet bei den Bilanzierungen des SEI und des WEC in den Werten der anderen Energieträger. Das WI wollte die Werte allerdings explizit ausweisen und hat eine andere Vorgehensweise gewählt.

3.5.2 Primärenergieübersicht

Die im Folgenden ausgewiesenen Primärenergieverbräuche liegen trotz unterschiedlicher Herangehensweisen und Zielkorridoren relativ eng beieinander. Gegenüber der Trendentwicklung ergibt sich ein Minderverbrauch um etwa ein Drittel. Die beiden Nachfrage orientierten Szenarien von SEI und WI haben dabei zum einen ihr Augenmerk auf mögliche Minderungen im Bereich der Kohlenutzung sowie auf einen Ausstieg aus der Kernenergienutzung gelegt. Allerdings gehen diese Untersuchungen unterschiedliche Wege bezüglich von Treibstoffen im Verkehr. Während das WI auch weiterhin Erdöl- und Erdgas den Vorzug gibt, setzt das SEI bereits sehr früh auf eine Wasserstoffstrategie¹⁷.

¹⁶ Zu ersehen an den hohen Werten in der Zeile „Gasförmige Brennstoffe“.

¹⁷ Allerdings bestand hier auch das eigentliche Ziel der Studie darin, einen Pfad für eine 100-prozentige Kohlendioxidvermeidung bis zum Jahr 2100 zu rechnen. Insofern war eine Alternative zu Erdöl von vornherein anzustreben, die beim Faktor-Vier Szenario erst nach Ende des Betrachtungszeitraums zum Tragen käme.

Tabelle 3-26: Weltprimärenergieverbrauch nach Energieträgern, Zielszenarien (in Gtoe)

	1990	1995	2050			
	WEC	IEA	Joh.	SEI	WEC C1	WI*
Kohle	2,18	2,35	1,41	0,49	1,50	0,30
Erdöl	3,06	3,32	1,54	1,01	2,67	2,52
Erdgas	1,68	1,81	2,58	1,60	3,92	1,18
Uran	0,45	0,61	0,48	0	0,52	0
Erneuerbare	1,60	1,16	7,42	10,82	5,63	9,67
Welt	8,98	9,25	13,43	13,29	14,25	13,67

* Zur besseren Vergleichbarkeit auf veraltete Substitutionsmethode umgerechnet, die auch den anderen Untersuchungen zugrunde liegt. Daher unterscheiden sich diese Werte im Vergleich zu anderen Veröffentlichungen des Wuppertal Instituts.

Das WEC wiederum geht deutlich zurückhaltender bei der Senkung des Verbrauchs von Kohle und Erdöl vor, wobei im Fall von Erdgas, aber auch bei den erneuerbaren Energien, starke Zunahmen zu erkennen sind.

Die oben dargestellten absoluten Beiträge können der folgenden Tabelle noch einmal in prozentualer Form entnommen werden, wobei wegen der Vergleichbarkeit die Substitutionsmethode Verwendung fand. Wird die von der IEA mittlerweile vorgeschriebene Wirkungsgradmethode verwendet, sinkt der Anteil erneuerbarer Energien beispielsweise im Fall des Faktor-Vier Szenarios des WI um zehn Prozentpunkte, der Gesamtanteil läge demnach bei 61 %¹⁸.

Tabelle 3-27: Relative Anteile am Welt-Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, Zielszenarien (in Mtoe/Mtoe)

	1990	1995	2050			
	WEC	IEA	Joh.	SEI	WEC	WI
Kohle	0,24	0,25	0,10	0,04	0,11	0,02
Erdöl	0,34	0,36	0,11	0,08	0,19	0,18
Erdgas	0,19	0,20	0,19	0,12	0,28	0,09
Uran	0,05	0,07	0,04	0,00	0,04	0,00
Erneuerbare	0,18	0,13	0,55	0,81	0,40	0,71
Welt	1	1	1	1	1	1

* evtl. kleine Rundungsungenauigkeiten

Die Entwicklung der erneuerbaren Energien ist in allen Szenarien ähnlich. Die Nutzung von Wasserkraft steigt nur leicht an (um max. 40 %) während Biomasse, Solarenergie und Windkraft einen Boom erfahren. Der Hauptunterschied besteht darin, dass das Johannson-Szenario RIGES eine doppelt so hohe Biomassenutzung ausweist wie die anderen

¹⁸ Die hier nur zur Herstellung der Vergleichbarkeit verwendete Substitutionsmethode suggeriert falsche Verhältnisse insbesondere bei höheren Anteilen erneuerbarer Energien und sollte daher eigentlich vermieden werden.

Untersuchungen, die sich hier aus ökologischen und Ernährungsgesichtspunkten stärker zurückhalten.

3.5.3 Regionale Aufteilung

Aufgrund der starken Divergenz bei der Einteilung der Regionen werden lediglich die Arbeiten von WEC/IIASA und Wuppertal Institut miteinander verglichen¹⁹. Wie es die gezeigten Energieintensitätsänderungen und die Anteile erneuerbarer Energien bereits vermuten ließen, ergeben sich vor allem in den Reformstaaten und den Entwicklungsländern klare Unterschiede.

Tabelle 3-28: Welt-Primärenergieverbrauch nach Makroregionen, Zielszenarien (in Gtoe)

	1990	2020		2050	
	WEC	WEC C1	WI	WEC C1	WI
Industrieländer	4,18	3,73	3,58	3,02	2,90
Reformstaaten	1,74	1,68	1,00	1,67	0,82
Entwicklungsländer	3,06	6,01	5,31	9,56	6,65
Welt	8,98	11,43	9,90	14,25	10,37

In der Region der Industrieländer divergiert hingegen weniger die Gesamthöhe des Verbrauchs, sondern eher die Verteilung untereinander. Dabei fällt insbesondere der deutliche Unterschied bei Erdgas auf. WEC sieht den Übergang auf Erdgas als eine auch langfristig wichtige Emissionsminderungsstrategie an, während das WI Erdgas nur in einer Übergangphase als Minderungsoption erkennt.

Tabelle 3-29: Primärenergieverbrauch in den Industrieländern nach Energieträgern, Zielszenarien (in Mtoe)

	1990	2020		2050	
	WEC	WEC C1	WI	WEC C1	WI
Kohle	907,55	541,67	592,57	83,93	13,88
Erdöl	1722,57	968,27	1249,39	438,98	660,66
Erdgas	786,13	1137,82	852,72	1068,83	368,02
Uran	364,61	550,11	146,26	375,15	0,00
Wasserkraft	253,76	287,68	265,96	311,82	234,15
Biomasse	134,32	145,71	202,94	273,49	659,96
Solar	0	20,44	37,48	176,81	587,29
Wind (Geothermie)	12,03	77,00	235,97	294,47	373,53
Gesamt	4180,97	3728,7	3583,28	3023,48	2897,49

¹⁹ Wobei im Falle des Faktor-Vier Szenarios des WI nun wieder die von der IEA vorgeschriebene Wirkungsgradmethode verwendet wird.

Dieser Tatbestand gilt ebenfalls für die Region der Reformstaaten, wobei hier auch deutliche Differenzen in der Gesamthöhe zu erkennen sind. Zudem zeigen die Ergebnisse von WEC eine kräftige Steigerung der Stromerzeugung aus Wasserkraft um 130 %, im Fall des Faktor-Vier Szenarios steigt diese lediglich um knapp 50 %. Bei den anderen erneuerbaren Energien hingegen bleiben die Werte hinter denen des WI zurück.

Tabelle 3-30: Primärenergieverbrauch in den Reformstaaten nach Energieträgern, Zielszenarien (in Mtoe)

	1990	2020		2050	
	WEC	WEC C1	WI	WEC C1	WI
Kohle	444,67	231,74	137,75	52,72	22,10
Erdöl	487,25	400,12	243,80	382,78	224,15
Erdgas	638,51	865,33	347,18	930,57	122,31
Uran	60,18	53,82	9,09	18,23	0,00
Wasserkraft	65,97	85,04	90,62	149,56	96,91
Biomasse	39,26	44,78	151,48	110,4	211,74
Solar	0,00	0	6,10	17,18	107,29
Wind (Geothermie)	2,97	4,11	18,46	4,03	31,24
Gesamt	1738,81	1684,94	1004,47	1665,47	815,74

In der Region der Entwicklungsländer sind die deutlichsten Unterschiede bei Kohle und Erdgas zu verzeichnen. Das WI hat, wie bereits erwähnt, nachfrageseitig intensiv untersucht, wo auf Kohle verzichtet werden kann (Ersatz von Primärstahl- durch Sekundärstahlerzeugung etc.) und kam zu umfassenden Reduktionsmöglichkeiten. Zudem wird erneut der Unterschied bezüglich der Einschätzung von Erdgas und seiner strategischen Rolle deutlich. Weiterhin fällt auf, dass die absoluten Beiträge erneuerbarer Energien in fast allen Fällen bei WEC höher sind als beim WI-Szenario.

Tabelle 3-31: Primärenergieverbrauch in Entwicklungsländern nach Energieträgern, Zielszenarien (in Mtoe)

	1990	2020		2050	
	WEC	WEC C1	WI	WEC C1	WI
Kohle	824,14	1517,25	1550,57	1367,61	262,72
Erdöl	854,02	1653,06	1488,21	1846,48	1631,38
Erdgas	260,29	1054,86	642,88	1919,61	686,65
Uran	25,28	65,1	16,82	128,05	0,00
Wasserkraft	168,95	354,02	352,84	569,65	375,53
Biomasse	921,58	1224,17	1053,33	1919,18	1708,04
Solar	0,00	76,84	129,26	1358,26	1656,90
Wind (Geothermie)	1,92	66,52	65,74	448,23	297,52
Gesamt	3056,18	6011,82	5299,65	9557,07	6618,73

Abschließend sei noch auf einen Unterschied hingewiesen, der sich durch alle Regionen zieht. WEC weist zumindest bis zum Jahr 2020 eine steigende Nutzung von Kernenergie aus, die spätestens ab 2050 wieder zurückgeht und, hier nicht gezeigt, im Jahr 2100 Null erreicht. Dieser Ausstieg wird im Faktor-Vier Szenario bereits zwischen 2030 und 2040 realisiert, ohne dass zuvor von einer Steigerung ausgegangen wird.

3.5.4 Resultierende CO₂-Emissionen

Die stärkste Emissionsminderung erfolgt im Szenario des Stockholm Environment Institute mit rund 56 %, Johansson und WEC halten die Minderungsziele des IPCC nicht ein, das WI erreicht dieses knapp.

Tabelle 3-32: CO₂-Emissionen und relative Veränderung verschiedener Zielszenarien

Entwicklung in GtC	1990	1995	2010	2020	2030	2050
Joh.	5,63			4,97		4,19
SEI	5,34		5,26	3,69	2,55	2,35
WEC C1	5,93		6,37	6,34	6,21	5,34
WI	5,93	5,90	5,98	5,62	5,01	3,05
Änderung gegenüber 1990	1990	1995	2010	2020	2030	2050
Joh.	-			-11,7 %		-25,6 %
SEI	-		-1,5 %	-30,9 %	-52,2 %	-56,0 %
WEC C1	-		+7,4 %	+6,9 %	+4,7 %	-9,9 %
WI	-	-0,5 %	+0,8 %	-5,2 %	-15,5 %	-48,6 %

3.6 Zielszenarien: Westeuropa

Der Vergleich wird unter Berücksichtigung der entsprechenden Regionen der bereits zuvor analysierten Weltszenarien vorgenommen, wodurch insgesamt einheitliche Bewertungen des europäischen und globalen Raumes sowie konsistente Ableitungen im Hinblick auf die im Gesamtprojekt erstellten Deutschland-Szenarien möglich sind. Leichte Unterschiede in den folgenden Ergebnissen ergeben sich durch unterschiedliche regionale Abgrenzungen, die jedoch schätzungsweise unterhalb von 5 % liegen.

3.6.1 Energienachfrage und Effizienzsteigerung

Alle Szenarien weisen im Betrachtungszeitraum einen Rückgang der Energienachfrage aus. In der Gesamthöhe sind insbesondere die Szenarien von WEC und WI sehr ähnlich, wobei deutliche Unterschiede bei den Anteilen der einzelnen Energieträger bestehen. So werden bei der WI-Studie mehr feste Brennstoffe ausgewiesen, was vor allem auf die Nutzung von Biomasse zurückzuführen ist. Hingegen ist auch hier zu erkennen, dass Erdgas bei dem Wuppertal Institut als Übergangsstrategie angesehen wird und Wasserstoff nicht zum Einsatz kommt. Die Bedeutung von Strom nimmt zwar zu, aber nicht in dem Maße, wie es vom WEC gezeigt wird. Hingegen stellt die Bereitstellung von Wärme einen wichtigen strategischen Schritt dar.

Tabelle 3-33: Endenergieverbrauch Westeuropas nach Energieträgern, Zielszenarien (in Mtoe)

	1990	2020			2050		
	WEC	SEI	WEC C1	WI	SEI	WEC C1	WI
Feste Brennstoffe	130		28	97		2	61
Flüssige Brennstoffe	518		292	400		210	216
Gasförmige Brennstoffe	180		334	195		233	21
Strom	174		243	202		299	196
Wärme	14		41	32		104	376
Welt	1017	836	938	926	716	848	869

3.6.2 Primärenergieübersicht

Ähnlich wie zuvor, zeigt auch die Primärenergieübersicht einen Rückgang des Gesamtverbrauchs in allen Szenarien. Der Vergleich zeigt erneut, dass sich das Faktor-Vier Szenario in einem mittleren Bereich der Zielszenarien befindet. Die Ergebnisse der anderen Pfade ranken sich um das des Wuppertal Instituts, je nachdem welche Strategie verfolgt worden ist (Wasserstoff, Methanol, Erdgas etc.).

Tabelle 3-34: Primärenergieverbrauch Westeuropas nach Energieträgern, Zielszenarien (in Mtoe)

	1990	1995	2050			
	WEC	IEA	Joh.	SEI	WEC	WI
Kohle	316	331	57,6	20,7	55,3	4,6
Erdöl	604	650	119,4	133,7	104,6	251,5
Erdgas	229	301	120,4	167,2	588,6	153,4
Uran	166	225	140,5	0	123,1	0
Erneuerbare	140	46	644,7	1027,6	422,9	722,1
Welt	1455	1554	1082,6	1349,2	1294,4	1131,7

3.6.3 Übersicht zur Rolle erneuerbarer Energien

In Bezug auf erneuerbare Energien sind die bisher herausgearbeiteten Strategien nochmals zu erkennen. Bei Johansson steht besonders die Biomassenutzung im Vordergrund, SEI setzt hauptsächlich auf Sonne und Wind, baut Wasser und Biomasse allerdings ebenfalls deutlich aus. WEC und WI hingegen haben eine vergleichsweise ausgeglichene Strategie, die sich am stärksten an den vorhandenen Potenzialen ausrichtet.

Tabelle 3-35: Beiträge erneuerbarer Energien zum Primärenergieverbrauch Westeuropas, Zielszenarien (in Mtoe)

	1990	2050			
	WEC	Joh.	SEI	WEC C1	WI
Wasserkraft	98,0	132,9	159,0 ²	132,6	92,1
Biomasse	40,4	396,9	261,7	164,2	273,5
Solar	0,0	63,1	606,9 ¹	46,6	244,7
Wind	1,8	48,7		79,6 ³	69,0
Erneuerbare	140,2	644,7	1027,6	423,0	722,1 ⁴

¹ inkl. Wind ² inkl. Geothermie ³ inkl. Geothermie u.a. ⁴ inkl. 42,8 Mtoe Geothermie

3.6.4 Resultierende CO₂-Emissionen

Bei allen Szenarien ergeben sich starke Emissionsminderungen für Westeuropa. Erneut weist SEI die größte Minderung und WEC die kleinste aus, WI liegt wieder im Mittelfeld. Bezüglich SEI und Johansson ist festzustellen, dass zwei Drittel bis 80 % dieser Minderungen bereits bis zum Jahr 2020 erreicht sein sollen – dahinter stünden demnach enorme Anstrengungen in den nächsten Jahren. WEC und WI bevorzugen dagegen eine relativ moderate Entwicklung in den nächsten 30 Jahren und erst danach einen stärkeren Rückgang der Emissionen.

Tabelle 3-36: CO₂-Emissionen und relative Veränderung für Westeuropa, Zielszenarien

Entwicklung in GtC	1990	1995	2010	2020	2030	2050
Joh.	0,90			0,36		0,23
SEI	1,01		0,74	0,50	0,33	0,24
WEC C1	0,96		0,81	0,69	0,56	0,41
WI	0,96	0,90	0,86	0,78	0,67	0,31
Änderung gegenüber 1990	1990	1995	2010	2020	2030	2050
Joh.	-			-60,0%		-74,4%
SEI	-		-26,7%	-50,5%	-67,3%	-76,2%
WEC C1	-		-15,6%	-28,1%	-41,7%	-57,3%
WI	-	-6,2%	-10,4%	-18,8%	-30,2%	-67,7%

Literaturverzeichnis

Birol, Fatih, Argiri, Maria 1999: World Energy Prospects to 2020. In: Energy Vol. 24. Pergamon, London: 905-918

Boyle, Stewart 1994: A global fossil free energy scenario: towards climate stabilization? In: Energy Policy Vol. 2. Pergamon, London: 106-109

DOE/EIA 1997: World Energy Projection System. Model Documentation. DOE/EIA -M050(97), Washington

DOE/EIA 1999: Energy Information Administration – Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy (1999): Annual Energy Outlook- With Projections to 2020, Washington

DOE/EIA 2000: International Energy Outlook. U.S. Department of Energy (2000), Washington

Greenpeace 1994: Sonnige Zukunft: Energieversorgung jenseits von Öl und Uran, GREENPEACE Studie Energie, Hamburg

International Energy Agency IEA 1998: World Energy Outlook, IEA Publications – 9, Paris

Johansson, Thomas B., Kelly, Henry, Reddy, Amulya K. N., Williams, Robert H., (Edit.) (1993): Renewable Energy Sources for Fuels and Electricity, Earthscan Publications Ltd, London

Lazarus, Michael (Edit.) et al 1993: Towards fossil free energy future – The next energy transition, A Technical Analysis for GREENPEACE International, Stockholm Environment Institute – Boston Center

Lovins, Amory, Hennicke, Peter 1999: Voller Energie, Vision: Die globale Faktor Vier-Strategie für Klimaschutz und Atomausstieg, Campus Verlag, Frankfurt/Main; New York

Nakicenovic, Nebojsa, Grübler, Arnulf, McDonald, Alan (Edit.) 1998: Global Energy Perspectives, Cambridge University Press, UK

WEC/IIASA 2001: Global Energy Perspectives. Interaktive Datenbank: www.iiasa.ac.at/cgi-bin/ecs/book_dyn/bookcnt.py

Weizsäcker, Lovins, Lovins 1995: Faktor Vier - Doppelter Wohlstand, halbiertes Naturverbrauch. Der neue Bericht an den Club of Rome, München.

Anhang: Definition der Energieeinsparpotenziale im Bereich Industrie und GHD

Das ISI (Cremer u.a. 2001) hat für die Enquete-Kommission die Energieeinsparpotenziale in der Industrie aus vorliegenden Studien zusammengestellt(vgl. auch Kapitel 4). Die angegebenen Potenziale beziehen sich auf den aktuellen Stand der Technik und den jeweiligen Verbrauch im Jahr 1998, d.h. auf die „heute unmittelbar verfügbaren technischen Lösungen“. Die Autoren betonen jedoch ausdrücklich, „dass die beschriebene Dynamik der Potenziale der rationellen Energienutzung bei den Szenarien der Enquête-Kommission mitbedacht werden muss und dass die hier beschriebenen Potenziale in der Regel nur einen Realisierungszeitraum von einem Produkt- bzw. Re-Investitionszyklus abdecken, d. h. zwischen 10 und 30 Jahren.

Die Potenziale seien daher nicht statisch sondern dynamisch zu verstehen, „weil sowohl laufend neue technische Möglichkeiten entwickelt als auch die Kosten zur Erreichung des verminderten Energieeinsatzes in aller Regel permanent gesenkt werden.“ Hierdurch wird eine Steigerung des wirtschaftlichen Energieeffizienzpotenzials durch Lern- und Skaleneffektesowie eine laufende Zunahme des technischen Energieeffizienzpotenzials „durch neue technische Erkenntnisse und Möglichkeiten“ erwartet. Diese laufende Zunahme der Potenziale entspricht in ihrer Größenordnung etwa der im Trend prognostizierbaren realen Energieeffizienzsteigerung in der Industrie²⁰. Vor dem Hintergrund eines anzunehmenden Wachstums der Potentiale etwa in der Größenordnung ihrer Inanspruchnahme im Trendszenario können die von Cremer u.a. (2001) zusammengestellten Energieeffizienzpotenziale für den Zeitraum bis etwa 2020 als dynamisches Potential gegenüber dem Trend interpretiert werden. Tabelle A-1 gibt in Anlehnung an die Arbeiten des ISI (Cremer u.a. 2001) und des Wuppertal Instituts (vgl. Wuppertal Institut 1995, 1998, 2000) eine Übersicht über die in der Industrie abgeschätzten Energieeffizienzpotenziale einschließlich der für die Industrie relevanten Querschnittstechnologien wieder.

In der zitierten Studie werden stellen für 38 energieintensive Industrieprozesse die heute bekannten technischen und wirtschaftlichen Energieeffizienzpotentiale einzeln dargestellt²¹. Diese 38 Prozesse umfassen einen Energieeinsatz von 1.215 PJ, was 50 % des industriellen Endenergieeinsatzes im Jahr 1998 entspricht. Die von Cremer u.a. (2001) ermittelten Einsparpotentiale belaufen sich auf 191 PJ bzw. etwa 15,7 %. Als wirtschaftliches Potential wird eine Größenordnung von insgesamt 65 bis 88 PJ bzw. 5,2 bis 7,2 % angegeben.

Neben diesen spezifischen Einsparpotentialen ergeben sich in der Industrie weitere Einsparmöglichkeiten vor allem bei Querschnittstechnologien in den Bereichen Druckluft, Pumpen, weiterer elektrischer Antriebe, Beleuchtung etc. Cremer u.a. (2001) geben die spezifischen Einsparungen für Druckluft bzw. Pumpen und Ventilatoren mit 47,9 bzw. 25 % sowie für elektrische Antriebe und Beleuchtung mit 11,3 bzw. 77,2 % an. Nach eigenen Berechnungen bzw. nach Angaben von Cremer u.a. (2001) wurden in der Industrie 1998 rd. 37

²⁰ Prognos und EWI (1999) gehen in ihrem Energiereport III für das Verarbeitende Gewerbe von einer Steigerung der Energieeffizienz bezogen auf den Nettoproduktionswert bis zum Jahr 2020 um jahresdurchschnittlich etwa 1,9 % pro Jahr aus. Hiervon müssen die Effekte des Strukturwandels sowie der Wertsteigerung der Produktion (d.h. der Entkopplung der monetären Produktionswerte von den realen energieverbrauchsbestimmenden Größen) abgezogen werden. Mit jahresdurchschnittlichen Steigerungsraten von 1,65 %/a weist auch die im Rahmen dieser Untersuchung entwickelte Referenzszenario vergleichbare trendgemäße Produktivitätssteigerungen auf (Prognos/IER 2001).

²¹ Die Oxygenstahlerzeugung wird hier aufgrund der schwierigen Abgrenzung ihres Energieeinsatzes nicht mit berücksichtigt.

PJ Strom für die Beleuchtung sowie etwa 457 PJ für Antriebe eingesetzt. Insbesondere für die Antriebe ergibt sich hieraus eine hohe Bedeutung hinsichtlich der Realisierung der Einsparmöglichkeiten.

Die restlichen 708 PJ bzw. rd. 29 % des industriellen Energieeinsatzes entfallen auf weitere Prozesswärme zwecke, Raumwärme, Warmwassererzeugung sowie Informations- und Kommunikationstechniken. In diesen Bereichen ergeben sich nach eigenen Berechnungen durchschnittliche Einsparmöglichkeiten von knapp 30 % (Wuppertal Institut, Öko-Institut, 1995, 1998 u. 2000), von denen hier sehr vorsichtig 10 bis 15 % als nach den engen Kriterien des ISI wirtschaftlich unterstellt werden können. Insgesamt ergibt sich aus der Potenzialanalyse des ISI ein mittleres Energieeffizienzpotenzial in der Industrie von 21,8 %, von dem die Hälfte bis zu zwei Dritteln nach den Kriterien von Cremer u.a. (2001) als wirtschaftlich zu bezeichnen sind.

In der Studie findet sich allerdings keine explizite Wirtschaftlichkeitsdefinition für Effizienztechnologien. Im Text wird i.d.R. auf Amortisationszeiten Bezug genommen. Dabei werden Amortisationszeiten bis etwa 5 Jahre als wirtschaftlich sowie Zeiten darüber i.d.R. als nicht die „Wirtschaftlichkeitskriterien der Industrie“ erfüllend und dementsprechend unwirtschaftlich eingestuft. Hieraus lässt sich folgern, dass unter „Wirtschaftlichkeit“ die jeweiligen einzelwirtschaftlichen Kalküle der Industrie verstanden werden. Sofern Angaben vorliegen betragen aber selbst bei den als unwirtschaftlich eingestuften Investitionen die notwendigen Amortisationszeiten selten mehr als 10 bis 12 Jahre. Dies liegt deutlich unter den jeweiligen erreichbaren Nutzungszeiträumen, so dass angenommen werden kann, dass die zusammengestellten Potentiale überwiegend über ihre Lebensdauer abgeschrieben werden können und insofern vereinfachend aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Wirtschaftlichkeit vorliegt²².

Insgesamt läßt sich aus den Angaben des ISI schließen, dass in den nächsten beiden Jahrzehnten gegenüber dem Trend noch einmal etwa 20 % des industriellen Energieeinsatzes durch Ausschöpfung der „heute unmittelbar verfügbaren technischen Lösungen“ (Cremer u.a. 2001) eingespart werden können, davon entsprechen etwa die Hälfte bis zwei Drittel den sehr restriktiven Wirtschaftlichkeitskriterien. D.h. vor dem Hintergrund real steigender Energiekosten sowie eines entsprechenden politischen Rahmens ist dieses Potential auch real umsetzbar. Aufgrund der technischen Weiterentwicklung und realisierbaren Kostendegression ist davon auszugehen, dass diese Abstand auch langfristig bis zum Ende des Betrachtungszeitraums gehalten werden kann bzw. sogar leicht anwächst.

²² In der volkswirtschaftlichen Betrachtung können zwar häufig nur geringere vermiedene (Energie-)Kosten angerechnet werden, was aber durch den anzusetzenden niedrigeren Realzins und die Abschreibung über die Lebensdauer bei Effizienztechnologien mehr als ausgeglichen wird. Entscheidend ist aber meist, dass aus volkswirtschaftlicher Sicht mit längeren Amortisationszeiten gerechnet werden kann. Auch, wenn der Unterschied zwischen einzel- bzw. gesamtwirtschaftlicher Betrachtungsweise stark vom jeweiligen Einzelfall abhängig ist, kann im Regelfall aus volkswirtschaftlicher Sicht ein höhere Effizienzpotential als wirtschaftlich und vorteilhaft angesehen werden, als sich dies aus der einzelwirtschaftlichen Betrachtung der einzelnen Wirtschaftsakteure ergibt. Diese Diskrepanz muss durch entsprechende politische Instrumente geschlossen werden.

Tabelle A-1: Energieeffizienzpotenziale in der Industrie

	Verbrauch 1998	Technisches Potential		Wirtschaftliches Potential			
	PJ	PJ	%	von ... PJ	bis ... PJ	von ... %	bis ... %
Primäraluminium	33	7,7	23,3%	2,6	3,3	7,9%	10,0%
Chlorherstellung	40,5	18,9	46,7%	2,2	3,6	5,4%	8,9%
Roheisen	338,9	16,9	5,0%	3,4	6,8	1,0%	2,0%
Elektrostahl	27,8	5,8	20,9%	1,4	2,8	5,0%	10,1%
Warmwalzen	40,4	13,4	33,2%	2	3,2	5,0%	7,9%
Sintern	41,9	5	11,9%	2,9	2,9	6,9%	6,9%
EST-Gießen	20,9	5	23,9%	0,8	1,5	3,8%	7,2%
NE-Gießen	5,5	1,1	20,0%	0,3	0,4	5,5%	7,3%
Sekundäralumin.	4	0,64	16,0%	0,3	0,4	7,5%	10,0%
Primärkupfer	4,1	0,32	7,8%	0,21	0,21	5,1%	5,1%
Sekundärkupfer	6,2	0,5	8,1%	0,25	0,4	4,0%	6,5%
Primärzink	2,1	0,08	3,8%	0,05	0,05	2,4%	2,4%
NE-Halbzeuge	36,5	8,4	23,0%	3,7	5,5	10,1%	15,1%
Ziegelbrennen	15,1	3,4	22,5%	1,5	1,8	9,9%	11,9%
Kalkbrennen	21,6	1,5	6,9%	1,1	1,1	5,1%	5,1%
Zementklinker	79,8	15,9	19,9%	4	6,4	5,0%	8,0%
sonst. Steine Erden	20,1	3,6	17,9%	1,6	2,1	8,0%	10,4%
Olefine	87	11,3	13,0%	5,2	7	6,0%	8,0%
Aluminiumoxid	2,3	0,2	8,7%	0,05	0,05	2,2%	2,2%
Investitionsgüter	43,3	4,3	9,9%	3,5	3,5	8,1%	8,1%
Glas	55,3	13,7	24,8%	5,5	6,6	9,9%	11,9%
Brennen von Feinkeramik	31,1	6,2	19,9%	2,5	3,1	8,0%	10,0%
Primärblei	1,1	0,2	18,2%	0,13	0,13	11,8%	11,8%
Kalisalze	9,8	2,8	28,6%	0,8	1	8,2%	10,2%
Waschmittel	5,2	1,8	34,6%	1	1	19,2%	19,2%
Industr. Backen	10,5	2,1	20,0%	1,1	1,6	10,5%	15,2%
Kohletrocknung	8	2,3	28,8%	0,6	0,8	7,5%	10,0%
Ziegelrocknung	14,4	1,2	8,3%	0,7	0,9	4,9%	6,3%
PVC-Entwässern	1,7	0,2	11,8%	0,05	0,05	2,9%	2,9%
Sodaherstellung	5,4	-	-	-	-	-	-
Holztrocknung	33,8	6,1	18,0%	2,7	4,1	8,0%	12,1%
Papiertrocknung	97,4	11,7	12,0%	4,9	7,8	5,0%	8,0%
Lacke u. Farben trocknen	17,5	2,8	16,0%	1,8	2,1	10,3%	12,0%
Trocknung von Feinkeramik	2,1	0,2	9,5%	0,1	0,1	4,8%	4,8%
Textilherstellung	14,7	2,3	15,6%	1,5	1,8	10,2%	12,2%
Zucker	27,6	11	39,9%	2,2	2,8	8,0%	10,1%
Milchprodukte	4	1,6	40,0%	0,6	0,6	15,0%	15,0%
Futtermittel	4,1	0,6	14,6%	0,4	0,5	9,8%	12,2%
Summe Einzeltechnologien	1214,7	190,74	15,7%	63,64	87,99	5,2%	7,2%
Querschnittstechnologien (Anteil Industrie)							
Druckluft	63	30,2	47,9%	19	22	30,2%	34,9%
Pumpen und Ventilatoren	175,7	43,9	25,0%	21	26	12,0%	14,8%
sonstige elektrische Antriebe	218,3	24,7	11,3%	50,8	50,8	23,3%	23,3%
Beleuchtung	37	28,3	77,2%	20,7	20,7	56,4%	56,4%
Sonstiges ^{A)}	708	210	29,7%	70,8	106,2	10,0% ^{B)}	15,0% ^{B)}
Industrie Gesamt	2416	528	21,8%	246	314	10,2%	13,0%

^{A)} übrige Prozesswärme, Raumwärme, I&K, Warmwasser, Klimatisierung; Einsparpotential lt. WI; ^{B)} Grobabschätzung WI

Quellen: Cremer u.a. (2001), Wuppertal Institut, Öko-Institut, 1998 u. 2000, Wuppertal Institut (2001)

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung konnten eigene Abschätzungen zum Energieeinsparpotential in Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor nur in begrenztem Umfang durchgeführt werden. Die Entwicklung der Nachhaltigkeitsszenarien beruht auf einer

aktuellen und detaillierten Potentialanalyse für den Bereich des Stromeinsatzes die von Wuppertal Institut und ebök (Lechtenböhmer, Rath u.a. 2001) im Auftrag des Umweltbundesamts durchgeführt wurde. Zusätzlich wurde, wie zuvor im Bereich der Industrie dargestellt, auf aktuelle Szenario- und Potentialanalysen bzw. -zusammenstellungen des Wuppertal Instituts und des Öko-Instituts, 1995, 1998 u. 2000) sowie des ISI (Cremer u.a. 2001) zurückgegriffen.

Analog zur Argumentation im Bereich der Industrie können die von Cremer u.a. (2001) zusammengestellten Energieeffizienzpotenziale für den Zeitraum bis etwa 2020 als dynamisches Potential gegenüber dem Trend interpretiert werden. Tabelle A-2 gibt in Anlehnung an die Potenzialstudie ergänzt um eigene Betrachtungen eine Übersicht über die in Gewerbe, Handel und Dienstleistungsbereich vorhandenen Energieeffizienzpotenziale wieder.

Insgesamt läßt sich aus den Potentialanalysen schließen, dass in den nächsten beiden Jahrzehnten gegenüber dem Trend gut 30 % des Energieeinsatzes in Gewerbe, Handel und Dienstleistungsbetrieben durch Ausschöpfung der „heute unmittelbar verfügbaren technischen Lösungen“ (Cremer u.a. 2001) eingespart werden können, davon halten etwa 18 % die sehr restriktiven Wirtschaftlichkeitskriterien (s.o.) ein. D.h. vor dem Hintergrund real steigender Energiekosten sowie eines entsprechenden politischen Rahmens ist dieses Potential auch real umsetzbar. Die größten Einsparpotenziale ergeben sich hierbei in den Bereichen, in denen der Stromeinsatz dominiert, so dass die Stromeinsparpotenziale insgesamt noch etwas oberhalb dieser Prozentwerte liegen. Aufgrund der technischen Weiterentwicklung und realisierbaren Kostendegression ist davon auszugehen, dass dieser Abstand auch langfristig bis zum Ende des Betrachtungszeitraums gehalten werden kann bzw. sogar leicht anwächst.

Tabelle A-2: Energieeffizienzpotenziale in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

	Verbrauch 1998			Technisches Potential		Wirtschaftliches Potential	
	PJ	PJ	%	PJ	%	PJ	%
Mechanische Anwendungen	314	179	57%	62,8	20%	26,2	8%
Thermische Anwendungen	369	108	29%	81,1	22%	37,4	10%
Beleuchtung	97	94	97%	74,9	77%	54,7	56%
Information u. Kommunikat.	35	35	100%	17,5	50%	17,5	50%
Bereitschaftsschaltungen			100%		73%		
Raumwärme	697	47	7%	236,2	34%	142,9	21%
GHD Gesamt	1.512	463	31%	472,5	31%	278,7	18%

^{A)} übrige Prozesswärme, Raumwärme, I&K, Warmwasser, Klimatisierung; Einsparpotential lt. WI; ^{B)} ,Grobabschätzung WI

Quellen: Cremer u.a. (2001), Wuppertal Institut, Öko-Institut, 1998 u. 2000, Wuppertal Institut (2001)

Literatur:

- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi 2000): Energie Daten 2000 – Nationale und internationale Entwicklung, Bonn
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.) (BMWi 1999): Energie-Effizienz-Indikatoren: Statistische Grundlagen, theoretische Fundierung und Orientierungsbasis für die politische Praxis, Kurzfassung des Abschlußberichts, BMWi Dokumentation Nr. 456, Bonn
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.) (BMWi 2001): Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung. Energiebericht, Berlin
- Cremer, C.; Böde, U.; Bradke, H.; Walz, R.; Behnke, L. (2001): Systematisierung der Potenziale und Optionen. Endbericht an die Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages, Karlsruhe, Juli 2001
- FZ Jülich (2002): Synoptische Analyse vorliegender Studien in Bezug auf den Trend bzw. die Reduktionspotenziale von CO₂-Emissionen im Verkehr, Studie im Auftrag der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“, Jülich 2002
- Geiger, B., Lindhorst, H. (2001): Energieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland, in VDI-Berichte, S. 244 – 262, Düsseldorf
- LSB 2001, Wasserstoffproduktion am Offshore Windpark, energiewerkbrief 12/2001)
- Prognos (1995): Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa. Perspektiven bis zum Jahr 2020; im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, Basel
- Prognos/EWI (1998): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Trendskeizze; Studie im Auftrag des BMWi, Basel; Köln
- Prognos/EWI (1999): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin, Basel
- Prognos/EWI/BEI (2001): Energiepolitische und gesamtwirtschaftliche Bewertung eines 40%-Reduktionsszenarios, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel
- Prognos/IER: Fahl, U. (2001): Annahmen für die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in der Industrie im Referenzszenario, Arbeitspapier, Stuttgart, Juli 2001
- Wuppertal Institut, Öko-Institut (1995): Integrierte Ressourcenplanung, Die LCP-Fallstudie der Stadtwerke Hannover AG, Hrsg. Stadtwerke Hannover, Hannover
- Wuppertal Institut, Öko-Institut (1998): Der Beitrag des Sektors Bauen und Wohnen für den Klimaschutz, Studie im Auftrag des Ministeriums für Bauen und Wohnen des Landes Nordrhein-Westfalen, Wuppertal

Anlage 2: Szenarienerstellung Wuppertal Institut

Auswertung Szenario Enquete-Langfrist

Endenergiebilanz

Umwandlungseffizienz

Endenergieverbrauch in PJ	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Steinkohle/-briketts	156,0	175,7	186,3	139,3	125,7	80,0
Sk-Koks	230,0	227,8	151,8	127,9	110,8	71,9
Braunkohle/-briketts	103,0	62,2	43,8	29,8	19,6	3,5
Mineralölprodukte	4344,0	4348,9	3908,7	3190,1	2426,1	825,9
Gase (inkl. Methanol)	2415,0	2492,9	2374,3	2124,3	2023,1	1295,5
Strom	1699,0	1659,3	1678,7	1679,0	1612,6	1541,9
Fern-/Nahwärme/-dampf	311,0	372,6	368,5	423,7	477,7	427,1
- davon Objektversorgung	0,0	0,0	8,4	74,3	144,4	131,4
Solar und Geothermie	4,0	12,5	28,4	100,8	232,9	533,9
Biomasse	101,2	139,8	178,7	247,3	252,1	261,8
Sonstige feste Energieträger	80,8	24,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	3,2	20,7	718,4
Biodiesel	0,0	3,2	159,8	292,5	248,5	157,8
Summe	9444,0	9519,0	9079,1	8357,9	7549,9	5917,8
Anteil REG	2,0%	1,9%	4,0%	7,7%	9,7%	16,1%

Endenergieverbrauch in PJ nach Sektoren	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Industrie	2397,0	2450,9	2424,9	2320,4	2209,0	1963,7
GHD (Kleinverbraucher)	1576,0	1540,2	1452,7	1314,6	1225,1	1074,9
Haushalte	2779,0	2732,0	2528,2	2282,5	2069,8	1632,5
Verkehr	2692,0	2796,0	2673,2	2440,4	2046,0	1246,6
Summe	9444,0	9519,0	9079,1	8357,9	7549,9	5917,8

Stromverbrauch in TWh nach Sektoren	1998	2005	2010	2020	2030	2050
GHD (Kleinverbraucher)	127,6	133,1	138,0	135,7	133,5	125,3
Haushalte	130,6	105,3	96,5	88,4	67,7	52,8
Industrie	198,9	208,4	214,5	219,7	217,1	202,8
Verkehr	14,9	14,2	17,3	22,6	29,6	47,3
Summe	472,0	460,9	466,3	466,4	448,0	428,3

Primärenergieverbrauch in PJ	(Wirkungsgradmethode)					
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	1764,9	1642,5	1559,6	840,9	0,0	0,0
Steinkohle	2116,9	1710,7	1447,3	1152,3	999,6	1334,1
Braunkohle	1515,5	1267,5	1072,9	795,2	688,6	978,7
Mineralölprodukte	5751,6	5520,5	5026,6	4212,5	3332,1	1627,0
Erdgas	3049,4	3236,8	3195,7	3179,9	3354,8	2277,9
Wasserkraft	81,4	75,6	81,0	83,6	84,0	84,0
Windenergie	16,9	103,1	164,0	234,7	257,7	258,5
Sonstige REG/Müll	226,3	236,7	447,2	823,2	932,7	1287,2
Zwischensumme Inland	14522,8	13793,5	12994,1	11322,3	9649,6	7847,4
Solarstromimport	0,0	0,0	0,0	26,7	104,0	167,5
sonstiger Import	-2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	14520,5	13793,5	12994,1	11349,1	9753,6	8014,9
Anteil REG	2,2%	3,0%	5,3%	10,3%	14,1%	22,4%

Gewinnung im Inland in PJ	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	1234,0	800,0	300,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	1515,5	1267,5	1072,9	795,2	688,6	978,7
Mineralölprodukte	123,0	96,0	68,0	43,0	30,0	0,0
Erdgas	660,0	604,0	548,0	434,0	323,0	100,0
Wasserkraft	81,4	75,6	81,0	83,6	84,0	84,0
Windenergie	16,9	103,1	164,0	234,7	257,7	258,5
Sonstige REG/Müll	226,3	236,7	447,2	823,2	932,7	1287,2
Summe	3857,0	3182,9	2681,0	2413,7	2316,1	2708,4

Anteil am gesamten PEV bei Biodieseleimport	26,6%	23,1%	20,6%	21,3%	23,7%	33,8%
---	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Primärenergieverbrauch in PJ	(Substitutionsmethode)					
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	1764,9	1642,5	1559,6	840,9	0,0	0,0
Steinkohle	2116,9	1710,7	1447,3	1152,3	999,6	1334,1
Braunkohle	1515,5	1267,5	1072,9	795,2	688,6	978,7
Mineralölprodukte	5751,6	5520,5	5026,6	4212,5	3332,1	1627,0
Erdgas	3049,4	3236,8	3195,7	3179,9	3354,8	2277,9
Wasserkraft	226,0	209,9	224,9	232,3	233,4	233,4
Windenergie	47,0	286,4	455,4	652,1	715,9	718,1
Sonstige REG/Müll	241,6	270,4	511,2	979,7	1131,0	1713,2
Summe	14712,8	14144,8	13493,6	12044,9	10455,4	8882,4
Solarstromimport	0,0	0,0	0,0	74,3	288,8	465,3
sonstiger Import	-6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	14706,4	14144,8	13493,6	12119,1	10744,2	9347,7
Anteil REG	3,5%	5,4%	8,8%	16,0%	22,0%	33,5%

Stromverbrauch und Stromerzeugung in TWh						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Endenergieverbrauch Strom	471,9	460,9	466,3	466,4	448,0	428,3
Verbrauch Umwandlungssektor. Stat. Differenz	15,6	14,8	15,0	15,3	15,3	15,3
Pumpstromverbrauch	5,4	5,2	5,3	5,3	5,1	4,9
Leitungsverluste, Nichterfaßtes	21,2	20,5	20,5	20,2	19,5	18,6
Wasserstoffherzeugung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nettostromverbrauch	514,1	501,3	507,1	507,3	487,8	467,1
Export-Import	0,6	0,0	0,0	-7,4	-28,9	-46,5
Nettostromerzeugung	514,7	501,3	507,1	499,8	458,9	420,6
Eigenverbrauch Kraftwerke	38,7	36,9	36,1	36,1	34,7	33,3
Bruttostromverbrauch	553,4	538,2	543,2	536,0	493,7	453,9

Stromerzeugungsmix in TWh (netto)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	153,0	146,0	138,6	74,8	0,0	0,0
Steinkohle	150,8	121,8	110,0	106,5	99,5	106,0
Braunkohle	127,8	117,3	104,5	93,8	87,8	51,4
HS/HEL	6,2	7,0	7,7	7,4	3,0	2,6
Erdgas	48,8	56,7	71,0	106,5	142,9	99,0
Wasserkraft	22,6	21,0	22,5	23,2	23,3	23,3
Windenergie	4,7	28,6	45,5	65,2	71,6	71,8
Photovoltaik	0,04	0,28	0,42	0,73	1,42	9,29
Geothermie	0,0	0,0	0,3	2,1	5,3	28,0
Biomasse/-gas/Müll	2,3	5,0	9,3	21,7	24,3	29,3
Nettostromerzeugung	514,7	501,2	507,3	500,0	459,2	420,8
REG-Import	0,0	0,0	0,0	7,4	28,9	46,5
Export-Import (ohne REG)	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nettostromverbrauch	514,1	501,2	507,3	507,4	488,1	467,3
Anteil REG	5,8%	10,9%	15,4%	23,7%	31,7%	44,6%

Stromerzeugungskapazitäten in MW (netto)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	21107	20140	19117	10310	0	0
Steinkohle	30727	21851	20760	20327	18752	19750
Braunkohle	19002	15586	14077	11938	11818	7520
HEL/HS	8291	3216	3508	3095	605	527
Erdgas	20393	14516	16742	22585	26932	20289
Wasserkraft	4355	4825	5169	5341	5366	5367
Windenergie	2876	14463	22108	31050	32540	29920
Photovoltaik	54	310	448	760	1471	9495
Biomasse/-gas/Müll	400	542	1238	3069	3165	3464
Bio-Fuel/-gas	226	140	305	978	1431	2248
Geothermie	0	0	45	295	750	4000
Müll	527	465	473	453	454	376
Solarstromimport	0	0	0	2250	8250	11633
Summe	107958	96054	103992	112451	111534	114588
Pumpspeicher	4529	4529	4529	4529	4529	4529
Summe (inkl. Pumpspeicher)	112487	100583	108521	116980	116063	119117

Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung in PJ						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	1765	1643	1560	841	0	0
Steinkohle	1498	1108	974	777	684	727
Braunkohle	1328	1125	969	728	640	387
HEL/HS	41	35	38	41	24	23
Erdgas	390	428	507	670	869	564
Wasserkraft	81	76	81	84	84	84
Windenergie	17	103	164	235	258	259
Photovoltaik	0	1	3	10	24	134
Biomasse/-gas/Müll	2	10	22	76	75	80
Bio-Fuel/-gas	3	5	11	29	41	63
Geothermie	0	0	0	0	0	0
Müll	18	20	20	16	15	12
Solarstromimport	0	0	0	27	104	168
Summe	5146	4553	4348	3533	2817	2501
sonstiger Import	-2	0	0	0	0	0
Summe (inkl. Pumpspeicher)	5143	4553	4348	3533	2817	2501

CO2-Emissionen in Mio. t						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Summe (Inland)	806,7	800,5	717,9	603,6	527,1	207,6
Summe (abzgl. Export)	861,1	800,5	717,9	603,6	527,1	207,6
Min. gg. 1987 (%)	18,174	24,336	32,142	42,948	50,176	80,379
Min gg. 1990 in %	12,27	18,88	27,25	38,83	46,58	78,96

inkl. CO2-Entsorgung (Mio t)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	202,0
- davon Kohlestromerzeugung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	112,5
- davon Wasserstoffherzeugung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	89,5

THG-Emissionen in Mio. t CO2-Äquivalent						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
CO ₂	861,1	800,5	717,9	603,6	527,1	207,6
CH ₄	26,1	18,6	11,1	6,0	4,9	2,8
N ₂ O	12,4	12,1	11,8	9,9	7,1	4,0
Summe	899,6	831,2	740,8	619,5	539,1	214,4
Min gg. 1990 in %	13,13%	19,73%	28,46%	40,18%	47,94%	79,30%

KWK-Stromerzeugung in TWh (netto)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
öffentliche KWK	34,2	46,7	63,4	76,6	90,3	79,0
- Heizkraftwerke	30,4	41,2	54,7	59,4	69,4	59,3
- BHKW	3,8	5,6	8,8	17,2	21,0	19,7
Objektversorgung (BZ/BHKW)	0,0	0,0	1,9	20,6	43,1	45,6
industrielle KWK	38,3	57,1	68,1	78,8	91,0	80,3
Summe	72,5	103,8	133,4	176,0	224,4	204,9
nach AGFW-Methodik	50,4	103,8	133,4	176,0	224,4	204,9
Anteil an der Nettostromerzeugung	9,8%	20,7%	26,3%	35,2%	48,9%	48,7%

Struktur der KWK-Stromerzeugung in TWh (netto)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Steinkohle	22,5	30,9	34,4	36,0	40,9	67,8
Braunkohle	8,7	12,6	14,3	13,1	13,2	0,0
HEL/HS	3,5	4,6	5,0	5,3	3,0	2,6
Erdgas	35,5	50,7	70,3	99,9	143,0	105,2
Müll	1,8	2,1	2,1	2,0	2,0	1,7
Andere Brennstoffe	0,6	2,9	7,2	19,6	22,3	27,6
Summe	72,5	103,8	133,4	176,0	224,4	204,9

Spezifische Werte						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Bevölkerung (Mio.)	82	82,05	82,1	80,8	77,9	67,8
BIP (MRD DM ₉₈)	3673,5	4151,15	4628,8	5471,4	6238,3	7574,2
Erwerbstätige (Mio.)	37,54	37,59	37,62	37,727	34,889	29,613
Wohnfläche (Mio. m ²)	3154	3492	3733	4142	4231	3972
Personenkilometer (Mrd. Pkm)	941	1029	1091	1138	1139	1027
Tonnenkilometer (Mrd tkm)	454	543	607	732	839	964
PEV pro Kopf (GJ/EW)	177,1	168,1	158,3	140,5	125,2	118,2
BIP/PEV (DM ₉₈ /GJ)	253,0	300,9	356,2	482,1	639,6	945,0
PEV/BIP (MJ/DM ₉₈)	4,0	3,3	2,8	2,1	1,6	1,1
EEV GHD/Erwerbstätigen (GJ/pers.)	42,0	41,0	38,6	34,8	35,1	36,3
EEV HH/m ² Wohnfläche (MJ/m ²)	881,1	782,4	677,3	551,1	489,2	411,0
EEV PV/Pkm (kJ/Pkm)	2,06	1,88	1,68	1,40	1,12	0,73
EEV GV/tkm (kJ/tkm)	1,85	1,58	1,38	1,15	0,92	0,51
Energieimportabhängigkeit	73,4%	76,9%	79,4%	78,7%	76,3%	66,2%
abgebrannte Brennelemente (t SM/a)	272,3	259,9	246,8	133,1	0,0	0,0
spez. Anfall (m ³ /Einwohner*a)	0,0000033	0,0000032	0,0000030	0,0000016	0,0000000	0,0000000
Radioaktive Abfälle						
- mit hoher Wärmeentwicklung (m ³ /a)	182,2	173,8	165,0	89,0	0,0	0,0
- mit geringer Wärmeentwicklung (m ³ /a)	1669,3	1604,4	1523,4	821,4	0,0	0,0
(spez. Werte nach IER-Angaben)						
spez. CO ₂ -Emissionen Stromerzeugung (kg CO ₂ /kWh, inkl. KWK-Gutschrift)	0,603	0,506	0,451	0,381	0,379	0,080
CO ₂ /BIP (g/TDM ₉₈)	234,4	192,8	155,1	110,3	84,5	27,4
CO ₂ /PEV (t/GJ)	0,059	0,058	0,055	0,053	0,054	0,026
CO ₂ /Kopf (t/EW)	10,5	9,8	8,7	7,5	6,8	3,1
PEV-Effizienzsteigerung						
%/a zu Bezugsjahr vorher		2,45%	3,32%	2,98%	2,79%	1,93%
%/a zu 1998		2,45%	2,81%	2,89%	2,86%	2,50%
Endenergie %/a zu Bezugsjahr vorher						
%/a zu 1998		1,62%	3,08%	2,47%	2,30%	2,16%
%/a zu 1998		1,62%	2,23%	2,34%	2,33%	2,26%

Mehrkosten gg. Trend (Mrd. DM/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. DM)	-1,79	-1,25	0,50	2,02	39,54	
kumulierte Mehrkosten (Mrd. DM)	-5,36	-12,69	-16,36	-3,40	442,18	
kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. DM ₉₈)	-4,29	-9,28	-11,43	-7,17	69,77	

Mehrkosten gg. Trend (Mrd. EUR/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. e)	-0,91	-0,64	0,25	1,03	20,22	
kumulierte Mehrkosten (Mrd. E)	-2,74	-6,49	-8,36	-1,74	226,09	
kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. e ₉₈)	-2,20	-4,75	-5,85	-3,67	35,67	

externe Kosten gg. Trend (Mrd. EUR/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Wärme		0,55	-0,50	-4,33	-6,62	-8,63
Strom		-12,25	-19,09	-15,19	-9,12	-8,82
Verkehr		-0,16	-3,69	-3,06	-5,33	-10,41
Klimawandel		-116,73	-114,62	-115,31	-113,41	-97,41
Summe		-128,60	-137,89	-137,89	-134,48	-125,27

externe Kosten gg. Trend (Mrd. EUR/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. e)	-128,60	-137,89	-137,89	-134,48	-125,27	
kumulierte Mehrkosten (Mrd. E)	-752,50	-1423,37	-2802,28	-4162,42	-6755,31	
kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. e ₉₈)	-631,43	-1084,85	-1783,42	-2249,29	-2753,84	

Mehrkosten gg. Trend, inkl. externe Kosten (Mrd. EUR/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. e)	-129,51	-138,53	-137,64	-133,44	-105,06	
kumulierte Mehrkosten (Mrd. E)	-755,24	-1429,86	-2810,65	-4164,16	-6529,23	

kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. e ₉₉)	-633,63	-1089,60	-1789,26	-2252,96	-2718,17
--	---------	----------	----------	----------	----------

Anmerkung zur Interpretation der Kennwerte: Bei einer Betrachtung der primärenergieseitigen Effizienzsteigerungsraten im Vergleich zu den jeweiligen endenergieseitigen Einsparraten kommt am Ende des Betrachtungszeitraums verstärkt zum Tragen, dass Wasserstoffbereitstellung kompensierend auf den Einspareffekt auswirkt. Entscheidend hierfür sind die Umwandlungswirkungsgrade der Endenergie Wasserstoff und der für diese maßgeblichen Primärenergie Kernenergie oder erneuerbare Energien in der Stromerzeugung und der Elektrolysekette. Hierdurch resultieren in den letzten beiden Jahrzehnten der Betrachtungsperiode mit deutlich unterhalb von geringere Effizienzsteigerungsraten als im Trend

Auswertung Szenario Enquete-Langfrist

Endenergiebilanz

REG/REN-Offensive

Endenergieverbrauch in PJ	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Steinkohle/-briketts	156,0	172,0	179,3	134,7	108,1	59,8
Sk-Koks	230,0	226,1	148,8	120,4	97,5	53,7
Braunkohle/-briketts	103,0	62,4	44,1	30,3	18,9	2,6
Mineralölprodukte	4344,0	4302,9	3754,9	2897,9	1953,4	576,4
Gase (inkl. Methanol)	2415,0	2481,0	2317,8	1941,4	1745,4	1171,4
Strom	1699,0	1642,3	1631,8	1591,9	1499,9	1367,8
Fern-/Nahwärme/-dampf	311,0	364,7	355,1	418,3	414,9	285,8
- davon Objektversorgung	0,0	0,0	8,4	96,8	119,3	30,6
Solar und Geothermie	4,0	12,5	28,4	117,8	345,9	827,0
Biomasse	101,2	139,8	178,7	269,0	290,0	314,9
Sonstige feste Energieträger	80,8	24,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasserstoff	0,0	3,6	9,2	22,0	42,9	251,8
Biodiesel	0,0	3,2	153,6	263,5	263,1	245,3
Summe	9444,0	9434,6	8801,6	7807,3	6780,0	5156,5
Anteil REG	2,0%	1,9%	4,1%	8,3%	13,3%	26,9%

Endenergieverbrauch in PJ nach Sektoren	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Industrie	2397,0	2426,0	2359,6	2182,4	1998,1	1732,4
GHD (Kleinverbraucher)	1576,0	1527,8	1420,3	1244,2	1130,5	949,9
Haushalte	2779,0	2701,4	2458,6	2176,3	1897,6	1352,5
Verkehr	2692,0	2779,4	2563,1	2204,4	1753,9	1121,5
Summe	9444,0	9434,6	8801,6	7807,3	6780,0	5156,3

Stromverbrauch in TWh nach Sektoren	1998	2005	2010	2020	2030	2050
GHD (Kleinverbraucher)	127,6	132,2	135,2	128,9	124,3	113,6
Haushalte	130,6	103,1	90,9	82,6	63,6	50,4
Industrie	198,9	206,7	209,9	208,9	200,5	183,8
Verkehr	14,9	14,2	17,2	21,8	28,3	32,1
Summe	472,0	456,2	453,3	442,2	416,6	379,9

Primärenergieverbrauch in PJ	(Wirkungsgradmethode)					
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	1764,9	1642,5	1559,6	840,9	0,0	0,0
Steinkohle	2116,9	1632,7	1336,4	1032,9	919,1	230,6
Braunkohle	1515,5	1173,6	1012,0	705,5	687,7	87,5
Mineralölprodukte	5751,6	5455,9	4842,1	3879,5	2827,0	1359,2
Erdgas	3049,4	3332,7	3178,2	2982,7	2908,9	2608,1
Wasserkraft	81,4	77,0	83,9	88,3	90,2	91,5
Windenergie	16,9	106,7	174,5	218,2	224,8	302,4
Sonstige REG/Müll	226,3	235,7	439,5	872,1	1130,1	1736,2
Zwischensumme Inland	14522,8	13656,8	12626,1	10620,2	8787,9	6415,5
Solarstromimport	0,0	0,0	0,0	42,9	130,2	346,3
sonstiger Import	-2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	14520,5	13656,8	12626,1	10663,1	8918,0	6761,8
Anteil REG	2,2%	3,1%	5,5%	11,5%	17,7%	36,6%

Gewinnung im Inland in PJ	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	1234,0	800,0	300,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	1515,5	1173,6	1012,0	705,5	687,7	87,5
Mineralölprodukte	123,0	96,0	68,0	43,0	30,0	0,0
Erdgas	660,0	604,0	548,0	434,0	323,0	100,0
Wasserkraft	81,4	77,0	83,9	88,3	90,2	91,5
Windenergie	16,9	106,7	174,5	218,2	224,8	302,4
Sonstige REG/Müll	226,3	235,7	439,5	872,1	1130,1	1736,2
Summe	3857,0	3093,0	2625,8	2361,2	2485,8	2317,6

Anteil am gesamten PEV	26,6%	22,6%	20,8%	22,1%	27,9%	34,3%
bei Biodieseleimport	26,6%	22,6%	19,6%	19,7%	24,9%	30,6%

Primärenergieverbrauch in PJ	(Substitutionsmethode)					
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	1764,9	1642,5	1559,6	840,9	0,0	0,0
Steinkohle	2116,9	1632,7	1336,4	1032,9	919,1	230,6
Braunkohle	1515,5	1173,6	1012,0	705,5	687,7	87,5
Mineralölprodukte	5751,6	5455,9	4842,1	3879,5	2827,0	1359,2
Erdgas	3049,4	3332,7	3178,2	2982,7	2908,9	2608,1
Wasserkraft	226,0	214,0	232,9	245,3	250,5	254,1
Windenergie	47,0	296,3	484,8	606,1	624,5	840,0
Sonstige REG/Müll	241,6	268,6	500,0	1059,9	1376,5	2210,4
Summe	14712,8	14016,2	13146,0	11352,9	9594,3	7589,9
Solarstromimport	0,0	0,0	0,0	119,3	361,6	962,0
sonstiger Import	-6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	14706,4	14016,2	13146,0	11472,1	9955,9	8551,9
Anteil REG	3,5%	5,6%	9,3%	17,7%	26,2%	49,9%

Stromverbrauch und Stromerzeugung in TWh	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Endenergieverbrauch Strom	471,9	456,2	453,3	442,2	416,6	379,9
Verbrauch Umwandlungssektor. Stat. Differenz	15,6	14,8	15,0	15,3	15,3	15,3
Pumpstromverbrauch	5,4	5,2	5,2	5,0	4,8	4,3
Leitungsverluste, Nichterfaßtes	21,2	20,3	19,9	19,2	18,1	16,6
Wasserstoffherzeugung	0,0	0,0	0,1	0,8	5,6	64,5
Nettostromverbrauch	514,1	496,4	493,4	482,5	460,5	480,7
Export-Import	0,6	0,0	0,0	-11,9	-36,2	-96,2
Nettostromerzeugung	514,7	496,4	493,4	470,6	424,3	384,5
Eigenverbrauch Kraftwerke	38,7	36,5	35,1	34,3	32,4	29,6
Bruttostromverbrauch	553,4	532,9	528,5	504,9	456,7	414,1

Stromerzeugungsmix in TWh (netto)	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	153,0	146,0	138,6	74,8	0,0	0,0
Steinkohle	150,8	114,2	98,7	92,6	89,8	12,5
Braunkohle	127,8	107,7	97,7	85,4	87,5	14,4
HS/HEL	6,2	4,0	3,4	3,1	2,6	2,3
Erdgas	48,8	69,5	74,0	100,4	118,3	171,6
Wasserkraft	22,6	21,4	23,3	24,5	25,1	25,4
Windenergie	4,7	29,6	48,5	60,6	62,5	84,0
Photovoltaik	0,04	0,28	0,42	0,73	1,42	9,09
Geothermie	0,0	0,0	0,3	2,1	5,3	28,0
Biomasse/-gas/Müll	2,3	4,9	8,7	26,5	31,8	37,0
Nettostromerzeugung	514,7	496,5	493,2	470,7	424,3	384,3
REG-Import	0,0	0,0	0,0	11,9	36,2	96,2
Export-Import (ohne REG)	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nettostromverbrauch	514,1	496,5	493,2	482,6	460,4	480,5
Anteil REG	5,8%	11,3%	16,5%	26,2%	35,2%	58,2%

Stromerzeugungskapazitäten in MW (netto)	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	21107	20140	19117	10310	0	0
Steinkohle	30727	20563	19508	17536	16641	2792
Braunkohle	19002	14371	13795	12436	12472	2231
HEL/HS	8291	1515	1102	611	527	457
Erdgas	20393	17881	18288	21108	21932	34507
Wasserkraft	4355	4919	5355	5640	5759	5842
Windenergie	2876	14963	23533	28863	28388	35000
Photovoltaik	54	310	448	760	1471	9295
Biomasse/-gas/Müll	400	525	1139	4119	4900	5793
Bio-Fuel/-gas	226	140	305	907	1261	1486
Geothermie	0	0	45	295	750	4000
Müll	527	454	453	464	403	321
Solarstromimport	0	0	0	3614	9039	19239
Summe	107958	95780	103088	106662	103541	120964
Pumpspeicher	4529	4529	4529	4529	4529	4529
Summe (inkl. Pumpspeicher)	112487	100309	107617	111191	108070	125493

Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung in PJ	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	1765	1643	1560	841	0	0
Steinkohle	1498	1038	876	681	644	77
Braunkohle	1328	1032	909	640	642	69
HEL/HS	41	20	19	21	21	20
Erdgas	390	532	536	635	723	1019
Wasserkraft	81	77	84	88	90	91
Windenergie	17	107	175	218	225	302
Photovoltaik	0	1	3	10	24	134
Biomasse/-gas/Müll	2	10	22	110	115	137
Bio-Fuel/-gas	3	5	11	27	36	43
Geothermie	0	0	0	0	0	0
Müll	18	20	19	16	14	11
Solarstromimport	0	0	0	43	130	346
Summe	5146	4484	4213	3330	2664	2249
sonstiger Import	-2	0	0	0	0	0
Summe (inkl. Pumpspeicher)	5143	4484	4213	3330	2664	2249

CO2-Emissionen in Mio. t	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Summe (Inland)	806,7	783,5	686,6	547,6	458,3	206,1
Summe (abzgl. Export)	861,1	783,5	686,6	547,6	458,3	206,1
Min. gg. 1987 (%)	18,174	25,942	35,106	48,245	56,680	80,516
Min gg. 1990 in %	12,27	20,60	30,42	44,51	53,55	79,11

inkl. CO2-Entsorgung (Mio t)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- davon Kohlestromerzeugung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- davon Wasserstoffherzeugung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

THG-Emissionen in Mio. t CO2-Äquivalent	1998	2005	2010	2020	2030	2050
CO ₂	861,1	783,5	686,6	547,6	458,3	206,1
CH ₄	26,1	18,6	11,1	6,0	4,9	2,8
N ₂ O	12,4	12,1	11,8	9,9	7,1	4,0
Summe	899,6	814,2	709,5	563,4	470,3	212,9
Min gg. 1990 in %	13,13%	21,37%	31,49%	45,59%	54,58%	79,44%

KWK-Stromerzeugung in TWh (netto)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
öffentliche KWK	34,2	45,8	61,1	67,6	76,2	70,6
- Heizkraftwerke	30,4	40,2	52,4	51,6	57,7	52,4
- BHKW	3,8	5,6	8,8	16,0	18,5	18,2
Objektversorgung (BZ/BHKW)	0,0	0,0	1,9	26,9	35,6	10,6
industrielle KWK	38,3	54,7	60,0	67,8	75,6	67,3
Summe	72,5	100,4	123,0	162,2	187,4	148,5
nach AGFW-Methodik	50,4	100,4	123,0	162,2	187,4	148,5
Anteil an der Nettostromerzeugung	9,8%	20,2%	24,9%	34,5%	44,2%	38,6%

Struktur der KWK-Stromerzeugung in TWh (netto)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Steinkohle	22,5	29,8	31,2	27,1	30,1	16,7
Braunkohle	8,7	12,2	12,8	11,4	11,0	7,6
HEL/HS	3,5	4,4	4,6	4,8	2,6	2,3
Erdgas	35,5	49,2	65,6	92,4	111,8	85,0
Müll	1,8	2,0	2,0	2,1	1,8	1,4
Andere Brennstoffe	0,6	2,8	6,7	24,5	30,0	35,6
Summe	72,5	100,4	123,0	162,2	187,4	148,5

Spezifische Werte						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Bevölkerung (Mio.)	82	82,05	82,1	80,8	77,9	67,8
BIP (MRD DM ₉₈)	3673,5	4151,15	4628,8	5471,4	6238,3	7574,2
Erwerbstätige (Mio.)	37,54	37,59	37,62	37,727	34,889	29,613
Wohnfläche (Mio. m ²)	3154	3492	3733	4142	4231	3972
Personenkilometer (Mrd. Pkm)	941	1029	1091	1138	1139	1027
Tonnenkilometer (Mrd tkm)	454	543	607	732	839	964
PEV pro Kopf (GJ/EW)	177,1	166,4	153,8	132,0	114,5	99,7
BIP/PEV (DM ₉₈ /GJ)	253,0	304,0	366,6	513,1	699,5	1120,1
PEV/BIP (MJ/DM ₉₈)	4,0	3,3	2,7	1,9	1,4	0,9
EEV GHD/Erwerbstätigen (GJ/pers.)	42,0	40,6	37,8	33,0	32,4	32,1
EEV HH/m ² Wohnfläche (MJ/m ²)	881,1	773,7	658,6	525,4	448,5	340,5
EEV PV/Pkm (kJ/Pkm)	2,06	1,88	1,66	1,32	1,02	0,65
EEV GV/tkm (kJ/tkm)	1,85	1,56	1,24	0,97	0,70	0,47
Energieimportabhängigkeit	73,4%	77,4%	79,2%	77,9%	72,1%	65,7%
radioaktive wärmeentw. Abfälle (m ³ SM/a)	272,3	259,9	246,8	133,1	0,0	0,0
spez. Anfall (m ³ /Einwohner*a)	0,0000033	0,0000032	0,0000030	0,0000016	0,0000000	0,0000000
Radioaktive Abfälle						
- mit hoher Wärmeentwicklung (m ³ /a)	182,2	173,8	165,0	89,0	0,0	0,0
- mit geringer Wärmeentwicklung (m ³ /a)	1669,3	1604,4	1523,4	821,4	0,0	0,0
(spez. Werte nach IER-Angaben)						
spez. CO ₂ -Emissionen Stromerzeugung (kg CO ₂ /kWh, inkl. KWK-Gutschrift)	0,603	0,487	0,432	0,355	0,376	0,154
CO ₂ /BIP (g/TDM ₉₈)	234,4	188,7	148,3	100,1	73,5	27,2
CO ₂ /PEV (t/GJ)	0,059	0,057	0,054	0,051	0,051	0,030
CO ₂ /Kopf (t/EW)	10,5	9,5	8,4	6,8	5,9	3,0
PEV-Effizienzsteigerung						
%/a zu Bezugsjahr vorher		2,59%	3,68%	3,31%	3,05%	2,33%
%/a zu 1998		2,59%	3,04%	3,16%	3,13%	2,82%
Endenergie %/a zu Bezugsjahr vorher						
%/a zu 1998		1,74%	3,50%	2,83%	2,69%	2,31%
%/a zu 1998		1,74%	2,48%	2,64%	2,65%	2,52%

Mehrkosten gg. Trend (Mrd. DM/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. DM)		-1,72	-0,33	3,05	7,88	22,56
kumulierte Mehrkosten (Mrd. DM)		-5,17	-9,61	3,22	62,93	393,40
kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. DM ₉₈)		-4,15	-7,22	-1,30	18,62	78,99

Mehrkosten gg. Trend (Mrd. EUR/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. e)		-0,88	-0,17	1,56	4,03	11,54
kumulierte Mehrkosten (Mrd. E)		-2,65	-4,91	1,65	32,18	201,14
kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. e ₉₈)		-2,12	-3,69	-0,66	9,52	40,39

externe Kosten gg. Trend (Mrd. EUR/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Wärme		0,27	-1,18	-5,56	-9,55	-11,56
Strom		-13,27	-20,44	-16,85	-9,96	-13,84
Verkehr		0,03	-5,75	-8,36	-16,05	-26,38
Klimawandel		-116,73	-114,62	-115,31	-113,41	-97,41
Summe		-129,72	-141,99	-146,09	-148,97	-149,20

externe Kosten gg. Trend (Mrd. EUR/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. e)		-129,72	-141,99	-146,09	-148,97	-149,20
kumulierte Mehrkosten (Mrd. E)		-756,82	-1442,22	-2884,66	-4361,40	-7343,23
kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. e ₉₈)		-634,97	-1098,06	-1828,14	-2333,23	-2910,75

Mehrkosten gg. Trend, inkl. externe Kosten (Mrd. EUR/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. e)		-130,60	-142,16	-144,53	-144,94	-137,66
kumulierte Mehrkosten (Mrd. E)		-759,47	-1447,14	-2883,01	-4329,22	-7142,09

kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. e ₉₉)	-637,09	-1101,76	-1828,80	-2323,70	-2870,37
--	---------	----------	----------	----------	----------

Anmerkung zur Interpretation der Kennwerte: Bei einer Betrachtung der primärenergieseitigen Effizienzsteigerungsraten im Vergleich zu den jeweiligen endenergieseitigen Einsparraten kommt am Ende des Betrachtungszeitraums verstärkt zum Tragen, dass Wasserstoffbereitstellung kompensierend auf den Einspareffekt auswirkt. Entscheidend hierfür sind die Umwandlungswirkungsgrade der Endenergie Wasserstoff und der für diese maßgeblichen Primärenergie Kernenergie oder erneuerbare Energien in der Stromerzeugung und der Elektrolysekette. Hierdurch resultieren in den letzten beiden Jahrzehnten der Betrachtungsperiode mit deutlich unterhalb von geringere Effizienzsteigerungsraten als im Trend

Auswertung

Szenario Enquete-Langfrist

Endenergiebilanz

Nachhaltigkeit II Variante Schneller Ausstieg

Endenergieverbrauch in PJ	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Steinkohle/-briketts	156,0	172,0	179,3	134,7	108,1	59,8
Sk-Koks	230,0	226,1	148,8	120,4	97,5	53,7
Braunkohle/-briketts	103,0	62,4	44,1	30,3	18,9	2,6
Mineralölprodukte	4344,0	4302,9	3754,9	2897,9	1953,4	576,4
Gase (inkl. Methanol)	2415,0	2481,0	2317,8	1941,4	1745,4	1171,4
Strom	1699,0	1617,7	1626,8	1591,9	1499,9	1367,8
Fern-/Nahwärme/-dampf	311,0	364,7	355,1	418,3	414,9	285,8
- davon Objektversorgung	0,0	0,0	8,4	96,8	119,3	30,6
Solar und Geothermie	4,0	12,5	28,4	152,4	379,8	860,3
Biomasse	101,2	176,1	247,5	262,5	283,6	308,5
Sonstige feste Energieträger	80,8	24,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasserstoff	0,0	3,6	9,2	22,0	42,9	251,8
Biodiesel	0,0	3,2	153,6	263,5	263,1	245,3
Summe	9444,0	9446,3	8865,4	7835,3	6807,5	5183,5

Endenergieverbrauch in PJ nach Sektoren	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Industrie	2397,0	2434,2	2377,5	2187,2	2004,2	1741,8
GHD (Kleinverbraucher)	1576,0	1523,3	1429,8	1244,6	1130,9	951,8
Haushalte	2779,0	2709,3	2495,1	2199,1	1918,4	1368,2
Verkehr	2692,0	2779,4	2563,1	2204,4	1753,9	1121,5
Summe	9444,0	9446,3	8865,4	7835,3	6807,5	5183,3

Stromverbrauch in TWh nach Sektoren	1998	2005	2010	2020	2030	2050
GHD (Kleinverbraucher)	127,6	129,4	135,2	128,9	124,3	113,6
Haushalte	130,6	99,3	89,5	82,6	63,6	50,4
Industrie	198,9	206,4	209,9	208,9	200,5	183,8
Verkehr	14,9	14,2	17,2	21,8	28,3	32,1
Summe	472,0	449,3	451,9	442,2	416,6	379,9

Primärenergieverbrauch in PJ	(Wirkungsgradmethode)					
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	1764,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	2116,9	1896,6	1826,0	1198,3	652,5	282,8
Braunkohle	1515,5	1173,6	1265,5	823,8	708,4	37,0
Mineralölprodukte	5751,6	5454,4	4842,0	3879,5	2827,0	1359,2
Erdgas	3049,4	3634,5	3544,3	3255,3	3140,8	2601,6
Wasserkraft	81,4	77,0	83,9	88,3	90,2	91,5
Windenergie	16,9	106,7	174,5	218,2	224,8	322,2
Sonstige REG/Müll	226,3	318,7	618,8	885,3	1157,9	1767,5
Zwischensumme Inland	14522,8	12661,4	12355,0	10348,8	8801,7	6461,9
Solarstromimport	0,0	0,0	0,0	42,9	130,2	346,3
sonstiger Import	-2,3	249,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	14520,5	12910,7	12355,0	10391,7	8931,8	6808,2

Primärenergieverbrauch in PJ	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	1764,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	2116,9	1896,6	1826,0	1198,3	652,5	282,8
Braunkohle	1515,5	1173,6	1265,5	823,8	708,4	37,0
Mineralölprodukte	5751,6	5454,4	4842,0	3879,5	2827,0	1359,2
Erdgas	3049,4	3634,5	3544,3	3255,3	3140,8	2601,6
Wasserkraft	226,0	214,0	232,9	245,3	250,5	254,1
Windenergie	47,0	296,3	484,8	606,1	624,5	895,0
Sonstige REG/Müll	241,6	370,6	738,3	1041,7	1370,1	2207,0
Summe	14712,8	13039,9	12933,9	11050,0	9573,9	7636,8
Solarstromimport	0,0	0,0	0,0	119,3	361,6	962,0
sonstiger Import	-6,4	692,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	14706,4	13732,4	12933,9	11169,3	9935,5	8598,8
Anteil REG	3,5%	6,4%	11,3%	18,0%	26,2%	50,2%

Stromverbrauch und Stromerzeugung in TWh						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Endenergieverbrauch Strom	471,9	449,3	451,9	442,2	416,6	379,9
Verbrauch Umwandlungssektor. Stat. Differenz	15,6	14,8	15,0	15,3	15,3	15,3
Pumpstromverbrauch	5,4	5,1	5,1	5,0	4,8	4,3
Leitungsverluste, Nichterfaßtes	21,2	20,0	19,8	19,2	18,1	16,6
Wasserstoffherzeugung	0,0	0,0	0,1	0,8	5,6	64,5
Nettostromverbrauch	514,1	489,2	491,9	482,5	460,5	480,7
Export-Import	0,6	-69,3	0,0	-11,9	-36,2	-96,2
Nettostromerzeugung	514,7	419,9	491,9	470,6	424,3	384,5
Eigenverbrauch Kraftwerke	38,7	36,0	35,0	34,3	32,4	29,6
Bruttostromverbrauch	553,4	455,9	527,0	504,9	456,7	414,1

Stromerzeugungsmix in TWh (netto)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	153,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	150,8	142,4	151,6	114,4	55,3	20,2
Braunkohle	127,8	107,7	124,0	100,9	90,2	7,7
HS/HEL	6,2	3,7	3,4	3,1	2,6	2,3
Erdgas	48,8	108,1	123,0	142,8	155,6	170,6
Wasserkraft	22,6	21,4	23,3	24,5	25,1	25,4
Windenergie	4,7	29,6	48,5	60,6	62,5	89,5
Photovoltaik	0,04	0,28	0,42	0,73	1,42	9,09
Geothermie	0,0	0,0	0,3	2,1	5,3	28,0
Biomasse/-gas/Müll	2,3	7,8	18,0	21,6	26,5	31,6
Nettostromerzeugung	514,7	420,1	491,9	470,7	424,4	384,4
REG-Import	0,0	0,0	0,0	11,9	36,2	96,2
Export-Import (ohne REG)	0,6	-69,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Nettostromverbrauch	514,1	489,3	491,9	482,6	460,6	480,6

Stromerzeugungskapazitäten in MW (netto)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	21107	0	0	0	0	0
Steinkohle	30727	25698	25985	20358	10281	4552
Braunkohle	19002	15554	16345	13810	12917	1201
HEL/HS	8291	965	1019	611	527	457
Erdgas	20393	16720	26350	28251	28957	34629
Wasserkraft	4355	4919	5355	5640	5759	5842
Windenergie	2876	14963	23533	28863	28388	37290
Photovoltaik	54	310	448	760	1471	9295
Biomasse/-gas/Müll	400	1245	3121	3119	3816	4697
Bio-Fuel/-gas	226	140	305	907	1261	1486
Geothermie	0	0	45	295	750	4000
Müll	527	454	453	464	403	321
Solarstromimport	0	0	0	3614	9039	19239
Summe	107958	80969	102960	106690	103567	123010
Pumpspeicher	4529	4529	4529	4529	4529	4529
Summe (inkl. Pumpspeicher)	112487	85498	107489	111219	108096	127539

Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung in PJ						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	1765	0	0	0	0	0
Steinkohle	1498	1309	1378	844	380	129
Braunkohle	1328	1032	1163	758	662	19
HEL/HS	41	19	19	21	21	20
Erdgas	390	841	908	905	952	1012
Wasserkraft	81	77	84	88	90	91
Windenergie	17	107	175	218	225	322
Photovoltaik	0	1	3	10	24	134
Biomasse/-gas/Müll	2	38	104	99	116	141
Bio-Fuel/-gas	3	5	11	27	36	43
Geothermie	0	0	0	0	0	0
Müll	18	20	19	16	14	11
Solarstromimport	0	0	0	43	130	346
Summe	5146	3449	3862	3029	2651	2268
sonstiger Import	-2	249	0	0	0	0
Summe (inkl. Pumpspeicher)	5143	3698	3862	3029	2651	2268

CO2-Emissionen in Mio. t						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Summe (Inland)	806,7	871,3	780,3	591,2	449,1	205,0
Summe (abzgl. Export)	861,1	824,5	780,3	591,2	449,1	205,0
Min. gg. 1987 (%)	18,174	22,065	26,250	44,124	57,556	80,626
Min gg. 1990 in %	12,27	16,44	20,93	40,09	54,49	79,23

inkl. CO2-Entsorgung (Mio t)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- davon Kohlestromerzeugung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- davon Wasserstofferzeugung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

THG-Emissionen in Mio. t CO ₂ -Äquivalent						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
CO ₂	861,1	824,5	780,3	591,2	449,1	205,0
CH ₄	26,1	18,6	11,1	6,0	4,9	2,8
N ₂ O	12,4	12,1	11,8	9,9	7,1	4,0
Summe	899,6	855,2	803,2	607,1	461,1	211,8
Min gg. 1990 in %	13,13%	17,41%	22,44%	41,38%	55,48%	79,55%

KWK-Stromerzeugung in TWh (netto)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
öffentliche KWK	34,2	44,2	56,5	68,7	77,4	70,8
- Heizkraftwerke	30,4	38,6	47,8	52,7	59,0	52,6
- BHKW	3,8	5,6	8,8	16,0	18,5	18,2
Objektversorgung (BZ/BHKW)	0,0	0,0	1,9	26,9	35,6	10,6
industrielle KWK	38,3	54,7	60,0	67,8	75,6	67,3
Summe	72,5	98,9	118,5	163,4	188,7	148,7
nach AGFW-Methodik	50,4	98,9	118,5	163,4	188,7	148,7
Anteil an der Nettostromerzeugung	9,8%	23,5%	24,1%	34,7%	44,5%	38,7%

Struktur der KWK-Stromerzeugung in TWh (netto)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Steinkohle	22,5	28,7	27,3	30,4	32,3	20,0
Braunkohle	8,7	12,2	12,8	11,4	11,0	7,6
HEL/HS	3,5	4,4	4,6	4,8	2,6	2,3
Erdgas	35,5	45,7	55,8	95,2	116,3	87,3
Müll	1,8	2,0	2,0	2,1	1,8	1,4
Andere Brennstoffe	0,6	5,8	15,9	19,5	24,7	30,1
Summe	72,5	98,9	118,5	163,4	188,7	148,7

Spezifische Werte						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Bevölkerung (Mio.)	82	82,05	82,1	80,8	77,9	67,8
BIP (MRD DM ₉₅)	3673,5	4151,15	4628,8	5471,4	6238,3	7574,2
Erwerbstätige (Mio.)	37,54	37,59	37,62	37,727	34,889	29,613
Wohnfläche (Mio. m ²)	3154	3492	3733	4142	4231	3972
Personenkilometer (Mrd. Pkm)	941	1029	1091	1138	1139	1027
Tonnenkilometer (Mrd tkm)	454	543	607	732	839	964
PEV pro Kopf (GJ/EW)	177,1	157,4	150,5	128,6	114,7	100,4
BIP/PEV (DM ₉₈ /GJ)	253,0	321,5	374,6	526,5	698,4	1112,5
PEV/BIP (MJ/DM ₉₈)	4,0	3,1	2,7	1,9	1,4	0,9
EEV GHD/Erwerbstätigen (GJ/pers.)	42,0	40,5	38,0	33,0	32,4	32,1
EEV HH/m ² Wohnfläche (MJ/m ²)	881,1	775,9	668,4	530,9	453,4	344,5
EEV PV/Pkm (kJ/Pkm)	2,06	1,88	1,66	1,32	1,02	0,65
EEV GV/tkm (kJ/tkm)	1,85	1,56	1,24	0,97	0,70	0,47
spez. CO ₂ -Emissionen Stromerzeugung (kg CO ₂ /kWh, inkl. KWK-Gutschrift)	0,603	0,675	0,627	0,444	0,356	0,151
CO ₂ /BIP (g/TDM ₉₅)	234,4	198,6	168,6	108,0	72,0	27,1
CO ₂ /PEV (t/GJ)	0,059	0,064	0,063	0,057	0,050	0,030
CO ₂ /Kopf (t/EW)	10,5	10,0	9,5	7,3	5,8	3,0
PEV-Effizienzsteigerung						
%/a zu Bezugsjahr vorher		3,37%	3,01%	3,35%	2,79%	2,30%
%/a zu 1998		3,37%	3,22%	3,28%	3,12%	2,81%
Endenergie %/a zu Bezugsjahr vorher		1,73%	3,39%	2,87%	2,68%	2,31%
%/a zu 1998		1,73%	2,42%	2,62%	2,64%	2,51%

Mehrkosten gg. Trend (Mrd. DM/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. DM)		3,04	3,01	3,11	0,00	0,00
kumulierte Mehrkosten (Mrd. DM)		9,12	24,24	52,29	52,29	52,29
kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. DM ₉₈)		7,31	17,54	31,72	31,72	31,72

Mehrkosten gg. Trend (Mrd. e/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. e)		1,55	1,54	1,59	0,00	0,00

kumulierte Mehrkosten (Mrd. E)	4,66	12,39	26,73	26,73	26,73
kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. e ₉₈)	3,74	8,97	16,22	16,22	16,22

externe Kosten gg. Trend (Mrd. EUR/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Wärme		0,34	-1,04	-5,50	-9,49	-11,51
Strom		-309,46	-298,56	-166,95	-10,85	-13,97
Verkehr		0,03	-5,75	-8,36	-16,05	-26,38
Klimawandel		-66,86	-114,62	-115,31	-113,41	-97,41
Summe		-375,96	-419,97	-296,13	-149,81	-149,28

externe Kosten gg. Trend (Mrd. EUR/a)						
	1998	2030	2050	2020	2030	2050
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. e)		-375,96	-419,97	-296,13	-149,81	-149,28
kumulierte Mehrkosten (Mrd. E)		-1450,13	-3461,95	-5376,04	-6980,53	-8241,69
kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. e ₉₈)		-1187,29	-2546,17	-3613,33	-4348,94	-4824,91

Mehrkosten gg. Trend, inkl. externe Kosten (Mrd. EUR/a)						
	1998	2030	2050	2020	2030	2050
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. e)		-374,40	-418,43	-294,54	-149,81	-149,28
kumulierte Mehrkosten (Mrd. E)		-1445,47	-3449,56	-5349,30	-6953,79	-8214,96
kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. e ₉₈)		-1183,55	-2537,20	-3597,11	-4332,72	-4808,69

Anmerkung zur Interpretation der Kennwerte: Bei einer Betrachtung der primärenergieseitigen Effizienzsteigerungsraten im Vergleich zu den jeweiligen endenergieseitigen Einsparraten kommt am Ende des Betrachtungszeitraums verstärkt zum Tragen, dass sich die Wasserstoffbereitstellung kompensierend auf den Einspareffekt auswirkt. Entscheidend hierfür sind die Umwandlungswirkungsgrade zwischen der Endenergie Wasserstoff und der für diese maßgeblichen Primärenergie Kernenergie oder erneuerbare Energien in der Stromerzeugungsanlage und der Elektrolysekette. Hierdurch resultieren in den letzten beiden Jahrzehnten der Betrachtungsperiode mit deutlich unterhalb von 1 %/a geringere Effizienzsteigerungsraten als im Trend

Auswertung

Szenario Enquete-Langfrist

Endenergiebilanz

Fossil/nuklearer Energiemix

Endenergieverbrauch in PJ	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Steinkohle/-briketts	156,0	161,2	155,9	117,3	92,6	36,4
Sk-Koks	230,0	228,0	144,3	115,4	93,3	48,7
Braunkohle/-briketts	103,0	72,1	49,4	30,4	20,0	3,5
Mineralölprodukte	4344,0	4376,5	4105,0	3542,1	2782,2	1049,4
Gase (inkl. Methanol)	2415,0	2480,3	2390,9	2179,4	2230,7	1327,2
Strom	1699,0	1706,8	1765,6	1807,8	1759,8	1792,5
Fern-/Nahwärme/-dampf	311,0	372,6	337,8	288,6	270,2	239,8
- davon Objektversorgung	0,0	0,0	1,0	5,7	12,2	19,9
Solar und Geothermie	4,0	8,1	16,6	54,2	128,2	451,1
Biomasse	101,2	130,7	164,6	188,6	203,4	238,6
Sonstige feste Energieträger	80,8	24,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	1,5	46,8	906,0
Biodiesel	0,0	3,2	33,2	77,2	72,5	46,6
Summe	9444,0	9563,8	9163,1	8402,5	7699,7	6139,8
Anteil REG	2,0%	1,7%	2,3%	3,8%	5,2%	12,0%

Endenergieverbrauch in PJ nach Sektoren	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Industrie	2397,0	2453,4	2428,8	2329,7	2226,3	1986,8
GHD (Kleinverbraucher)	1576,0	1543,0	1454,0	1313,9	1230,8	1092,8
Haushalte	2779,0	2743,0	2534,8	2286,3	2047,5	1650,7
Verkehr	2692,0	2824,4	2745,5	2472,6	2195,2	1409,5
Summe	9444,0	9563,8	9163,1	8402,5	7699,7	6139,8

Stromverbrauch in TWh nach Sektoren	1998	2005	2010	2020	2030	2050
GHD (Kleinverbraucher)	127,6	133,7	139,5	139,0	138,9	135,1
Haushalte	130,6	117,7	119,2	119,7	101,0	109,0
Industrie	198,9	209,4	217,3	226,3	227,3	215,8
Verkehr	14,9	13,4	14,4	17,1	21,8	38,1
Summe	472,0	474,1	490,4	502,2	488,8	497,9

Primärenergieverbrauch in PJ	(Wirkungsgradmethode)					
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	1764,9	1721,6	1693,9	1382,3	1994,2	5563,4
Steinkohle	2116,9	1669,5	1350,9	1035,9	579,6	120,6
Braunkohle	1515,5	1219,0	1032,9	926,4	497,1	18,7
Mineralölprodukte	5751,6	5535,1	5207,9	4561,1	3706,9	1868,6
Erdgas	3049,4	3360,1	3473,8	3221,5	3239,4	2313,5
Wasserkraft	81,4	75,6	81,0	83,6	84,0	84,0
Windenergie	16,9	103,1	152,5	179,6	184,1	190,1
Sonstige REG/Müll	226,3	224,1	291,0	483,8	578,5	931,7
Zwischensumme Inland	14522,8	13908,1	13283,8	11874,1	10863,9	11090,7
Solarstromimport	0,0	0,0	0,0	29,4	116,1	164,3
sonstiger Import	-2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	14520,5	13908,1	13283,8	11903,5	10980,0	11255,0
Anteil REG	2,2%	2,9%	3,9%	6,5%	8,8%	12,2%

Gewinnung im Inland in PJ	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	1234,0	800,0	300,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	1515,5	1219,0	1032,9	926,4	497,1	18,7
Mineralölprodukte	123,0	96,0	68,0	43,0	30,0	0,0
Erdgas	660,0	604,0	548,0	434,0	323,0	100,0
Wasserkraft	81,4	75,6	81,0	83,6	84,0	84,0
Windenergie	16,9	103,1	152,5	179,6	184,1	190,1
Sonstige REG/Müll	226,3	224,1	291,0	483,8	578,5	931,7
Summe	3857,0	3121,8	2473,3	2150,4	1696,8	1324,5

Anteil am gesamten PEV bei Biodieseleimport	26,6%	22,4%	18,6%	18,1%	15,5%	11,8%
---	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Primärenergieverbrauch in PJ	(Substitutionsmethode)					
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	1764,9	1721,6	1693,9	1382,3	1994,2	5563,4
Steinkohle	2116,9	1669,5	1350,9	1035,9	579,6	120,6
Braunkohle	1515,5	1219,0	1032,9	926,4	497,1	18,7
Mineralölprodukte	5751,6	5535,1	5207,9	4561,1	3706,9	1868,6
Erdgas	3049,4	3360,1	3473,8	3221,5	3239,4	2313,5
Wasserkraft	226,0	209,9	224,9	232,3	233,4	233,4
Windenergie	47,0	286,4	423,5	498,8	511,5	528,0
Sonstige REG/Müll	241,6	259,2	352,6	634,8	758,0	1163,2
Summe	14712,8	14260,9	13760,3	12493,0	11520,2	11809,5
Solarstromimport	0,0	0,0	0,0	81,8	322,6	456,5
sonstiger Import	-6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	14706,4	14260,9	13760,3	12574,7	11842,7	12266,0
Anteil REG	3,5%	5,3%	7,3%	11,5%	15,4%	19,4%

Stromverbrauch und Stromerzeugung in TWh	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Endenergieverbrauch Strom	471,9	474,1	490,4	502,2	488,8	497,9
Verbrauch Umwandlungssektor. Stat. Differenz	15,6	14,8	15,0	15,3	15,3	15,3
Pumpstromverbrauch	5,4	5,4	5,6	5,7	5,5	5,6
Leitungsverluste, Nichterfaßtes	21,2	21,0	21,5	21,7	21,2	21,6
Wasserstoffherzeugung	0,0	0,0	0,0	0,0	13,8	279,6
Nettostromverbrauch	514,1	515,3	532,5	545,0	544,6	820,1
Export-Import	0,6	0,0	0,0	-8,2	-32,3	-45,7
Nettostromerzeugung	514,7	515,3	532,5	536,8	512,4	774,4
Eigenverbrauch Kraftwerke	38,7	37,9	37,9	38,8	37,8	38,5
Bruttostromverbrauch	553,4	553,2	570,4	575,6	550,2	812,9

Stromerzeugungsmix in TWh (netto)	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	153,0	153,0	150,6	122,9	193,9	548,6
Steinkohle	150,8	119,0	103,8	94,3	46,8	0,0
Braunkohle	127,8	111,3	99,6	107,9	59,4	0,0
HS/HEL	6,2	4,1	2,3	2,7	2,8	3,2
Erdgas	48,8	73,7	101,7	112,3	106,7	109,9
Wasserkraft	22,6	21,0	22,5	23,2	23,3	23,3
Windenergie	4,7	28,6	42,3	49,9	51,2	52,8
Photovoltaik	0,04	0,51	1,02	2,15	2,69	3,67
Geothermie	0,0	0,0	0,2	1,4	4,0	9,5
Biomasse/-gas/Müll	2,3	5,0	8,4	20,1	21,4	23,1
Nettostromerzeugung	514,7	515,2	532,5	536,7	512,1	774,0
REG-Import	0,0	0,0	0,0	8,2	32,3	45,7
Export-Import (ohne REG)	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nettostromverbrauch	514,1	515,2	532,5	544,9	544,4	819,7
Anteil REG	5,8%	10,7%	14,0%	19,2%	24,8%	19,3%

Stromerzeugungskapazitäten in MW (netto)	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	21107	21110	20764	16948	26742	80153
Steinkohle	30727	21261	19650	17821	9425	0
Braunkohle	19002	14726	13460	18357	9189	0
HEL/HS	8291	1556	467	546	553	642
Erdgas	20393	18802	24058	21221	21480	19265
Wasserkraft	4355	4825	5169	5341	5366	5367
Windenergie	2876	14463	20558	23750	23250	22000
Photovoltaik	54	575	1073	2241	2776	3748
Biomasse/-gas/Müll	400	542	1135	3180	3262	3476
Bio-Fuel/-gas	226	140	249	572	772	910
Geothermie	0	0	30	195	565	1350
Müll	527	465	443	398	387	364
Solarstromimport	0	0	0	2477	9216	11413
Summe	107958	98466	107055	113046	112982	148689
Pumpspeicher	4529	4529	4529	4529	4529	0
Summe (inkl. Pumpspeicher)	112487	102995	111584	117575	117511	148689

Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung in PJ	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Kernenergie	1765	1722	1694	1382	1994	5563
Steinkohle	1498	1081	921	703	329	0
Braunkohle	1328	1066	925	862	451	0
HEL/HS	41	21	13	17	22	28
Erdgas	390	564	743	709	646	614
Wasserkraft	81	76	81	84	84	84
Windenergie	17	103	152	180	184	190
Photovoltaik	0	2	4	13	24	47
Biomasse/-gas/Müll	2	10	22	77	84	90
Bio-Fuel/-gas	3	5	9	17	22	25
Geothermie	0	0	0	0	0	0
Müll	18	20	19	14	13	12
Solarstromimport	0	0	0	29	116	164
Summe	5146	4669	4583	4088	3969	6819
sonstiger Import	-2	0	0	0	0	0
Summe (inkl. Pumpspeicher)	5143	4669	4583	4088	3969	6819

CO2-Emissionen in Mio. t	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Summe (Inland)	806,7	799,0	733,1	634,8	487,6	208,5
Summe (abzgl. Export)	861,1	799,0	733,1	634,8	487,6	208,5
Min. gg. 1987 (%)	18,174	24,477	30,712	39,996	53,913	80,294
Min gg. 1990 in %	12,27	19,03	25,71	35,67	50,59	78,87

inkl. CO2-Entsorgung (Mio t)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- davon Kohlestromerzeugung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- davon Wasserstoffherzeugung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

THG-Emissionen in Mio. t CO2-Äquivalent	1998	2005	2010	2020	2030	2050
CO ₂	861,1	799,0	733,1	634,8	487,6	208,5
CH ₄	26,1	18,6	11,1	6,0	4,9	2,8
N ₂ O	12,4	12,1	11,8	9,9	7,1	4,0
Summe	899,6	829,7	756,0	650,7	499,6	215,3
Min gg. 1990 in %	13,13%	19,87%	27,00%	37,16%	51,76%	79,21%

KWK-Stromerzeugung in TWh (netto)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
öffentliche KWK	34,2	46,7	51,2	59,3	63,0	58,0
- Heizkraftwerke	30,4	41,2	44,1	49,2	51,7	46,8
- BHKW	3,8	5,6	7,2	10,1	11,3	11,2
Objektversorgung (BZ/BHKW)	0,0	0,0	0,2	1,6	3,7	6,9
industrielle KWK	38,3	57,1	63,0	68,5	80,7	70,7
Summe	72,5	103,8	114,4	129,4	147,4	135,6
nach AGFW-Methodik	50,4	103,8	114,4	129,4	147,4	135,6
Anteil an der Nettostromerzeugung	9,8%	20,1%	21,5%	24,1%	28,8%	17,5%

Struktur der KWK-Stromerzeugung in TWh (netto)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Steinkohle	22,5	30,9	32,2	31,1	27,6	0,0
Braunkohle	8,7	12,6	13,3	11,4	8,4	0,0
HEL/HS	3,5	4,6	4,6	4,4	2,8	3,2
Erdgas	35,5	50,7	55,8	62,3	87,2	109,3
Müll	1,8	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6
Andere Brennstoffe	0,6	2,9	6,4	18,3	19,7	21,4
Summe	72,5	103,8	114,4	129,4	147,4	135,6

Spezifische Werte						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Bevölkerung (Mio.)	82	82,05	82,1	80,8	77,9	67,8
BIP (MRD DM ₉₈)	3673,5	4151,15	4628,8	5471,4	6238,3	7574,2
Erwerbstätige (Mio.)	37,54	37,59	37,62	37,727	34,889	29,613
Wohnfläche (Mio. m ²)	3154	3492	3733	4142	4231	3972
Personenkilometer (Mrd. Pkm)	941	1029	1091	1138	1139	1027
Tonnenkilometer (Mrd tkm)	454	543	607	732	839	964
PEV pro Kopf (GJ/EW)	177,1	169,5	161,8	147,3	140,9	166,0
BIP/PEV (DM ₉₈ /GJ)	253,0	298,5	348,5	459,6	568,2	673,0
PEV/BIP (MJ/DM ₉₈)	4,0	3,4	2,9	2,2	1,8	1,5
EEV GHD/Erwerbstätigen (GJ/pers.)	42,0	41,1	38,7	34,8	35,3	36,9
EEV HH/m ² Wohnfläche (MJ/m ²)	881,1	785,6	679,0	552,0	483,9	415,6
EEV PV/Pkm (kJ/Pkm)	2,06	1,91	1,71	1,43	1,23	0,81
EEV GV/tkm (kJ/tkm)	1,85	1,58	1,45	1,15	0,94	0,59
Energieimportabhängigkeit	73,4%	77,6%	81,4%	81,9%	84,5%	88,2%
abgebrannte Brennelemente (t SM/a)	272,3	272,4	268,0	218,7	345,1	976,5
spez. Anfall (m ³ /Einwohner*a)	0,0000033	0,0000033	0,0000033	0,0000027	0,0000044	0,0000144
Radioaktive Abfälle						
- mit hoher Wärmeentwicklung (m ³ /a)	182,2	182,2	179,3	146,3	230,8	653,1
- mit geringer Wärmeentwicklung (m ³ /a)	1669,3	1681,6	1654,6	1350,2	2130,6	6028,8
(spez. Werte nach IER-Angaben)						
spez. CO ₂ -Emissionen Stromerzeugung (kg CO ₂ /kWh, inkl. KWK-Gutschrift)	0,603	0,488	0,432	0,370	0,218	0,045
CO ₂ /BIP (g/TDM ₉₈)	234,4	192,5	158,4	116,0	78,2	27,5
CO ₂ /PEV (t/GJ)	0,059	0,057	0,055	0,053	0,044	0,019
CO ₂ /Kopf (t/EW)	10,5	9,7	8,9	7,9	6,3	3,1
PEV-Effizienzsteigerung						
%/a zu Bezugsjahr vorher		2,33%	3,05%	2,73%	2,10%	0,84%
%/a zu 1998		2,33%	2,63%	2,68%	2,50%	1,86%
Endenergie %/a zu Bezugsjahr vorher		1,55%	2,99%	2,51%	2,16%	2,08%
%/a zu 1998		1,55%	2,15%	2,31%	2,27%	2,20%

Mehrkosten gg. Trend (Mrd. DM/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. DM)	-2,11	-3,50	-3,50	-3,05	6,14	23,19
kumulierte Mehrkosten (Mrd. DM)	-6,32	-21,03	-52,96	-32,47	275,37	
kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. DM ₉₈)	-5,06	-14,95	-31,19	-25,19	30,18	

Mehrkosten gg. Trend (Mrd. EUR/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. e)	-1,08	-1,79	-1,56	3,14	11,86	
kumulierte Mehrkosten (Mrd. E)	-3,23	-10,75	-27,08	-16,60	140,79	
kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. e ₉₈)	-2,59	-7,64	-15,95	-12,88	15,43	

externe Kosten gg. Trend (Mrd. EUR/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Wärme		0,43	-0,83	-3,50	-6,38	-8,53
Strom		1,62	4,67	82,85	382,04	1103,74
Verkehr		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Klimawandel		-116,73	-114,62	-115,31	-113,41	-97,41
Summe		-114,69	-110,78	-35,96	262,25	997,80

externe Kosten gg. Trend (Mrd. EUR/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. e)	-114,69	-110,78	-35,96	262,25	997,80	
kumulierte Mehrkosten (Mrd. E)	-698,85	-1260,57	-1956,85	-676,30	12292,01	
kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. e ₉₈)	-587,51	-967,77	-1332,75	-927,42	1400,63	

Mehrkosten gg. Trend, inkl. externe Kosten (Mrd. EUR/a)						
	1998	2005	2010	2020	2030	2050
Mehrkosten Bezugsjahr (Mrd. e)	-115,76	-112,57	-37,52	265,39	1009,66	
kumulierte Mehrkosten (Mrd. E)	-702,08	-1271,32	-1983,93	-692,90	12432,80	

kum. abdiskontierte Mehrkosten (Mrd. € ₉₉)	-590,10	-975,41	-1348,70	-940,30	1416,07
--	---------	---------	----------	---------	---------

Anmerkung zur Interpretation der Kennwerte: Bei einer Betrachtung der primärenergieseitigen Effizienzsteigerungsraten im Vergleich zu den jeweiligen endenergieseitigen Einsparraten kommt am Ende des Betrachtungszeitraums verstärkt zum Tragen, dass Wasserstoffbereitstellung kompensierend auf den Einspareffekt auswirkt. Entscheidend hierfür sind die Umwandlungswirkungsgrade der Endenergie Wasserstoff und der für diese maßgeblichen Primärenergie Kernenergie oder erneuerbare Energien in der Stromerzeugung und der Elektrolysekette. Hierdurch resultieren in den letzten beiden Jahrzehnten der Betrachtungsperiode mit deutlich unterhalb von geringere Effizienzsteigerungsraten als im Trend