

Endbericht

**Analyse nachhaltiger
Entwicklungen der
Energieversorgung in
Deutschland und ihre
regionalen
Auswirkungen auf
Bayern mit besonderer
Berücksichtigung der
Konsequenzen des
Kernenergieausstiegs**

U. Fahl, U. Remme, M. Blesl, A. Voß

April 2003

**Analyse nachhaltiger Entwicklungen der Energieversorgung
in Deutschland und ihre regionalen Auswirkungen
auf Bayern mit besonderer Berücksichtigung der
Konsequenzen des Kernenergieausstiegs**

Gutachten im Auftrag des
Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Verkehr und Technologie

U. Fahl, U. Remme, M. Blesl, A. Voß

April 2003

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Abteilung Energiewirtschaft und Systemtechnische Analysen (ESA)
Dr. U. Fahl

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	1
Teil I: Einleitung und Zielsetzung.....	11
Teil II: Ergebnisse der Arbeit der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages.....	15
Teil III: Sensitivitätsanalysen für Deutschland	33
Teil IV: Analyse und Abschätzung gesamtwirtschaftlicher Effekte	43
Teil V: Übertragung der Bundesenquete-Szenarien für Deutschland auf Bayern.....	51
Teil VI: Vergleich der Ergebnisse der Bundesenquete-Szenarien für Bayern mit den Arbeiten des Energiedialog Bayern	91
Teil VII: Vergleich der Ergebnisse des Energiedialog Bayern mit dem Energiebericht des BMWi.....	101

Kurzfassung

Die Untersuchung „Analyse nachhaltiger Entwicklungen der Energieversorgung in Deutschland und ihre Auswirkungen auf Bayern mit besonderer Berücksichtigung der Konsequenzen eines Kernenergieausstiegs“ hat zum Ziel, anhand eines Vergleichs verschiedener Szenarien Wege der Entwicklung der zukünftigen Energieversorgung Deutschlands im Hinblick auf ihre Verträglichkeit mit dem Leitbild der „Nachhaltigen Entwicklung“ quantitativ zu untersuchen, um damit für den politischen Diskussionsprozess über die zukünftige Energiepolitik eine belastbare, an wissenschaftlich-systematischen Kriterien orientierte Diskussionsgrundlage zu schaffen. Dabei sollen auch die regionalen Auswirkungen hinsichtlich der Struktur der Stromerzeugung in Bayern mit analysiert werden. Dies gilt insbesondere für die wirtschaftlichen und umweltseitigen Auswirkungen eines Auslaufens der Kernenergienutzung. Die inhaltliche Struktur des Gutachtens und die dabei betrachteten Szenarien zeigt Abbildung 1.

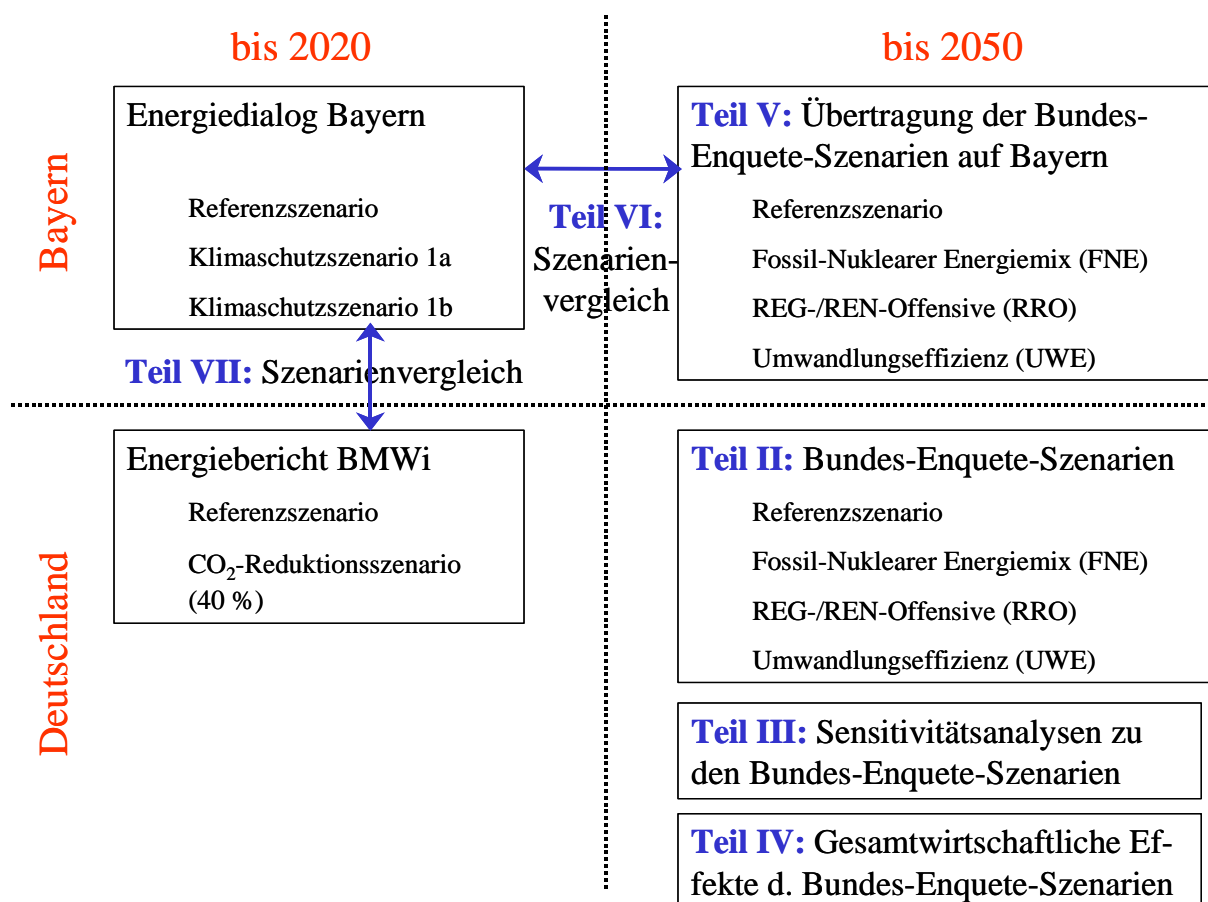


Abbildung 1: Struktur der Inhalte des Gutachtens

Ausgangspunkt der Untersuchungen ist die Frage, wie sich die im Rahmen des Energiedialog Bayern für Bayern erstellten Szenarien in gesamtdeutsche Festlegungen der Energiepolitik bzw. in die dazu erstellten Bundesszenarien einfügen. Hierzu werden auf Bundesebene die Szenarien herangezogen, die das IER Stuttgart im Auftrag der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages erstellt hat. Diese Szenarien werden im Rahmen der vorliegenden Untersuchung zunächst mittels Sensitivitätsanalysen abgesichert. Zudem erfolgt noch eine Analyse und Abschätzung der gesamtwirtschaftlichen Effekte dieser Bundesszenarien hinsichtlich Beschäftigung, Wirtschaftsentwicklung und Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie.

Darauf aufbauend werden die Bundesszenarien unter Berücksichtigung regionalspezifischer Gegebenheiten auf Bayern übertragen und analysiert. Dabei erfolgt im Besonderen eine regionale Betrachtung für die Stromerzeugung in Bayern, die, aufbauend auf den Szenarioergebnissen für Deutschland, insbesondere die Rolle der Kernenergie und Fragen der Versorgungssicherheit im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung des Energiesystems beinhaltet. Die hieraus abgeleiteten Aussagen für Bayern werden den Ergebnissen der Szenariorechnungen gegenübergestellt, die im Rahmen des Energiedialog Bayern speziell für Bayern durchgeführt wurden. Schließlich erfolgt abschließend ein Vergleich der Szenarioergebnisse des Energiedialog Bayern hinsichtlich der Kosten des Klimaschutzes mit den entsprechenden Szenarioergebnissen aus dem Energiebericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) „Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung“ für Deutschland.

Die aus diesen einzelnen Arbeitsschritten resultierenden Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen.

A. Analysen für Deutschland

Im Rahmen der Untersuchungen für die Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages wurden neben einem Referenzszenario drei Klimaschutzszenarien betrachtet, die von einer Reduktion des Treibhausgasausstoßes in Deutschland bis zum Jahr 2050 um 80 % gegenüber 1990 ausgehen (–21 % bis 2010, –35 % bis 2020, –50 % bis 2030, –65 % bis 2040):

- Im Klimaschutzszenario „Umwandlungseffizienz“ (UWE) (besser charakterisiert als „Klimaverträgliche Kohlenutzung“), stehen Effizienzsteigerung beim Einsatz fossiler Energieträger und Abbau von Hemmnissen bei der Ausschöpfung wirtschaftlicher Energieeinsparpotentiale (z. B. auch durch intensivierete KWK-Nutzung) im Vordergrund. Das anfallende CO₂ kann mit Hilfe dann vorhandener Technologien in geologischen Formationen eingelagert werden. Die Nutzung der Kernenergie wird beendet auf Basis der gesetzlichen Regelungen.

- Im Szenario „REG-/REN-Offensive“ (RRO) soll die Energieversorgung vornehmlich auf der Basis erneuerbarer Energiequellen erfolgen sowie durch eine forcierte Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen. Dabei sollen bis 2050 etwa 50 % des Primärenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Auch hier endet die Nutzung der Kernenergie auf der Basis der gesetzlichen Regelungen
- Im Szenario „Fossil-Nuklearer Energiemix“ (FNE) werden die ökologischen Nachhaltigkeitsziele unter besonderer Berücksichtigung der ökonomischen Randbedingungen in liberalisierten wettbewerblichen Märkten erreicht. Es erfolgt durch den Staat keine Technologievorgabe, d. h., auch der Bau von neuen Kernkraftwerken ab 2010 ist möglich.

Die auf dieser Basis im Rahmen des vorliegenden Gutachtens durchgeführten Analysen führen zu folgenden Schlussfolgerungen:

1. Die durchgeführten Sensitivitätsanalysen zu den erstellten Bundesszenarien hinsichtlich
 - Zusammenhang zwischen Klimaschutz und ökonomischen Zusatzbelastungen,
 - alternativer Energiepreisentwicklung auf den internationalen Märkten,
 - Variation der Bevölkerungsentwicklung in Deutschland sowie
 - alternativer Annahmen über Kostenentwicklungen insbesondere bei den Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien

bestätigen mit Nachdruck die Ergebnisse der Enquete-Szenarien, dass eine Nichtnutzung der Kernenergie bei gleichzeitig verstärkten Klimaschutzbemühungen zur Einhaltung von Treibhausgas-Minderungszielen zu erheblichen energieseitigen Kostenbelastungen führt, die den Energiestandort Deutschland gefährden. Dies gilt selbst unter der Annahme erheblicher Effizienzsteigerungen in allen Bereichen der Energieumwandlung und –nutzung sowie deutlicher Kostensenkungen bei den Techniken zur Nutzung neuer erneuerbarer Energien.

2. Die ermittelten energieseitigen Kostenunterschiede stellen auch einen geeigneten Indikator für die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der unterschiedlichen Szenarien im Vergleich dar, da Kosten bzw. Preise in einem volkswirtschaftlichen System ein Maß für die Inanspruchnahme knapper Ressourcen darstellen. Geringere Kosten bei gleichem Nutzen bedeuten eine ökonomisch effizientere und damit volkswirtschaftlich ressourcenschonendere Lösung. In diesem Sinne geben die (unter Berücksichtigung externer Kosten) ermittelten kumulierten Differenzkosten im Energiebereich bis zum Jahr 2050 von bis zu 1500 Mrd. Euro₉₈ für Deutschland einen Hinweis auf die möglichen

chen gesamtwirtschaftlichen Verluste, die bei nicht effizienter Klimaschutzpolitik, z. B. bei verstärkten Klimaschutzbemühungen ohne die Option Kernenergie, auftreten können. Die möglichen gesamtwirtschaftlichen Verluste, bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt, können dabei nochmals um den Faktor 2 bis 6 höher ausfallen als die direkten energieseitigen Mehrkosten .

3. Zwar können kurzfristig mit Maßnahmen zum Ersatz der wegfallenden Kernenergie positive Effekte auf die Beschäftigung ausgelöst werden. Längerfristig haben aber die sich im Rückgang des Bruttoinlandsprodukts widerspiegelnden sektoralen Produktionsrückgänge negative Auswirkungen auf die Beschäftigungssituation in Form von steigenden Arbeitslosenzahlen. Bezüglich der Beschäftigungswirkungen ist es insoweit zwingend erforderlich, die zumeist nur partiell (für einzelne Sektoren oder Entwicklungsphasen) betrachteten Effekte in einem größeren Gesamtzusammenhang zu analysieren.
4. Aus heutiger Sicht stehen in Deutschland Optionen zur Treibhausgasminderung zur Verfügung, die es in den nächsten Jahrzehnten erlauben, sehr weitgehende Emissionsminderungen im Energiebereich ökonomieverträglich zu erreichen. Wird mit der Kernenergie auf eine der wesentlichen Optionen verzichtet, so entsteht bzw. verschärft sich der Zielkonflikt zwischen den ökologischen und den ökonomischen Zielen einer nachhaltigen Energieversorgung. Unter diesen Randbedingungen gefährdet ein Festhalten an ambitionierten nationalen Klimaschutzziele den Wirtschaftsstandort Deutschland und die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie.

B. Übertragung der Szenarioanalysen für Deutschland auf Bayern

Die Übertragung der Ergebnisse der Szenarioanalysen für Deutschland auf die Situation in Bayern erfolgt in vier Analyseschritten. Zunächst wird die Energie-Nachfrageentwicklung in Deutschland in den einzelnen Verbrauchsbereichen auf Bayern übertragen. Dabei wird unterstellt, dass die prozentualen Anteile Bayerns am jeweiligen Endenergieverbrauch in Deutschland auf der Basis des Jahres 1999 konstant bleiben. Im zweiten Schritt wird die Annahme getroffen, dass die Entwicklung der einzelnen Energieträger in den verschiedenen Verbrauchsbereichen in Bayern analog zur Entwicklung in den jeweiligen Szenarien für Deutschland erfolgt, ebenfalls ausgehend von den Werten des Jahres 1999. Zusätzlich ist unterstellt, dass sich die weitere Nutzung erneuerbarer Energieträger in Bayern entsprechend den Anteilen Bayerns am jeweiligen technischen Potenzial in Deutschland entwickelt. Dies gilt auch für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.

Für die Stromerzeugung wird weiterhin unterstellt, dass die Nutzung der Kernenergie entsprechend der jeweiligen Szenariophilosophie ausläuft bzw. weiter möglich ist. Der Stromimportsaldo aus nicht-erneuerbaren Energieträgern soll entsprechend dem Ergänzungsgutach-

ten zur Energieverbrauchsprognose für Bayern im Jahr 2010 maximal 6,33 TWh/a und im Jahr 2020 und danach maximal 5,25 TWh/a betragen. Des Weiteren soll der Anteil Bayerns am Stromimport aus erneuerbaren Energien nach Deutschland dem Anteil Bayerns am jeweiligen deutschen Nettostromverbrauch entsprechen. Schließlich wird die dann noch verbleibende Stromerzeugung entsprechend der Entwicklung in den Szenarien für Deutschland und ausgehend von den Verhältnissen im Jahr 1999 auf Steinkohle und auf Erdgas aufgeteilt.

Zuletzt erfolgt im vierten Arbeitsschritt eine Bilanzierung der Entwicklungen in den einzelnen Sektoren des Endenergieverbrauchs und der Stromerzeugung unter Berücksichtigung der sonstigen Umwandlungsbereiche und des nichtenergetischen Verbrauchs hin zum Primärenergieverbrauch in Bayern. Die auf diese Weise erzielten Szenarioergebnisse für Bayern werden in Kurzform auch als „Bundesenquete-Szenarien für Bayern“ bezeichnet. Die umweltseitige Bewertung dieser auf Bayern übertragenen Szenarientwicklungen beschränkt sich auf die energiebedingten CO₂-Emissionen. Schließlich werden aus den verschiedenen Szenarioanalysen für Deutschland die jeweiligen Differenzkosten zum Referenzszenario auf Bayern übertragen. Dabei wird unterstellt, dass die zum jeweiligen Zeitpunkt ermittelten durchschnittlichen CO₂-Minderungskosten für Deutschland, ermittelt aus den Differenzkosten und den Emissionsminderungen gegenüber dem Referenzszenario, auch für Bayern angewandt werden können.

Zu betonen ist, dass die hier skizzierte Übertragung von Entwicklungsszenarien für Deutschland auf Bayern, die nicht alle energierelevanten regionalen Besonderheiten berücksichtigen kann, nur eine erste Orientierung liefert. Sie kann eine eigenständige Szenarioanalyse der spezifischen bayerischen Situation nicht ersetzen. Sie ermöglicht jedoch Tendenzaussagen, wie sich unterschiedliche gesamtdeutsche Klimaschutz- und Energieversorgungsstrategien hinsichtlich der Stromerzeugungs- und Energieversorgungsstrukturen in Bayern auswirken können. Als wesentliche Aussagen lassen sich festhalten:

1. Aufgrund der unterschiedlichen Ausgangssituation bezüglich der spezifischen CO₂-Emissionen (je Einheit Bruttoinlandsprodukt und je Einwohner), der Nutzung der Kernenergie, der Potenziale an erneuerbaren Energiequellen und der Energieintensität ergibt die Übertragung der Bundesszenarien auf Bayern bei einer gesamtwirtschaftlich optimierten, kosteneffizienten Verteilung der Reduktionsnotwendigkeiten für Bayern eine prozentual geringere CO₂-Emissionsminderung als für Deutschland. Bei einem Ausstieg aus der Kernenergie wäre mittelfristig sogar ein Anstieg der CO₂-Emissionen in Bayern zu erwarten. Die im Energiedialog Bayern formulierten Minderungsziele bezüglich der CO₂-Emissionen von derzeit 90 Mio. t auf 80 Mio. t in 2010 und 70 Mio. t CO₂ in 2020 werden bei allen Bundesszenarien, übertragen auf Bayern, deutlich verfehlt.
2. Zudem zeigt sich für Bayern, dass – bei Umsetzung der Kernenergieausstiegsvereinbarung – mit der Außerbetriebnahme des Kernkraftwerkes Isar 1 (rechnerisch ca. 2013)

sehr schnell für Ersatz bei der Strombereitstellung gesorgt werden muss. Dies kann durch Kraftwerkszubau in Bayern erfolgen, wobei dann aber bald Entscheidungen bezüglich Standortwahl, Kraftwerksart und behördlichem Verfahren zu treffen wären. Eine Alternative dazu besteht angesichts der nur sehr langsam erschließbaren und mit hohen Kostenaufwendungen verbundenen Potentiale der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nur in einem noch höheren, weit über dem Durchschnitt der letzten Jahre liegenden Stromimport. Ob ein solcher Strombezug in größerem Umfang möglich wäre, wäre insbesondere auch unter Gesichtspunkten der Versorgungssicherheit durch Analysen der Transportmöglichkeiten zu prüfen. Die derzeitige Regelung der Netznutzungsentgelte, die solche zusätzlichen großen Stromtransporterfordernisse nur unzureichend berücksichtigt, wäre dabei ebenso zu hinterfragen wie die Strombeschaffungskosten frei Grenze. Es ist davon auszugehen, dass für einen Ersatz der bisherigen Stromerzeugung aus Kernenergie ein erheblicher Ausbau der Transportkapazitäten erforderlich wäre. Zudem gingen damit die mit der Stromerzeugung im Freistaat verbundenen Wertschöpfungen, Investitionen und Arbeitsplätze verloren; die zusätzlichen Importe würden auch eine Verschlechterung des Saldos der Leistungsbilanz verursachen.

3. Der Straßenverkehr hat in Bayern als Flächenstaat einen höheren Anteil am Endenergieverbrauch als im Bundesdurchschnitt. Da die im Verkehr bislang diskutierten CO₂-Minderungsoptionen aber aus gesamtwirtschaftlicher Sicht vergleichsweise zu den teuersten zählen, ist es hier zunächst primäre Aufgabe, die Forschung und Entwicklung von Möglichkeiten einer klimaverträglicheren Ausgestaltung zu verstärken. Weitere wichtige Verbrauchsgruppen, bei denen Bayern einen höheren Anteil am gesamtdeutschen Energieverbrauch aufweist, sind das Papiergewerbe, der Fahrzeugbau und der Maschinenbau sowie das Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. Ein einseitige oder überproportionale Belastung dieser Sektoren im Rahmen eines gesamtdeutschen Klimaschutzregimes, wie es sich u. a. im Rahmen der nicht primär auf Kosteneffizienz ausgerichteten Klimaschutzszenarien REG-/REN-Offensive (RRO) und Umwandlungseffizienz (UWE) ergeben würde, würde für Bayern besonders negative Auswirkungen mit sich bringen.
4. Bei den erneuerbaren Energien würde sich für Bayern neben der Wasserkraft und der Biomasse wohl eine Orientierung auf die Geothermie anbieten, die längerfristig nach den Ergebnissen der Enquete-Kommission sowohl bei der Stromerzeugung als auch im Wärmemarkt eine große Bedeutung erlangen kann. Hier könnten die Verhältnisse in Bayern für eine stärkere Nutzung sprechen. Beim derzeitigen technischen Entwicklungsstand sind hier bei einer Nutzung zur Stromerzeugung zunächst noch verstärkte Anstrengungen bei Forschung und Entwicklung zu leisten. Demgegenüber kann aufgrund der bereits absehbaren Marktnähe bei direkter Wärmenutzung bereits heute eine

breitere Anwendung z. B. durch staatliche Risikoübernahme bei den Bohrungen erreicht werden. Im Vergleich dazu werden in Bayern die nur begrenzt vorhandenen kostengünstigeren Windenergiepotenziale bereits zu einem hohen Anteil genutzt, und auch bei der Photovoltaik steht Bayern bereits heute bundesweit an der Spitze.

C. Vergleich mit den Szenarioanalysen aus dem Energiedialog Bayern

Die aus den Szenarioanalysen für Deutschland auf Bayern übertragenen Szenarioergebnisse wurden den Szenariorechnungen gegenübergestellt, die im Rahmen des Energiedialog Bayern speziell für Bayern durchgeführt wurden. Bei dem auf Bayern übertragenen Bundesenquete-Referenzszenario ergeben sich sowohl beim Verbrauch an End- und Primärenergie, als auch bei den energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2010 zwischen 6,8 und 8,9 % und in 2020 zwischen 8,5 und 10,4 % höhere Werte als im Referenzszenario des Energiedialog Bayern. Darin zeigt sich, dass im Referenzszenario des Energiedialog Bayern bereits höhere Energieeffizienzfortschritte durch die verstärkte Nutzung von Energieeinsparpotenzialen unterstellt sind.

Im Rahmen des Energiedialog Bayern wurden zusätzlich zum Referenzszenario zwei Klimaschutzszenarien betrachtet, von denen das eine (Klimaschutzszenario 1a) das CO₂-Minderungsziel u. a. mit Kernenergie, das andere (Klimaschutzszenario 1b) das gleiche Ziel bei Kernenergieausstieg erreichen soll. Demgegenüber wurden von den Bundesenquete-Szenarien die drei vorgenannten Klimaschutzszenarien (Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE), Umwandlungseffizienz (UWE), REG-/REN-Offensive (RRO)) auf Bayern übertragen. Es zeigt sich, dass das Klimaschutzszenario 1a (mit Kernenergienutzung) des Energiedialog Bayern von der Szenariophilosophie her im wesentlichen mit den Ansätzen des Bundesenquete-Szenarios Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) übereinstimmt. Für das Klimaschutzszenario 1b (Auslaufen der Kernenergienutzung) des Energiedialog Bayern finden sich viele Parallelen im Bundesenquete-Szenario REG-/REN-Offensive (RRO).

Allerdings sind die CO₂-Minderungen, die für Bayern in den Szenarien jeweils erreicht bzw. vorgegeben werden, unterschiedlich. Nach den auf Bayern übertragenen Bundesenquete-Szenarien würden sich im Jahr 2010 im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) energiebedingte CO₂-Emissionen in Bayern von 86,9 Mio. t CO₂ und im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) von 82,3 Mio. t CO₂ ergeben, während für die beiden Klimaschutzszenarien des Energiedialog Bayern ein Zielwert der CO₂-Emissionen in 2010 von nur 80 Mio. t vorgegeben ist. Die entsprechenden Werte für das Jahr 2020 betragen für Bayern beim Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) 82,4 Mio. t CO₂ bzw. beim Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) 92,2 Mio. t CO₂, in den beiden Klimaschutzszenarien des Energiedialog Bayern hingegen 70 Mio. t.

Zudem ist zu beachten, dass in den Szenarien des Energiedialog Bayern trotz niedrigerer CO₂-Zielwerte ein höheres gesamtwirtschaftliches Wachstum für Bayern angenommen wurde, als es sich vergleichsweise bei Übertragung der Bundesenquete-Annahmen auf Bayern ergeben würde. Bezogen jeweils auf diese unterschiedlichen Annahmen des Bruttoinlandsprodukts (BIP) stellen sich die Szenarien-Unterschiede bei der CO₂-Minderung in Bayern noch deutlicher dar. So werden je Mio. Euro₉₅ BIP, ausgehend von 275,4 t CO₂ im Jahr 1999, im Bundesenquete-Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) für Bayern in 2005 noch 241,9 t CO₂, im Jahr 2010 dann 204,1 t CO₂ und in 2020 schließlich 193,4 t CO₂ emittiert. Dagegen betragen die vergleichbaren Werte im Klimaschutzszenario 1b des Energiedialog Bayern nur 220,9 t CO₂ im Jahr 2005, 192,7 t CO₂ in 2010 und 137,7 t CO₂ im Jahr 2020. Die CO₂-Intensität des BIP ist damit im Szenario 1b des Energiedialog Bayern in 2005 um 9 %, in 2010 um 6 % und in 2020 schließlich um 29 % niedriger als in dem auf Bayern übertragenen Bundesenquete-Szenario REG/REN-Offensive.

Diese unterschiedlichen CO₂-Minderungen bzw. CO₂-Intensitäten des BIP bis 2020 in den Szenarien erschweren einen Vergleich der jeweils ermittelten Kosten, erklären aber ansatzweise, warum die bis 2020 kumulierten Differenzkosten gegenüber dem jeweiligen Referenzszenario im Szenario 1b des Energiedialog Bayern um 21 Mrd. Euro₉₈ höher liegen als bei den auf Bayern übertragenen Bundesenquete-Szenarien. Damit wird deutlich, dass die Höhe der vorgegebenen Minderungsziele neben den zur Verfügung stehenden Minderungsoptionen eine wesentliche Bedeutung für die Höhe der anfallenden Kostenbelastungen von Klimaschutzstrategien aufweist.

D. Vergleich der Szenarien des Energiedialog Bayern und des Energieberichts des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi)

Nahezu zeitgleich mit dem Energiedialog Bayern hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Oktober 2001 den Energiebericht „Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung“ veröffentlicht. Hierin wird, ebenfalls neben einem sog. Referenzszenario, ein CO₂-Reduktionsszenario für Deutschland mit einem Minderungsziel von 40 % im Jahr 2020 gegenüber 1990 dargestellt. Über den Zeitraum von 2000 bis 2020 errechnen sich für das CO₂-Reduktionsszenario kumulierte Zusatzkosten von etwa 256 Mrd. Euro (500 Md. DM), wobei beide Szenarien von einem Auslaufen der Kernenergienutzung in Deutschland ausgehen.

Im Rahmen der Szenarioanalysen des Energiedialog Bayern werden demgegenüber für Bayern im Klimaschutzszenario 1a (mit Kernenergienutzung) kumulierte Kosteneinsparungen bis 2020 gegenüber dem Referenzszenario von 51,5 Mrd. Euro (100,8 Mrd. DM) ausgewiesen und für das Klimaschutzszenario 1b (Auslaufen der Kernenergienutzung) kumulierte Zusatzkosten von 31,2 Mrd. Euro (61,0 Mrd. DM) ermittelt. Damit betragen die Kostenunterschiede

zwischen den beiden Klimaschutzszenarien des Energiedialogs Bayern ca. 83 Mrd. Euro oder rund 162 Mrd. DM.

Zu dem Klimaschutzszenario 1a des Energiedialog Bayern findet sich im Energiebericht des BMWi kein vergleichbares Szenario, so dass sich ein Vergleich zum einen auf die jeweiligen Referenzszenarien und zum andern auf das CO₂-Reduktionsszenario Deutschland mit dem Klimaschutzszenario 1b des Energiedialogs Bayern beschränken muss, die beide den Kernenergieausstieg zugrundelegen.

Wenn man die durch die Wiedervereinigung bedingte energiebezogene CO₂-Minderung in Deutschland einmal außen vor lässt, so sind im CO₂-Reduktionsszenario für Deutschland Minderungserfordernisse gegenüber dem Jahr 1995 (876 Mio. t) von 170 Mio. t bzw. 19,3 % im Jahr 2010 und von 280 Mio. t bzw. 32,0 % in 2020 zu leisten. Für Bayern erfordern die Szenarien des Energiedialog Bayern gegenüber 1995 mit 80 Mio. t CO₂ in 2010 und 70 Mio. t CO₂ in 2020 eine Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen von 8,0 Mio. t bzw. 9,1 % im Jahr 2010 und von 18,0 Mio. t bzw. 20,5 % in 2020. Rein prozentual hat es den Anschein, als müssten damit die unterstellten CO₂-Minderungen in den Szenarien des Energiedialog Bayern gegenüber 1995 einfacher zu erreichen sein als die im Energiebericht des BMWi vorgesehene CO₂-Minderung in Deutschland.

Der Vergleich berücksichtigt jedoch nicht, dass der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung in Bayern etwa doppelt so hoch ist wie in Deutschland, so dass ein zusätzlich notwendiger CO₂-neutraler Kernenergieersatz bei unterstelltem Ausstieg in Bayern wesentlich stärkere Anstrengungen erfordern würde als in Deutschland insgesamt. Dies wird wiederum durch die auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) bezogenen CO₂-Emissionen deutlich. Während die spezifischen CO₂-Emissionen im CO₂-Reduktionsszenario des BMWi-Energieberichts im Jahr 2020 in Deutschland immer noch bei 207,2 t CO₂ je Mio. Euro₉₅ BIP liegen, werden in dem Klimaschutzszenario 1b des Energiedialog Bayern je Mio. Euro₉₅ BIP nur 137,7 t CO₂ emittiert. Bezogen auf die CO₂-Intensität des BIP müssen damit im Klimaschutzszenario 1b des Energiedialog Bayern um 34 % niedrigere Emissionen erreicht werden als im CO₂-Reduktionsszenario des BMWi-Energieberichtes.

Zur Erreichung dieser wesentlich geringeren CO₂-Intensität des BIP wären für Deutschland entsprechend den Betrachtungen für Bayern ebenfalls deutlich höhere Kostenbelastungen anzusetzen. Aufgrund der progressiv ansteigenden CO₂-Minderungskosten bei verschärften Minderungszielen erscheinen damit die für Bayern ermittelten kumulierten gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten von 31,2 Mrd. Euro zwischen dem Klimaschutzszenario 1b und dem Referenzszenario im Vergleich zu den für Deutschland ermittelten Differenzkosten in Höhe von 256 Mrd. Euro eher niedrig und keinesfalls zu hoch. Ebenso bedeutet dies, dass der prozentuale Anteil Bayerns an den Gesamtkosten für Deutschland, der beim Vergleich der Szenarien mit 12,2 % etwas unterhalb des Bevölkerungsanteils Bayerns von 14,8 % in 1999 und deutlich unterhalb des BIP-Anteils Bayerns in 1999 von 17,1 % liegen würde, tendenziell in den spezifischen bayerischen Szenarien eher zu niedrig liegt. Diese Bewertung der Kosten-

differenzen gilt auch, wenn man berücksichtigt, dass ein Teil der Differenzkosten bei den Bundesszenarien auf nicht-kosteneffiziente Maßnahmen im Verkehr zurückzuführen ist, die in den spezifisch bayerischen Szenarien nicht unterstellt wurden.

E. Fazit

Die durchgeführten Analysen belegen schließlich die besondere Bedeutung der Kernenergie für die Stromerzeugung und eine klimaverträgliche Energieversorgung in Bayern. Es zeigt sich, dass bei einem Kernenergieverzicht sich der Zielkonflikt zwischen den ökonomischen und den ökologischen Zielen einer nachhaltigen Energieversorgung drastisch verschärft. Eine Umsetzung von mittel- und langfristigen Klimaschutzzielen wäre unter diesen Umständen mit einer Gefährdung des Wirtschafts- und Energiestandortes Bayern verbunden.

Teil I: Einleitung und Zielsetzung

Das Leitbild einer „nachhaltigen Entwicklung“ hat seit der Konferenz der Vereinten Nationen über Umwelt und Entwicklung in Rio 1992 breite Zustimmung gefunden. Es steht für einen Entwicklungspfad, der weitere wirtschaftliche Entwicklung und die Nutzung von Umwelt und Natur so verknüpft, dass den kommenden Generationen keine Lebens- und Entfaltungschancen vorenthalten werden und auch innerhalb einer Generation die Nutzungsrechte für Umwelt und Natur gerecht verteilt sind. Über eine diesem Leitbild gerechtwerdende Ausgestaltung der zukünftigen Energieversorgung in Deutschland existieren unterschiedliche, voneinander stark abweichende Vorstellungen. So z. B. bezeichnet die derzeitige Bundesregierung den Ausstieg aus der Kernenergie als einen Einstieg in eine nachhaltige Energieversorgung, ohne die Elemente einer nachhaltigen Energieversorgung genauer zu spezifizieren. Von einem Ausstieg aus der Kernenergienutzung wären Bundesländer wie Bayern in besonderem Maße betroffen, da hier derzeit rund 60 % der Bruttostromerzeugung in Kernkraftwerken erzeugt wird.

Angesichts der Bedeutung richtiger energiepolitischer Weichenstellungen für die Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung sowie insbesondere vor dem Hintergrund des Klimawandels, der Liberalisierung und Globalisierung der Energiemärkte kommt der Identifikation tragfähiger Entwicklungspfade der Energieversorgung in Deutschland in Richtung auf Nachhaltigkeit sowie der Rolle verschiedener Energieversorgungs- und -anwendungstechniken eine herausragende Bedeutung zu. Dies ist auch für regionale Entscheidungen, z. B. auf der Ebene von Bundesländern, von großer Wichtigkeit, da Fragen der Versorgungssicherheit, der Wettbewerbsfähigkeit sowie des Klima- und Umweltschutzes der Energiewirtschaft entscheidende Faktoren für die Zukunftsfähigkeit der regionalen Wirtschaftsstandorte darstellen.

Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel der vorliegenden Untersuchung „Analyse nachhaltiger Entwicklungen der Energieversorgung in Deutschland und ihre Auswirkungen auf Bayern mit besonderer Berücksichtigung der Konsequenzen eines Kernenergieausstiegs“, Wege der Entwicklung der zukünftigen Energieversorgung Deutschlands im Hinblick auf ihre Verträglichkeit mit dem Leitbild der „Nachhaltigen Entwicklung“ quantitativ zu untersuchen, um damit für den politischen Diskussionsprozess über die zukünftige Energiepolitik eine belastbare, an wissenschaftlich-systematischen Kriterien orientierte Diskussionsgrundlage zu schaffen. Dabei sollen auch die regionalen Auswirkungen hinsichtlich der Struktur der Stromerzeugung in Bayern mit analysiert werden. Dies gilt insbesondere für die wirtschaftlichen und umweltseitigen Auswirkungen eines Auslaufens der Kernenergienutzung. Mit der Studie wird zudem auch Maßnahmenvorschlägen aus dem Energiedialog Bayern entsprochen. Die inhaltliche Struktur des Gutachtens und die dabei betrachteten Szenarien zeigt Abbildung 1.

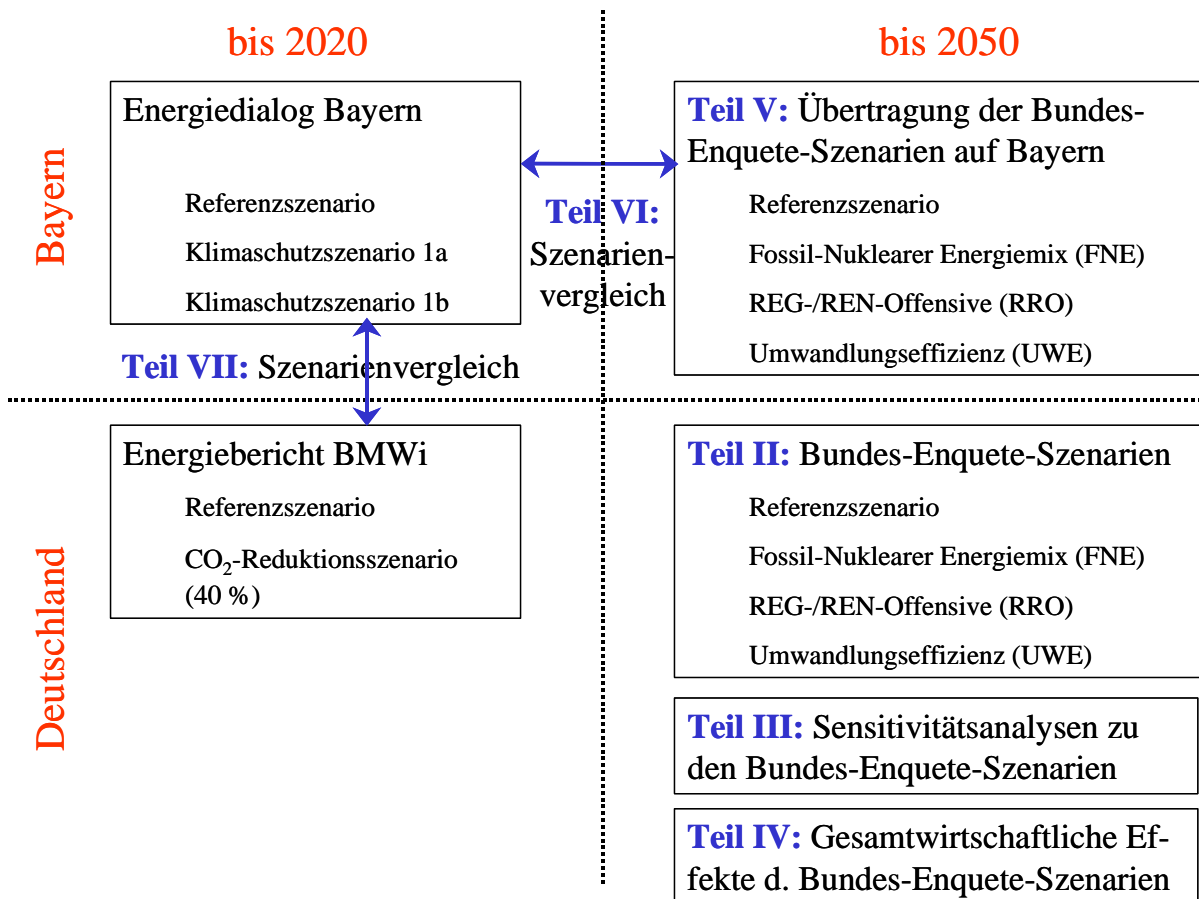


Abbildung 1: Struktur der Inhalte des Gutachtens

Die Bewertung der langfristigen Entwicklungspfade der Energieversorgung Deutschlands (unter Berücksichtigung ihrer europäischen und globalen Einbettung) erfolgt hier anhand der von der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages erarbeiteten Nachhaltigkeitskriterien, die sowohl die ökologische, als auch die wirtschaftliche und soziale Dimension von Nachhaltigkeit betreffen. Eine weitere Grundlage stellen die Szenarioanalysen dar, die das IER Stuttgart im Auftrag der Bundes-Enquete-Kommission erstellt hat. Diese Ausgangsbasis wird im Teil II der Untersuchung dargestellt.

Der Teil III widmet sich unsicheren Rahmenannahmen, die den Szenarioanalysen zugrunde liegen und diskutiert unterschiedliche Sensitivitätsanalysen. So werden alternative Klimaschutzziele betrachtet, so dass der Zusammenhang zwischen Klimaschutz auf der einen Seite und den ökonomischen Zusatzbelastungen auf der anderen Seite systematisch dargestellt werden kann. Ergänzend zu diesen Szenarien werden weitere Variationsrechnungen zur Identifikation der Auswirkungen unsicherer Rahmenannahmen und Verhaltensweisen durchgeführt, wie z. B. alternative Energiepreisentwicklungen auf den internationalen Märkten, eine Variation der Bevölkerungsentwicklung oder eine Nutzung alternativer Technologiecharakterisierungen.

Darauf aufbauend beschäftigt sich der Teil IV mit einer Analyse und Abschätzung der gesamtwirtschaftlichen Effekte ausgewählter Szenarien. Hier erfolgt, aufbauend auf vorliegenden Untersuchungen zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten von Klimaschutz- und Nachhaltigkeitsszenarien, eine Analyse der Auswirkungen der im Teil II dargestellten Szenarien hinsichtlich Beschäftigung, Wirtschaftsentwicklung und Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie.

Im Teil V werden die Implikationen ausgewählter Szenarien Deutschlands auf Bayern analysiert. Es erfolgt eine regionale Betrachtung für die Stromerzeugung in Bayern, die, aufbauend auf den Szenarioergebnissen für Deutschland, insbesondere die Rolle der Kernenergie und Fragen der Versorgungssicherheit im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung des Energiesystems beinhaltet.

Daraufhin werden die aus den Szenarioergebnissen für Deutschland abgeleiteten Aussagen für Bayern den Ergebnissen der Szenariorechnungen gegenübergestellt, die im Rahmen des Energiedialog Bayern speziell für Bayern durchgeführt wurden (Teil VI). Schließlich erfolgt abschließend im Teil VII ein Vergleich der Analysen des Energiedialog Bayern hinsichtlich der Kosten von Klimaschutzszenarien mit den Aussagen für Deutschland aus dem Energiebericht „Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

Teil II: Ergebnisse der Arbeit der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages

1 Die Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages

Mit der Konferenz der Vereinten Nationen für Umwelt und Entwicklung in Rio de Janeiro im Jahre 1992 wurde das Ziel einer „Nachhaltigen Entwicklung“, d. h. wirtschaftliche und soziale Belange sowie die Erhaltung der natürlichen Lebensgrundlagen miteinander in Einklang zu bringen, als Leitlinie für die zukünftige Entwicklung der Welt allgemein anerkannt. Alle in Rio beteiligten Staaten haben sich dazu verpflichtet, im nationalen Rahmen konkrete Schritte für eine nachhaltige Entwicklung aufzuzeigen. Zehn Jahre nach Rio hat der Weltgipfel für Nachhaltige Entwicklung in Johannesburg Bilanz gezogen.

1.1 Entstehung und Auftrag der Kommission

Der 14. Deutsche Bundestag hatte vor diesem Hintergrund am 17. Februar 2000 mit den Stimmen der Fraktionen der SPD, der CDU/CSU, von Bündnis 90/DIE GRÜNEN und der FDP bei Stimmenthaltung der PDS die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ eingesetzt.

Die Bundes-Enquete-Kommission hatte dabei den Auftrag erhalten, mit Blick auf die Neunte Konferenz der Commission on Sustainable Development der Vereinten Nationen (CSD IX) im April 2001 (Verabschiedung einer UN-Strategie zu „Energie und nachhaltige Entwicklung“) und auf die Konferenz „Rio+10“ im Jahr 2002 in Johannesburg für den Energiebereich den Beitrag Deutschlands zur Umsetzung der Nachhaltigkeitsziele von Rio (Agenda 21) zu entwickeln. Im Zentrum sollten die kurz-, mittel- und langfristigen Klimaschutzziele, also das nationale CO₂-Minderungsziel von 25 % für das Jahr 2005, sowie die völkerrechtlichen Verpflichtungen Deutschlands im Rahmen des Kyoto-Prozesses und dessen Konkretisierung im EU-Kontext bis zum Jahr 2010 und die bis zum Jahr 2050 für erforderlich gehaltene Reduktion der Emissionen der Industriestaaten um bis zu 80 % stehen.

Dabei sollten Trends, Ziele und Gestaltungsspielräume national, europäisch und im globalen Rahmen aufgezeigt werden. Insbesondere ging es darum, Handlungsmöglichkeiten unter den veränderten Rahmenbedingungen von Globalisierung und Liberalisierung darzustellen.

1.2 Studien und Gutachten

Neben der Durchführung von öffentlichen Anhörungen zu unterschiedlichen Themenbereichen (z. B. Konkretisierung und Operationalisierung des Leitbildes Nachhaltige Entwicklung für das Aktivitätsfeld Energie, Klimawandel, Weltweite Entwicklung der Energienachfrage und der Ressourcenverfügbarkeit; Auswirkungen der Liberalisierung und der Globalisierung auf die Energiemärkte unter besonderer Berücksichtigung der EU-Osterweiterung) hat die Enquete-Kommission auch mehrere Studien und Gutachten zu ihrem Aufgabenkreis vergeben.

Das Hamburgische Weltwirtschafts-Archiv (HWWA) bearbeitete die Studie „WTO/-GATT – Rahmenbedingungen und Reformbedarf für die Energiepolitik sowie die Rolle der Entwicklungspolitik im Kontext einer außenhandels- und klimapolitischen Orientierung“. Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ging in dem Gutachten „Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte und ihre Auswirkungen auf die klimapolitischen Ziele“ der Frage nach, ob es aufgrund der Veränderungen auf dem Energiemarkt infolge der Liberalisierung zu einem Mehr- oder Minderbedarf von Energie kommt und inwieweit die Liberalisierungsauswirkungen den energie- und klimapolitischen Zielkonflikt beeinflussen.

In dem Gutachten des Öko-Instituts gemeinsam mit dem Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) „Instrumentenvergleich“ wurden die wesentlichen Ausprägungen, Einsatzbereiche, Vorbedingungen und Wirkungsmechanismen der Kyoto-Instrumente analysiert und miteinander verglichen. Das Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (FhG-ISI) und das Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE) erarbeiteten in der Studie „Systematisierung der Potenziale und Optionen“ eine detaillierte Analyse der langfristigen technischen Perspektiven der Energieversorgung und –nutzung, aufbauend auf den Vorarbeiten der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ der 11. Wahlperiode.

Mit dem Gutachten „Energieszenarien – Ausgestaltung einer nachhaltigen Energieversorgung im europäischen und globalen Kontext“ sollten die PROGNOSE AG (Basel), das Wuppertal-Institut für Umwelt, Klima, Energie und das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, im Rahmen einer quantitativen Szenarienanalyse mögliche Wege einer nachhaltigen Entwicklung des Energiesystems skizzieren, um für den politischen Willensbildungsprozess zur zukünftigen Energiepolitik eine belastbare, an wissenschaftlich-systematischen Kriterien orientierte Beratungsgrundlage zu schaffen. Die Szenarienanalysen sollten zur Bewertung von Entwicklungspfaden des Energiesystems herangezogen werden, die auf der Grundlage der von der Bundes-Enquete-Kommission erarbeiteten Nachhaltigkeitsindikatoren (vgl. Abschnitt 2) zu erfolgen hatte. Die Ergebnisse der Szenarioanalysen, die vom IER Stuttgart erarbeitet wurden, werden in Abschnitt 3 dargestellt.

1.3 Empfehlungen der Kommission

Wenn auch die Bundes-Enquete-Kommission in den Grundlagen der Diskussion um den Nachhaltigkeitsbegriff und dessen Konkretisierung für den Energiebereich sowie der Operationalisierung mittels Nachhaltigkeitsindikatoren (vgl. Abschnitt 2) noch weitgehend Einigung erzielen konnte, so sind bezüglich der aus den Arbeiten der Bundes-Enquete-Kommission abzuleitenden Strategien und Handlungsempfehlungen deutliche Unterschiede festzustellen.

Auf der einen Seite entwickelte die Regierungsmehrheit aus SPD und Bündnis 90/DIE GRÜNEN Strategien für eine nachhaltige Energiewirtschaft als langfristig angelegte Handlungsentwürfe. Hiernach wäre, um den Anforderungen der Klimaschutzes gerecht zu werden, eine grundlegende Veränderung des Energiesystems notwendig. Als unbeeinflussbare Rahmenbedingungen werden Globalisierung und Liberalisierung mit einigen Chancen und Risiken beschrieben. Dem Staat wird die Aufgabe zugewiesen, Wettbewerb zu ermöglichen, externe Effekte zu internalisieren, energiepolitische Ziele zu formulieren sowie die Marktergebnisse zu evaluieren und in Richtung Klima- und Ressourcenschutz zu korrigieren. Im Dienste der Umwelt und zur Erreichung sozialer Ziele soll re-reguliert werden.

In den von den Regierungsfractionen zusammengestellten Handlungsempfehlungen streben diese als Langfristziel ein nachhaltiges Energiesystem für das Jahr 2050 an. Im Prozess der Liberalisierung von Energiemärkten werden Chancen zur Umstrukturierung des Energiesystems gesehen. Allerdings seien „effektive staatliche Regulierungsmaßnahmen“ notwendig. Es wird die besondere Bedeutung nationaler Vorreiterrollen betont. Als wichtige strategische Ansätze und Instrumente des angestrebten Policy-Mix werden u. a. genannt:

- die Verpflichtung auf mittel- und langfristige ambitionierte Klimaschutzziele,
- die Gewährleistung von Wettbewerb im Liberalisierungsprozess,
- die Dezentralisierung der Versorgungsstruktur,
- eine Investitionsoffensive für umweltfreundliche Technologien (Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbare Energien),
- die Stärkung der Energieeffizienz und die Schaffung von Wettbewerb um Energiedienstleistungen,
- die Weiterentwicklung der Ökosteuer als aufkommensneutrales Instrument zur Internalisierung externer Kosten,
- die Beendigung des Euratom-Vertrages und sein Ersatz durch ein Energie-Kapitel,
- Ausstieg aus der Atomenergie in Osteuropa,
- Technologietransfer zur Erschließung von Exportmärkten.

Auf der anderen Seite lehnten die Oppositionsfraktionen von CDU/CSU und FDP den vorgeschlagenen stark maßnahmen- und technologieorientierten sowie interventionistischen Weg ab und schlugen als Nachhaltigkeitsstrategie eine Orientierung an den drei Dimensionen der Nachhaltigkeit in einem ausgewogenen Mix vor. Hierzu sei es Aufgabe des Staates in einer Konzeption nachhaltiger Energieversorgung, einen verlässlichen Rahmen zu setzen und Forschung und Entwicklung zu fördern. Darüber hinaus würde der Wettbewerb im Energiebereich über den Koordinationsprozess auf den Märkten Chancen bieten, zu einer bestmöglichen Verwendung knapper Ressourcen im Wirtschaftsprozess zu gelangen. Hier sollten sich alle verfügbaren Optionen dem Wettbewerb in einem unvoreingenommenen Vergleich stellen. Bezüglich der internationalen Einbindung seien die Auswirkungen nationaler Alleingänge auf die internationale Konkurrenzfähigkeit zu berücksichtigen, so dass ein zumindest EU-weit abgestimmtes Vorgehen notwendig erscheint. Dann könne es durch Effizienzsteigerungen in allen Bereichen der Energieanwendung aber auch bei der Energiebereitstellung und durch die Nutzung der Kernenergie gelingen, die ökologischen Ziele der Nachhaltigkeit, insbesondere hinsichtlich des Klimaschutzes, zu realisieren, ohne dass gleichzeitig die ökonomischen und sozialen Ziele der Nachhaltigkeit gefährdet würden.

2 SIENA – Standard-Indikatoren für Energie und Nachhaltigkeit

Nach der Brundtland Kommission ist „Nachhaltige Entwicklung“ eine Entwicklung, „die die Bedürfnisse der Gegenwart befriedigt, ohne zu riskieren, dass künftige Generationen ihre eigenen Bedürfnisse nicht befriedigen können“. Das Ziel einer nachhaltigen Entwicklung ist, die Verbesserung der ökonomischen und sozialen Lebensbedingungen aller Menschen, der heute und der zukünftig lebenden, mit der langfristigen Sicherung der natürlichen Lebensgrundlage in Einklang zu bringen. Damit beinhaltet das Leitbild „nachhaltige zukunftsfähige Entwicklung“ im Verständnis der Brundtland Kommission, wie auch der Rio-Deklaration, die Forderungen nach schonender Nutzung und Erhaltung der natürlichen Lebensgrundlagen (Life-Support-Systems), nach wirtschaftlicher Entwicklung und nach sozialer Entwicklung. Diese drei Forderungen werden auch als die drei Dimensionen – Ökonomie, Ökologie und Gesellschaft – einer nachhaltig zukunftsfähigen Entwicklung bezeichnet.

Um von der abstrakten Ebene der Definition der nachhaltig zukunftsfähigen Entwicklung und ihres Leitbildes zu empirisch überprüfbar und nachvollziehbaren Analysen der Biosphäre, Gesellschaft und Wirtschaft sowie ihrer Wechselwirkungen zu kommen, sind Indikatoren ein Hilfsmittel. Die Bundes-Enquete-Kommission hatte sich für ihre Arbeit eine Gruppe von Indikatoren ausgewählt, mit deren Hilfe der relative Beitrag einzelner technischer oder ökonomischer Optionen (z. B. der Energiebereitstellung) zu einer nachhaltigen Entwicklung vergleichbar gemacht werden sollte. Gleichzeitig sollten für das gesamte Energiesystem sowie seine soziale und wirtschaftliche Einbettung im Rahmen von Soll-Ist-Vergleichen oder

über generelle Entwicklungstrends Aussagen zur Nachhaltigkeitsentwicklung gemacht werden.

Der Satz an **S**tandard-**I**ndikatoren für **E**nergie und **N**achhaltigkeit (SIENA) umfasst die ökologische, die soziale und die wirtschaftliche Dimension der Nachhaltigkeit. Dabei sind die Indikatoren diesen Dimensionen nicht immer direkt zuzuordnen. Um zu schlüssigen Trendaussagen zu kommen, können die Indikatoren auch zueinander in Beziehung gesetzt werden. Tabelle 2-1 zeigt einen Auszug aus der Liste der Nachhaltigkeitsindikatoren, der mittels Technik- und Szenarioanalysen einer Quantifizierung unterzogen werden kann.

Tabelle 2-1: Nachhaltigkeitsindikatoren

Dimension	Wirkungsbereiche	Indikator	Einheit je Energieeinheit
ökologisch	Ressourceninanspruchnahme	erschöpfbare Energieträger	J bzw. kWh
		Aufwendungen an Kupfererz	kg
		Aufwendungen an Bauxit	kg
		Aufwendungen an Eisenerz	kg
	Klimabeeinflussung	Treibhauspotenzial	kg CO ₂ -Äquivalente
	Versauerung / Eutrophierung	Versauerungspotenzial	kg SO ₂ -Äquivalente
		Eutrophierungspotenzial	kg PO ₄ ³⁻ -Äquivalente
	Abfall	nicht-radioaktiver Haus- und Produktionsabfall	kg
		nicht-radioaktiver Bauabfall	kg
		nicht-radioaktiver Sonderabfall	kg
		radioaktiver wärmeentwickelnder Abfall	m ³
radioaktiver nicht-wärmeentwickelnder Abfall		m ³	
sozial	Gesundheitsauswirkungen	öffentliche Gesundheitsrisiken	YOLL (years of life loss)
		berufliche Gesundheitsrisiken	YOLL
ökonomisch	Kosten	betriebswirtschaftliche Kosten	EUR
		externe Kosten	EUR
		gesamtwirtschaftliche Kosten	EUR

3 Szenarioanalysen des IER Stuttgart

In der Szenarien-Studie von Prognos, Wuppertal-Institut und IER Stuttgart wurden neben einem einheitlichen Referenzszenario drei Szenarien in Modellkonkurrenz jeweils sowohl vom Wuppertal-Institut als auch dem IER Stuttgart analysiert, so dass hier der Enquete-Kommission bereits sieben Szenarioergebnisse zur Verfügung standen. Im Einzelnen handelt es sich jeweils um die drei Zielszenarien Umwandlungseffizienz (UWE), REG/REN-Offensive (RRO) und Fossil-nuklearer Energiemix (FNE) mit durch die Kommissionsmehrheit vorgegebenen Parametern für wichtige Energieumwandlungstechniken. Darüber hinaus wurden durch das IER Stuttgart in einer Variante 1 das Referenzszenario und die 3 Zielszenarien mit alter-

nativen technischen und ökonomischen Parametern für die Energieumwandlungstechniken analysiert und in einer Variante 2 die Auswirkungen einer solaren Vollversorgung bis zum Jahr 2050 auf der Basis des Szenarios REG-/REN-Offensive untersucht, so dass weitere fünf Szenarioergebnisse zu betrachten waren. In einer Variante 3 wurden wiederum sowohl durch das Wuppertal-Institut als auch durch das IER Stuttgart auf der Basis des Szenarios REG-/REN-Offensive die Effekte eines sofortigen Ausstiegs aus der Kernenergie betrachtet. In der Szenarien-Studie für die Enquete-Kommission wurden damit insgesamt vierzehn Szenarien berechnet. Von den zehn Szenarien, die dabei vom IER untersucht wurden, werden im Folgenden lediglich die vier Szenarien der Variante 1 betrachtet, da die anderen Szenarien entweder von den gesetzten Randbedingungen her eher unwahrscheinlich erscheinen (Solare Vollversorgung bis 2050, Schneller Kernenergieausstieg) oder bezüglich der unterstellten technischen Entwicklung als wenig realistisch erachtet werden (Basisdatensatz der Kommission). Die vier im weiteren betrachteten Szenarien unter Verwendung des sogenannten Alternativen Technologiedatensatzes (Variante 1 der Szenarien) gehen von der selben Entwicklung der sozioökonomischen Rahmendaten aus (vgl. Tabelle 3-1). Sie unterscheiden sich jedoch in den unterstellten Randbedingungen bzw. Szenariophilosophien (vgl. Tabelle 3-2).

Tabelle 3-1: Sozioökonomische Rahmendaten für die Szenarien

Bevölkerung	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Einwohner in Mio.	82,2	82,2	82,1	80,8	77,9	67,8
Bruttoinlandsprodukt						
BIP (Mrd. Euro)	2023	2221	2438	2882	3286	3989
BIP pro Kopf (Euro)	24611	27019	29695	35668	42182	58835
Veränderung p.a.	2005/2000	2010/2005	2020/2010	2030/2020	2050/2030	2050/2000
BIP (Mrd. Euro)	1,9%	1,9%	1,7%	1,3%	1,0%	1,4%
BIP pro Kopf (Euro)	1,9%	1,9%	1,8%	1,7%	1,7%	1,8%
Wohnflächen						
Ein-/Zweifamilienhäuser (Mio m ²)	1880	2016	2155	2425	2493	2356
Mehrfamilienhäuser (inkl. Nichtwohngeb.) (Mio m ²)	1428	1505	1578	1717	1738	1616
Summe	3308	3521	3733	4142	4231	3972
Wohnfläche pro Kopf (m ²)	40,2	42,8	45,5	51,3	54,3	58,6
Verkehrsleistung						
Personenverkehr, Mrd Pkm	968,1	1034	1090,7	1138,2	1139,1	1026,9
Güterverkehr, Mrd tkm	483,1	544,3	607,4	732,4	839,2	964,4
Energieträgerpreise (Euro/GJ)						
Erdöl	2,81	3,18	3,56	4,31	5,06	6,57
Erdgas	2,15	2,50	2,84	3,52	4,20	5,57
Steinkohle	1,36	1,40	1,43	1,59	1,76	2,09

Für das Referenzszenario wird davon ausgegangen, dass die eingeleitete Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte weiter voranschreitet und dass der von der Energiepolitik derzeit verfolgte Weg, über ordnungspolitische Vorgaben, gesetzliche Regelungen und steuerliche Maßnahmen in den Markt einzugreifen, weiterverfolgt wird. Ordnungspolitische Vorgaben (z. B. die Energieeinsparverordnung) werden der technischen Entwicklung angepasst und entsprechend verschärft.

Tabelle 3-2: Übersicht zu den betrachteten Szenarien der Bundes-Enquete-Kommission

	Zeitpunkt	Referenz-szenario	Zielszenario 1 Umwandlungs-effizienz	Zielszenario 2 REG- / REN- Offensive	Zielszenario 3 Fossil-nuklearer Energemix
THG-Reduktionspfad (Mindestveränderung gegenüber 1990)	2010	-14% (CO2)	-21% (THG)	-21% (THG)	-21% (THG)
	2020	-15% (CO2)	-35% (THG)	-35% (THG)	-35% (THG)
	2030	Modellergebnis	-50% (THG)	-50% (THG)	-50% (THG)
	2040	Modellergebnis	-65% (THG)	-65% (THG)	-65% (THG)
	2050	Modellergebnis	-80% (THG)	-80% (THG)	-80% (THG)
Nachfrage nach EDL		abgeleitet aus Rahmendaten	wie Referenz	wie Referenz	wie Referenz
REG-Ausbau (Anteil am Nettostromverbrauch)	2010	>8%	> 12,5% (EU-Ziel)	> 12,5% (EU-Ziel)	> 12,5% (EU-Ziel)
	2020	> 10%	mind. wie Referenz	> 20%	keine Vorgabe
	2030	> 15%	mind. wie Referenz	> 30%	keine Vorgabe
	2040	> 17,5%	mind. wie Referenz	> 40%	keine Vorgabe
	2050	> 20%	mind. wie Referenz	> 50%	keine Vorgabe
REG- Ausbau (Mindestanteil am Primärenergie- verbrauch) (Wirkungsgradmethode)	2010	>3,5 %	mind. wie Referenz	>4%	keine Vorgabe
	2020	>4,4%	mind. wie Referenz	>8%	keine Vorgabe
	2030	keine Vorgabe	mind. wie Referenz	>16%	keine Vorgabe
	2040	keine Vorgabe	mind. wie Referenz	>33%	keine Vorgabe
	2050	keine Vorgabe	mind. wie Referenz	>50%	keine Vorgabe
Ausbau KWK (Richtlinie FW 308) (Anteil am Nettostromverbrauch)	2010	> 10%	> 20%	keine Vorgabe	keine Vorgabe
	2020	> 15%	> 22,5%	keine Vorgabe	keine Vorgabe
	2030	> 16,7%	> 28%	keine Vorgabe	keine Vorgabe
	2040	> 18,3%	> 34%	keine Vorgabe	keine Vorgabe
	2050	>20%	>40%	keine Vorgabe	keine Vorgabe
Nutzung der Kernenergie		gemäß Vereinbarung vom 11.06.2001	gemäß Vereinbarung vom 11.06.2001	gemäß Vereinbarung vom 11.06.2001	Bau neuer Kernkraftwerke möglich ab 2010
Nutzung heimischer Steinkohle (in PJ)	2010	> 750	> 300	> 300	> 300
	2020	> 500	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe
	2030	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe
	2040	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe
	2050	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe
Nutzung heimischer Braunkohle (in PJ)	2010	> 1400	> 500	> 500	> 500
	2020	> 1400	> 200	> 200	> 200
	2030	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe
	2040	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe
	2050	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe	keine Vorgabe
CO₂-Abscheidung / - Deponierung		nicht zulässig	zulässig bei Braunkohlekond.-Kraftwerk Steinkohlekond.-Kraftwerk Steinkohle-Heizkraftwerk Wasserstoff aus Kohle aber Deponierung nur in EU	nicht zulässig	zulässig bei Braunkohlekond.-Kraftwerk Steinkohlekond.-Kraftwerk Steinkohle-Heizkraftwerk Wasserstoff aus Kohle aber Deponierung nur in EU
Import von REG-Strom (Anteil am Bruttostromverbrauch)	2010	nicht möglich	nicht möglich	nicht möglich	nicht möglich
	2020	keine Vorgabe	bis zu 2,5%	bis zu 5%	keine Vorgabe
	2030	keine Vorgabe	bis zu 5%	bis zu 10%	keine Vorgabe
	2040	keine Vorgabe	bis zu 7,5%	bis zu 15%	keine Vorgabe
	2050	keine Vorgabe	bis zu 10%	bis zu 20%	keine Vorgabe
REN Mindestanforderungen Neubau Mindestanforderungen Altbaurenovierung Sanierungsrate Altbau Wohngeb.	ab 2002	Fortschreibung	verstärkt gegenüber Referenz	verstärkt gegenüber Referenz	Ausschöpfung kosteneffizienter Potentiale
	2020	gemäß EnEV EnEV -15%	mind. wie Referenz	mind. wie Referenz	keine Vorgabe
	2030	EnEV -30%	mind. wie Referenz	mind. wie Referenz	keine Vorgabe
	2050	EnEV -40%	mind. wie Referenz	mind. wie Referenz	keine Vorgabe
	ab 2002	gemäß EnEV	mind. wie Referenz	mind. wie Referenz	keine Vorgabe
	2020	EnEV -15%	mind. wie Referenz	mind. wie Referenz	keine Vorgabe
	2030	EnEV -30%	mind. wie Referenz	mind. wie Referenz	keine Vorgabe
	2050	EnEV -50%	mind. wie Referenz	mind. wie Referenz	keine Vorgabe
	bis 2010	0,5%/a	1,0 %/a	1,0 %/a	1,0 %/a
	bis 2020	0,5%/a	1,5 %/a	1,5 %/a	1,5 %/a
bis 2030	0,5%/a	2,0 %/a	2,0 %/a	2,0 %/a	
nach 2030	0,5%/a	2,5 %/a	2,5 %/a	2,5 %/a	

Tabelle 3-2: Übersicht zu den betrachteten Szenarien der Bundes-Enquete-Kommission (Fortsetzung)

	Zeitpunkte	Referenzszenario	Zielszenario 1 Umwandlungseffizienz	Zielszenario 2 REG- / REN-Offensive	Zielszenario 3 Fossil-nuklearer Energiemix
Verkehr			höherer Anteil nicht-motorisierter Verkehr	nochmals höherer Anteil nicht-motorisierter Verkehr	höherer Anteil nicht-motorisierter Verkehr (wie UWE)
			gegenüber Referenz veränderter Modal-split	gegenüber Referenz weiter veränderter Modal-split	gegenüber Referenz veränderter Modal-split
Mindestanteil Biomasse an Treibstoffen	2010 2020 2030 2040 2050	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	6% 12% 12% absolut konstant absolut konstant	6% 12% 15% abs. konstant abs. konstant	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe
Mindestanteil Wasserstoff betriebener Busse	2010 2020 2030 2040 2050	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	0% 2% 6% 12% 24%	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe
Mindestanteil Wasserstoff betriebener Flugzeuge	2010 2020 2030 2040 2050	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe	0% 0% 1% 2% 5%	keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe keine Vorgabe

Die Kernenergienutzung läuft entsprechend der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 11. Juni 2001 aus. Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) gelten im Referenzszenario als gesetzliche Regelungen zumindest bis 2010. Der Anteil von Strom aus regenerativen Energiequellen soll im Jahr 2010 mindestens 8 % und in 2050 mindestens 20 % betragen. Für Strom aus KWKG-Anlagen lauten die entsprechenden Werte > 10 % in 2010 und > 20 % in 2050.

Die drei Zielszenarien werden alle unter der Maßgabe der ambitionierten Klimaschutzziele simuliert, die von einer Reduktion des Treibhausgasausstoßes bis zum Jahr 2050 um 80 % gegenüber 1990 ausgehen (-21 % bis 2010, -35 % bis 2020, -50% bis 2030, -65 % bis 2040). Im Zielszenario „Umwandlungseffizienz“ (UWE) liegt der Schwerpunkt auf der Effizienzsteigerung beim Einsatz fossiler Energieträger sowie dem Abbau von Hemmnissen bei der Ausschöpfung wirtschaftlicher Energieeinsparpotenziale. Insbesondere wird davon ausgegangen, dass zukünftig Technologien zur Kohlewandlung in Kraftwerken, Heizkraftwerken und Kohlevergasungsanlagen zur Verfügung stehen, die das anfallende CO₂ abtrennen, um es in geologischen Formationen innerhalb der EU einlagern zu können. Die Stromerzeugung in KWKG-Anlagen soll kontinuierlich ausgeweitet werden, so dass im Jahr 2050 mindestens 40 % des erzeugten Stroms mittels Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird. Wie im Referenzszenario werden die bestehenden Kernkraftwerke gemäß der zwischen der Bundesregierung und den Kernkraftwerksbetreibern am 11.06.2001 geschlossenen Vereinbarung sukzessive stillgelegt. Weitere szenariospezifische Vorgaben sind Tabelle 3-2 zu entnehmen.

Das Zielszenario „REG-/REN-Offensive“ (RRO) ist dadurch charakterisiert, dass die Energieversorgung vornehmlich auf der Basis erneuerbarer Energiequellen erfolgen soll, bei gleichzeitig forcierter Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen. Die Nutzung erneuerbarer

Energiequellen zur Bereitstellung von Strom, Wärme und Treibstoffen soll im Zeitverlauf so ausgeweitet werden, dass im Jahr 2050 mindestens 50 % der Stromerzeugung und 50 % des gesamten Primärenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Ergänzend zur heimischen Nutzung erneuerbarer Energie besteht auch die Möglichkeit REG-Strom aus anderen europäischen Ländern und aus Nordafrika zu importieren. Im Jahr 2050 kann der Import bis zu 20 % der Stromnachfrage abdecken. Im Verkehrsbereich werden verstärkt regenerativ erzeugter Wasserstoff und Biotreibstoffe eingesetzt. Die Bahnen und die Schifffahrt sowie der öffentliche Personenverkehr und der nichtmotorisierte Verkehr übernehmen einen größeren Teil der Güter- und Personenverkehrsleistung. Die Kernenergienutzung läuft entsprechend der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Kernkraftwerksbetreibern aus. Eine Abtrennung und Deponierung von CO₂ aus der Kohlenutzung ist nicht zugelassen. Weitere szenariospezifische Vorgaben sind Tabelle 3-2 zu entnehmen.

Das Zielszenario „Fossil-nuklearer Energiemix“ (FNE) ist dadurch gekennzeichnet, dass die ökologischen Nachhaltigkeitsziele (speziell die Minderung der Treibhausgas-(THG)-Emissionen) im Hinblick auf die ökonomische und soziale Dimension von Nachhaltigkeit möglichst effizient und unter Nutzung der Steuerungsmechanismen von Märkten erreicht werden sollen. Die Energiepolitik setzt die Rahmenbedingungen so, dass liberalisierte wettbewerbliche Märkte und nicht der Staat die Technologien und Wege zu einer nachhaltigen Energieversorgung auswählen. Energietechnologien, die effiziente Beiträge zu einer nachhaltigen Energieversorgung leisten können, werden politisch nicht ausgegrenzt. Der Zubau neuer Kernkraftwerke ist ab 2010 möglich. Er erfolgt genau wie die CO₂-Abtrennung und –speicherung aus Kohleumwandlungsanlagen nur insoweit, wie damit auch effiziente Beiträge zur Erreichung der CO₂-Minderungsziele verbunden sind. Auch der Umfang der Nutzung der verschiedenen erneuerbaren Energien ergibt sich nach diesem Kriterium. CO₂-Minderungspotenziale von Technologien mit höheren Energienutzungsgraden sowie Effizienzverbesserungsmöglichkeiten durch Steigerung der Anlagenleistung werden bewusst ausgenutzt. Maßnahmen zur Energieeinsparung in allen Bereichen werden in dem Umfang ausgenutzt, wie sie einen effizienten Beitrag zur Erreichung der Nachhaltigkeitsziele leisten können. Die Anstrengungen zur F+E im Energiebereich werden ausgeweitet, um technologische Fortschritte und Innovationen zu ermöglichen, Energie rationeller zu nutzen, Umwelteinwirkungen der Energienutzung zu reduzieren, den Ressourcenaufwand für die Bereitstellung von Energiedienstleistungen zu vermindern und die technisch wirtschaftlich verfügbare Energiebasis zu erweitern. Ökologische Lenkungssteuern, die dem Verursacherprinzip widersprechen, werden abgeschafft. Weitere szenariospezifische Vorgaben sind Tabelle 3-2 zu entnehmen.

Die quantitative Ausgestaltung der Zielszenarien folgt dabei grundsätzlich dem Prinzip, im Rahmen der szenariospezifischen Vorgaben und Randbedingungen, diejenigen Maßnahmen auf der Seite der Energiebereitstellung und der energiedienstleistungsorientierten Energieanwendung umzusetzen, die die vorgegebenen THG-Reduktionsziele mit den geringsten Mehrkosten erreichen. Dabei wird auf der Basis der gesamtwirtschaftlichen Kosten vor-

gegangen. Sofern Steuern, Abgaben und Subventionen eine bedeutende Größenordnung erreichen, können erhebliche Unterschiede zwischen den gesamtwirtschaftlichen und einzelwirtschaftlichen Kosten bestehen. In der realen Welt dienen Steuern und Subventionen dazu, das individuelle Verhalten der Marktakteure zu beeinflussen, soweit es sich an einzelwirtschaftlichen Kalkülen orientiert. In der Szenariowelt wird von Steuern und Subventionen abstrahiert, um THG-Reduktionsstrategien zu entwickeln, die im Rahmen der Szenariovorgaben unter gesamtwirtschaftlichen Aspekten kostengünstig sind. Wie die daraus resultierenden Mehr- oder Minderbelastungen letztlich auf die verschiedenen gesellschaftlichen Gruppen bzw. wirtschaftlichen Sektoren umverteilt werden, hängt dann von den eingesetzten Instrumenten (z. B. Steuern, Subventionen etc.) ab.

Abbildung 3-1 zeigt die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland nach Energieträgern im Szenarienvergleich und Tabelle 3-3 stellt die Ergebnisse der unterschiedlichen Szenarien anhand einiger ausgewählter Nachhaltigkeitsindikatoren (vgl. Tabelle 2-1) für die Situation im Jahr 2050 einander gegenüber.

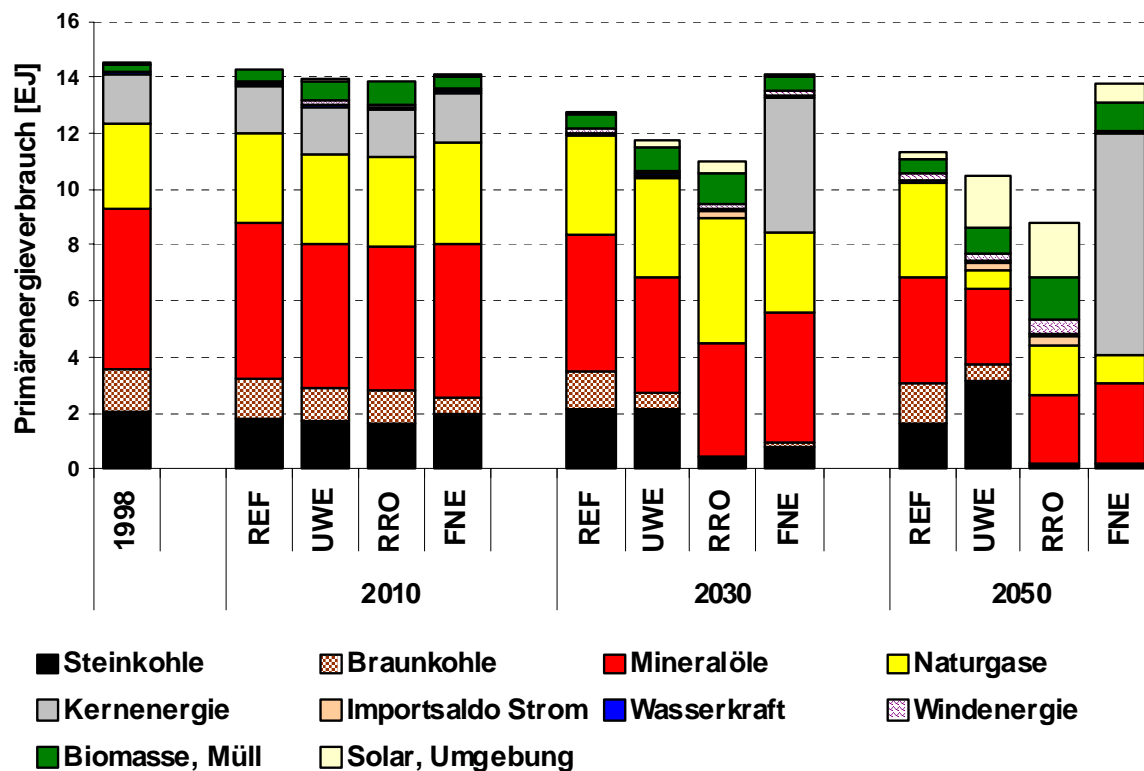


Abbildung 3-1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern im Szenarienvergleich

Es wird anhand der Indikatoren Klimabeeinflussung sowie Versauerung/Eutrophierung deutlich, dass alle Szenarien hinsichtlich der ökologischen Dimension der Nachhaltigkeit nahezu vergleichbar sind. Unterschiede ergeben sich in der Struktur der Ressourceninanspruchnahme zwischen fossilen und nuklearen Energiequellen auf der einen Seite und den er-

neuerbaren Energien auf der anderen Seite, wobei im letzteren Fall die vorgelagerten Effekte bei der Produktion der Anlagen nicht mit erfasst wurden.

Tabelle 3-3: Ergebnisse der Szenarien für das Jahr 2050 bzw. bis zum Jahr 2050 im Überblick

				REF	UWE	RRO	FNE
Ressourcen- nutzung	Primärenergie (Wirkungs- gradmethode)	Summe	EJ	11,298	10,508	8,824	13,722
		Erneuerbare	EJ	1,053	3,397	4,412	1,775
			Anteil [%]	9,3	32,3	50,0	12,9
		Fossil	EJ	10,245	7,112	4,412	4,017
			Anteil [%]	90,7	67,7	50,0	29,3
		Nukleare	EJ	0,000	0,000	0,000	7,931
Anteil [%]	0,0		0,0	0,0	57,8		
ökologisch	Klimabeein- flussung	Treibhauspotenzial	Mt CO ₂ -Äquiv.	718,0	207,1	207,1	207,1
		CO ₂ -Deponierung	Mt CO ₂ -Äquiv.	0,0	304,7	0,0	0,0
	Versauerung / Eutrophierung	Versauerungspot.	kt SO ₂ -Äquiv.	1425,5	835,9	581,4	460,3
		Eutrophierungspot.	kt PO ₄ ³⁻ -Äquiv.	133,2	94,5	85,7	65,1
	Abfall	Radioaktive Abfälle mit hoher Wärmeentwicklung	m ³	0,0	0,0	0,0	898,8
		Radioakt. Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwickl.	m ³	0,0	0,0	0,0	8236,4
ökonomisch	Betriebswirt- schaftliche Kosten	Differenz gg. Referenz in 2050	Mrd. EUR ₉₈		21,6	47,6	-20,7
		Kumulierte Differenz gg. Referenz	Mrd. EUR ₉₈		330,6	802,8	-537,1
		Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Differenz gg. Referenz	Mrd. EUR ₉₈		77,9	191,9	-139,8
	Externe Kosten (inkl. Kosten der Verkehrsver- lagerung)	Differenz gg. Referenz in 2050	Mrd. EUR ₉₈		8,5	19,1	10,2
		Kumulierte Differenz gg. Referenz	Mrd. EUR ₉₈		262,1	476,4	301,6
		Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Differenz gg. Referenz	Mrd. EUR ₉₈		74,7	122,6	82,1
	Gesamtwirt- schaftliche Kosten	Differenz gg. Referenz in 2050	Mrd. EUR ₉₈		30,1	66,7	-10,5
		Kumulierte Differenz gg. Referenz	Mrd. EUR ₉₈		592,7	1279,2	-235,4
		Auf 1998 abdiskontierte kumulierte Differenz gg. Referenz	Mrd. EUR ₉₈		152,6	314,5	-57,7

Neben den Unterschieden bei der Ressourceninanspruchnahme treten im Szenariovergleich auch große Differenzen in der ökonomischen Dimension der Nachhaltigkeit sowohl bei Betrachtung der energieseitigen Kosten der Deckung des Energiedienstleistungsbedarfs (betriebswirtschaftliche Kosten) als auch unter Einschluss der externen Kosten (hinsichtlich der verwendeten Ansätze und Vorgaben siehe Anhang II-A) bei den gesamtwirtschaftlichen Kosten. Damit wird deutlich, dass es einer Abwägung bedarf, ob bei gleicher Umweltqualität die Belastungen hinsichtlich der ökonomischen Dimension der Nachhaltigkeit durch die geringere Inanspruchnahme fossiler Ressourcen bzw. die geringeren radioaktiven Abfälle gerechtfertigt werden können.

Aus den Arbeiten des IER Stuttgart für die Enquete-Kommission lassen sich die folgenden robusten Schlussfolgerungen ableiten:

- Mit den aus heutiger Sicht verfügbaren Optionen zur Energiebereitstellung sowie den technischen Möglichkeiten zur Energieeffizienzsteigerung und Energieeinsparung lassen sich in den nächsten Jahrzehnten auch bei einer Verdopplung des Bruttoinlandproduktes sehr weitgehende Minderungen der energiebedingten Treibhausgasemissionen erreichen.
- Die Kosten und gesamtwirtschaftliche Belastungen der Treibhausgasminderung hängen entscheidend davon ab, welche Maßnahmen und Wege zur Treibhausgasminderung im Energiebereich ergriffen bzw. beschritten werden. Die Mehr- bzw. Minderbelastungen einer 80 %-igen Treibhausgasminderung in den nächsten fünf Jahrzehnten bewegen sich dabei unter Einschluss der externen Kosten zwischen dem Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) auf der einen Seite und dem Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) auf der anderen Seite in einer Größenordnung von bis zu 1.500 Mrd. Euro₉₈.
- Effizienzsteigerungen in allen Bereichen der Energieanwendung aber auch bei der Energiebereitstellung und die Nutzung der Kernenergie sind die wichtigsten Optionen für eine kosteneffiziente Minderung der Treibhausgasemissionen.
- Techniken zur Nutzung neuer erneuerbarer Energien werden auch bei Unterstellung erheblicher kostensenkender Entwicklungsfortschritte erst in einigen Jahrzehnten einen größeren Beitrag zu einer wirtschaftlichen und klimaverträglichen Energieversorgung leisten können. Eine frühere forcierte Nutzung regenerativer Energien führt zu erheblichen Mehrbelastungen der Volkswirtschaft durch höhere Energiekosten im Kontext der Erreichung ökologischer Nachhaltigkeitsziele.
- Neue Kohle- und Erdgaskraftwerkstechnologien, die eine Freisetzung von CO₂ weitgehend verhindern, stellen eine Option dar, fossile Energieträger auch im Rahmen eines Klimaschutzregimes weiter zu nutzen.
- Der in allen Szenarien wachsende Anteil von Strom und Fernwärme am Endenergieverbrauch ist ein robuster Hinweis dafür, dass eine Ausweitung der Nutzung dieser Endenergieträger ein wesentliches Element eines effizienten Weges zur Minderung energiebedingter Treibhausgasemissionen darstellt. (Inländisch erzeugter) Wasserstoff als Energieträger erlangt diesbezüglich nur eine untergeordnete Bedeutung.
- Eine konsequente Ausschöpfung aller „No-Regret“ Maßnahmen zur Minderung von energiebedingten Treibhausgasemissionen, d. h. von Maßnahmen, die zu einer Minderung der THG-Emissionen führen, ohne die Kosten der Bereitstellung von Energiedienstleistungen zu erhöhen, ermöglicht nach derzeitigem Kenntnisstand die Realisie-

rung sehr weitgehender Klimaschutzziele. Damit ließe sich auch ein Konflikt zwischen den ökologischen und ökonomischen Zielen einer nachhaltigen Energieversorgung vermeiden.

Literatur zu Teil II

Enquete-Kommission: Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung, Abschlussbericht, Berlin, Juli 2002

Enquete-Kommission: Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung, Erster Bericht, Drucksache 14/7509, Berlin, November 2001

Prognos, IER, WI: Szenarienerstellung, Bericht für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages, Basel, Stuttgart, Wuppertal, Juni 2002

Anhang II-A:

Vorgaben zur Bewertung externer Kosten in den Szenariostudien der Bundes-Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“

1. Vorbemerkung

Im folgenden werden Werte vorgegeben, mit denen die in den verschiedenen Szenarien durch die Energiekonversion entstehenden Gesundheitsrisiken sowie Schäden an Pflanzen und Materialien näherungsweise in monetären Werten abgeschätzt werden können. Dazu sind einige Vorbemerkungen zu machen:

- 1) Monetarisierter Umwelt- und Gesundheitsschäden, also externe Kosten, hängen vom Ort der Umwelteinwirkung ab. Je nach Standort des Kraftwerks oder Fahrtstrecke des Fahrzeugs sind die resultierenden externen Kosten unterschiedlich.
- 2) Auch der Zeitpunkt der Emission ist wichtig. Mehr und mehr bestimmen sekundäre Schadstoffe, die sich erst in der Luft aus Vorläufersubstanzen umwandeln, wie sekundärer Feinstaub oder Ozon, die externen Kosten. Die entstehenden Schäden durch die Emissionen eines Stoffes hängen daher von der Menge der Emission anderer Stoffe ab und ändern sich daher im Zeitablauf.
- 3) Insbesondere im Bereich der Bewertung von Luftschadstoffen wurden in den letzten Jahren erhebliche methodische Fortschritte erzielt, so dass Ergebnisse aus weiter zurückliegenden Jahren nur eingeschränkt mit neueren Ergebnissen vergleichbar sind. Insbesondere beim Verkehr spielen auch Lärm, Staukosten und Unfallkosten eine große Rolle. Diese werden jedoch im folgenden nicht betrachtet.
- 4) Im betrachteten Zeitraum der Modellrechnungen werden alle verwendeten Techniken, also sowohl Technologien zur Nutzung fossiler wie erneuerbarer Energieträger, Verbesserungen erfahren. Dadurch ändern sich die spezifischen Emissionen und damit auch die spezifischen externen Kosten.
- 5) Bei Kernenergie, Windenergie und Solarenergie entstehen die externen Kosten überwiegend bei den vor- und nachgelagerten Prozessen und nicht beim Betrieb der Anlagen.

Daraus folgt zunächst, dass die Ermittlung externer Kosten nicht mit pauschalen Kennwerten, sondern ausgehend von den Ergebnissen der Szenarien (z. B. unter Verwendung der gesamten Emissionen) durch detaillierte Wirkungspfadrechnungen (mit atmosphärischen Modellen) nach dem Stand des Wissens ermittelt werden sollten. Entsprechende Modelle liegen vor, jedoch erfordert dies einen gewissen Aufwand. Will man diesen Aufwand vermeiden, so muss man ausgehend von vorhandenen Ergebnissen, die für andere Fragestellungen ermittelt wurden, näherungsweise Kennwerte bilden.

Wegen Punkt 4), der Verbesserung der Anlagen im Zeitablauf, ist dabei eine Bewertung externer Kosten je kWh oder Fahrzeugkilometer wenig hilfreich, da dies eine konstante Anlagentechnologie implizieren würde. Bei Verwendung von Werten pro Einheit Schadstoff und Berücksichtigung der verminderten spezifischen Emissionen bei zukünftig eingesetzten Techniken wird dieser Nachteil vermieden.

Wegen der Notwendigkeit, kurzfristig Zahlen bereitzustellen, konnten keine Rechnungen, die auf die geplante Verwendung der Werte zugeschnitten sind, durchgeführt werden. Es wurde daher auf vorliegende Ergebnisse, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten für verschiedene Technologien und Standorte erstellt wurden, zurückgegriffen. Die Ergebnisse sind daher auch nur als erste Näherungswerte zu betrachten.

2. Vorgegebene Werte für die externen Kosten

In Tab. 1 und 2 sind die vorgegebenen Werte für die schadstoffbezogenen externen Kosten zusammengestellt. Die Werte für stationäre und mobile Quellen sind unterschiedlich. Zum einen erfolgt im Fall des Straßenverkehrs die Emission in unmittelbarer Umgebung der Rezeptoren, was zu höheren Schäden führt (mit Ausnahme von SO₂). Zum anderen werden unterschiedliche Fraktionen des Feinstaubes berücksichtigt: PM₁₀, die Fraktion mit größeren und schwereren Partikeln ist weniger gesundheitsschädlich als PM_{2,5} und wird schneller deponiert, so dass sich die Teilchen weniger weit ausbreiten. Beide Aspekte tragen dazu bei, dass PM₁₀-Emissionen zu niedrigeren Schäden je emittierter Einheit führen.

Tabelle 1 Spezifische externe Kosten stationärer Quellen in Deutschland in €/je Tonne emittierten Schadstoffes (Mittelwert über mehrere Standorte)

	Stationäre Quellen
PM ₁₀	9 850
SO ₂	4 980
CO	0,4
NO _x	2 920
NMVOC	1 650

Tabelle 2 Spezifische externe Kosten des Straßenverkehrs in €/je Tonne emittierten Schadstoffes

	Autobahn	Außerorts	Innerorts
PM _{2,5}	52 700	57 420	96 900
SO ₂	2 850	2 990	3 970
CO	0,8	1,0	2,3
Benzol	160	170	350
1,3-Butadien	5 230	5 920	13 700
NO _x	6 200	6 200	6 200
NMVOC	1 650	1 650	1 650

Da die Emission radioaktiver Stoffe in der erforderlichen Detaillierung bei den Szenariorechnungen nicht erfolgt, muss für Kernkraftwerke ein anderer Weg besprochen werden. Hier wird vorgegeben, den berechneten Wert pro kWh für ein bestehendes Kernkraftwerk (wie z. B. Biblis B) ohne Änderung zu verwenden, obwohl ein ggf. zuzubauendes neues Kernkraftwerk niedrigere externe Kosten aufweisen würde. Der in Tab. 3 vorgegebene Wert ist aus (Friedrich, Krewitt 1997) entnommen und enthält alle vorgelagerten Prozesse wie Brennstoffkreislauf einschließlich Endlagerung sowie Unfälle (bewertet mit dem Risiko, d. h. dem Produkt aus Schaden und Eintrittshäufigkeit).

Bei Wind und Solaranlagen entstehen externe Kosten hauptsächlich durch die Emission von Schadstoffen bei der Herstellung der Anlagen. Für die bestehenden Anlagen sind diese Emis-

sionen in der Vergangenheit erfolgt, bei im Bau befindlichen Anlagen sind sie, soweit in Deutschland gebaut, über die industriellen Emissionen im Modell berücksichtigt. Da angenommen wird, dass bei starkem Zubau dieser Anlagen die resultierenden zusätzlichen Emissionen der Industrie im Modell nicht abgebildet werden, wird vorgegeben, für Neuanlagen die Werte in Tab. 3 zu verwenden. Zur Abbildung des technischen Fortschritts bei der Produktion sollen die Kosten jedoch proportional zur Senkung der Investitionen pro Leistungseinheit abgesenkt werden.

Tabelle 3 Derzeitige externe Kosten sonstiger Kraftwerke

	Euro-Cent/kWh	Bemerkung
Kernenergie	0.47	Diskontrate 0%
Wind	0.05	
Photovoltaik	0.14	
Wasserkraft	0.2	Keine Studien für Deutschland, deshalb Übertragung von Ergebnissen aus anderen EU-Ländern

Für Schäden durch Treibhausgase wurden etwa in Friedrich, Bickel, 2001 Schadenskosten von 1,4 bis 4,1 EURO pro t CO₂ berechnet. Wegen der noch großen Unsicherheiten dieser Zahlen wird oft vorgegeben, als ‚zweitbeste Lösung‘ Vermeidungskosten zur Erreichung eines allgemein akzeptierten Minderungsziels, das der Wohlfahrtsoptimierung nach Kosten-Nutzen-Erwägungen dient, einzusetzen. Ein solches Ziel könnten die in Kyoto vereinbarten Minderungen sein. Spezifische marginale Vermeidungskosten zur Erreichung dieser Ziele liegen – je nach Annahmen, ob man z. B. Handel zulässt, bei 14 bis 38 EURO pro t CO₂. Nimmt man bei Szenarien mit starker Minderung der Treibhausgasemissionen an, dass bei der erzielten Minderung keine Schäden mehr auftreten, so wären bei diesen Szenarien die verbleibenden CO₂-Emissionen ohne Zuordnung externer Kosten. Hier wird vorgegeben, bei den Zielszenarien so zu verfahren.

Literatur

European Commission 1999a: ExternE – Externalities of Energy, Vol.7: Methodology 1998 Update (EUR 19083). Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.

European Commission 1999b: ExternE – Externalities of Energy, Vol.8: Global Warming (EUR 18836). Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.

European Commission 1999c: ExternE – Externalities of Energy, Vol.9: Fuel Cycles for Emerging and End-Use Technologies, Transport and Waste (EUR 18887). Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.

European Commission 1999d: ExternE – Externalities of Energy, Vol.10: National Implementation (EUR 18528). Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.

Friedrich, R. und P. Bickel (eds) 2001: Environmental external costs of transport. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag

Friedrich, R. und W. Krewitt (Hrsg.) 1997: Umwelt- und Gesundheitsschäden durch die Stromerzeugung. Berlin, Heidelberg, New York : Springer-Verlag

Rabl, A. und J.V. Spadaro 1999: Environmental Damages and Costs: an Analysis of Uncertainties. Environment International, Vol.25(1), 29-46

Anlage

Eine groß angelegte und mit Unterstützung der EU über die letzten 10 Jahre durchgeführte Studie hat gezeigt, dass die Kosten der Stromerzeugung teilweise erhebliche externe Kosten wie Umwelt- und Gesundheitsschäden verursacht. Diese externen Kosten müssen von der Gesamtgesellschaft getragen werden, da sie auf den Rechnungen der Energieverbraucher nicht erscheinen. Im Rahmen des von Wissenschaftlern aus allen EU-Mitgliedstaaten und den USA durchgeführten Projekts ExternE sollten diese sozio-ökologischen Kosten der Stromerzeugung quantifiziert werden. Damit wurden erstmals in einem Forschungsprojekt für die gesamte EU plausible Finanzdaten in Bezug auf die Schäden der Stromproduktion aus verschiedenen Energieträgern (fossile, nukleare und erneuerbare Energiequellen) erarbeitet.

Die ExternE-Studie ist das Ergebnis mehrerer Forschungsprojekte, die in den letzten 10 Jahren durchgeführt wurden. Daran nahmen Wissenschaftler aus allen EU-Mitgliedstaaten teil, die wichtigsten beteiligten Organisationen waren die Universität Stuttgart, das Forschungsinstitut Association pour la recherche et le développement des méthodes et processus industriels (ARMINES, Sophia Antipolis, Frankreich), die Stiftung Fondazione Eni - Enrico Mattei (FEEM, Venedig, Italien), Vlaams Instelling voor Technologisch Onderzoek (VITO, Mol, Belgien), das Risoe National Laboratory (Roskilde, Dänemark), AEA Technology (Didcot, Vereinigtes Königreich) und das Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT, Madrid, Spanien). Die Kommission hat 10 Millionen € zu den Projektkosten beigetragen. Tabelle 4 zeigt Ergebnisse der ExternE-Studie.

Tabelle 4 Externe Kosten der Stromerzeugung in der EU (in Cent/kWh**, PV + Photovoltaik)

Staat	Stein-, Braun- kohle	Torf	Öl	Gas	Kern- energie	Bio- masse	Wasser- kraft	PV	Wind
AUT				1-3		2-3	0.1		
BE	4-15			1-2	0.5				
DE	3-6		5-8	1-2	0.2	3		0.6	0.05
DK	4-7			2-3		1			0.1
ES	5-8			1-2		3-5*			0.2
FI	2-4	2-5				1			
FR	7-10		8-11	2-4	0.3	1	1		
GR	5-8		3-5	1		0-0.8	1		0.25
IE	6-8	3-4							
IT			3-6	2-3			0.3		
NL	3-4			1-2	0.7	0.5			
NO				1-2		0.2	0.2		0-0.25
PT	4-7			1-2		1-2	0.03		
SE	2-4					0.3	0-0.7		
UK	4-7		3-5	1-2	0.25	1			0.15

* : Biomasse mit Torf verfeuert
 ** : Berechnung quantifizierbarer externer Kosten
 (z.B. globale Erwärmung, Gesundheitswesen, Arbeitsmedizin, Sachschäden)

Die Stromerzeugung ist nur ein Beispiel, die Methodik von ExternE kann auf energieintensive Wirtschaftsbereiche wie den Verkehr analog angewandt werden. Die Methode zur Berechnung der externen Kosten beruht auf einer Analyse der Wechselwirkungen auf verschiedene Umweltbereiche (Wasser, Boden, Luft), wobei einheitliche Messmethoden angewandt werden, um Vergleiche zu ermöglichen. Danach werden die Ausbreitung der Schadstoffe und die

Erhöhung ihrer Konzentration in der Umwelt ermittelt. Diese Daten werden dann verwendet, um die Auswirkungen beispielsweise auf Ernteerträge oder Gesundheit zu beurteilen. Abschließend werden die daraus resultierenden Kosten berechnet.

Die ausgewiesenen Werte stellen Median-Schätzungen dar. Die einfache Standardabweichung durch statistische Fehler kann bis zu einem Faktor 2 bis 3 bezogen auf den Medianwert liegen. Daneben beeinflussen bestimmte Annahmen (z.B. der Diskontrate, hier gewählt: 3%) das Ergebnis. Die größten Unsicherheiten entstehen im Zusammenhang mit der Herleitung von Expositions-Wirkungsbeziehungen, der Modellierung von Transport und Umwandlung von Schadstoffen und der monetären Bewertung verlorener Lebensjahre (vgl. Rabl und Spadaro 1999). Diese spiegeln das – trotz Verwendung neuester Forschungsergebnisse – begrenzte und unsichere Wissen wider und haften notwendigerweise jeder Art von Kostenschätzungen dieser Art an. Aktuelle Forschungsarbeiten widmen sich der Verminderung dieser Unsicherheiten.

Die Kommission hat vor kurzem ein auf den Ergebnissen des Projekts ExternE aufbauendes Forschungsvorhaben mit der Bezeichnung NewExt (New elements for the assessment of external costs from energy technologies) in Auftrag gegeben, in dessen Rahmen weitere Elemente zur Beurteilung externer Kosten untersucht werden, z.B.:

- Monetäre Bewertung von Lebenszeitverlusten;
- Bewertung der Folgen von Versauerung und Eutrophierung (Anreicherung der Umwelt mit Nährstoffen, die zu unerwünschten Folgen wie Algenwachstum führen) auf Ökosystem und Artenvielfalt;
- Folgen der potentiellen Schädigung mehrerer Umweltbereiche (Luft/Wasser/Boden);
- Auswirkungen schwerer Unfälle im Bereich der nichtnuklearen Brennstoffe (z.B. Ölpest).

Teil III: Sensitivitätsanalysen für Deutschland

1 Aufgabenstellung

Mit den in Teil II beschriebenen vier Szenarien der Bundes-Enquete-Kommission kann nur ein kleiner Ausschnitt der denkbaren Zukünfte der Entwicklung des deutschen Energiesystems beschrieben werden. Hinzu kommt, dass eine Vielzahl von Annahmen, die in die Szenarien einfließen und die numerischen Ergebnisse mitbestimmen, mit Unsicherheiten behaftet sind. Dies gilt insbesondere mit Blick auf den mit 50 Jahren sehr weit in die Zukunft reichenden Betrachtungshorizont. Allein hieraus folgt schon, dass die quantitativen Szenarioergebnisse qualitativ zu interpretieren sind, wie dies auch zum Abschluss von Teil II erfolgte. Um eine derartige qualitative Interpretation und darauf aufbauende Einordnungen und Schlussfolgerungen weiter abzusichern, ist es sinnvoll, Variations- und Sensitivitätsrechnungen durchzuführen, die insbesondere die Auswirkungen veränderter Entwicklungen wichtiger mit Unsicherheit behafteter Annahmen und Rahmenbedingungen aufzeigen. Dies erfolgt im Folgenden beispielhaft für die vorgegebenen Klimaschutzziele, die Energiepreisentwicklung auf den internationalen Märkten, die Bevölkerungsentwicklung in Deutschland sowie für modifizierte Annahmen zur Technologieentwicklung.

2 Klimaschutzziele und ihre Kostenimplikationen

Die in Teil II diskutierten Ergebnisse der Szenarioanalysen für Deutschland haben bereits deutlich gemacht, dass die gesamtwirtschaftlichen Kostenbelastungen einer Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen entscheidend mitbestimmt werden von den energienachfrage- und -angebotsseitigen Maßnahmen, die zur Reduktion der THG-Emissionen beitragen sollen. Es ist aber auch naheliegend, dass die angestrebten THG-Emissionsminderungsziele selbst einen Einfluss auf die Höhe der Klimaschutzkosten haben werden. Gerade im Hinblick auf die gleichrangige Bedeutung der ökologischen und ökonomischen Dimension einer nachhaltigen Entwicklung ist es für die anstehenden Abwägungsprozesse notwendig, den Zusammenhang zwischen diesen beiden Dimensionen transparent zu machen.

Dazu werden die energieseitigen THG-Emissionsminderungskosten in Abhängigkeit von den zukünftig angestrebten Minderungszielen ermittelt. In Abbildung 2-1 ist dieser Zusammenhang für die drei Klimaschutzszenarien Umwandlungseffizienz (UWE), REG-/REN-Offensive (RRO) und Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) dargestellt.

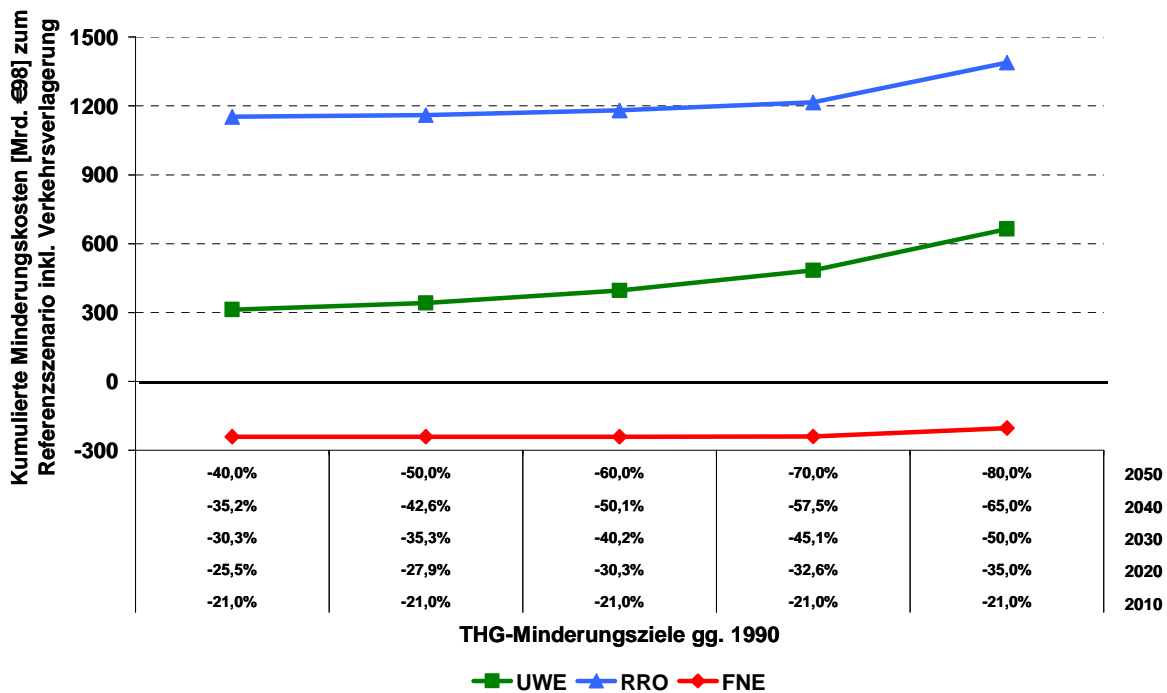


Abbildung 2-1: Kumulierte Treibhausgasminderungskosten in Abhängigkeit von den Minderungszielen (inklusive der Bewertung der Verkehrsverlagerung)

Mit einer Reduktion der angestrebten Minderungsziele ist ein szenariospezifisch unterschiedlicher Rückgang der kumulierten Minderungskosten verbunden. Für das Szenario REG-/REN-Offensive wird der Verlauf der Kostenfunktion bei reduzierten Minderungsanforderungen durch die gemachten Vorgaben über die Mindestanteile der regenerativen Energien an der Strom- und Primärenergieversorgung bestimmt. Im Fall des Szenarios „Fossil-Nuklearer Energiemix“ reichen „No-Regret“ Maßnahmen aus, um Minderungsziele von bis zu 70 % im Jahr 2050 zu erreichen. Erst bei einer weiteren Verschärfung der Minderungsanforderungen entstehen zusätzliche Minderungskosten.

Der durch die Minderungskostenkurven aufgespannte Rahmen macht deutlich, dass es aus heutiger Sicht einen erheblichen Gestaltungsspielraum hinsichtlich der zu erwartenden Kostenbelastungen von Klimaschutzzielen gibt. Eine konsequente Ausschöpfung effizienter CO₂-Minderungsmöglichkeiten eröffnet aber auch einen Weg, sehr weitgehende Treibhausgasreduktionen zu erreichen, ohne die Volkswirtschaft mit gravierenden Klimaschutzkosten zu belasten. Dies könnte auch den Zielkonflikt zwischen der ökologischen und ökonomischen Dimension von nachhaltiger Energieversorgung weitgehend entschärfen.

3 Energiepreise auf den internationalen Märkten

Die bisher diskutierten Szenarien gehen davon aus, dass die realen Importpreise von Mineralöl, Erdgas und Steinkohle kontinuierlich ansteigen. Dabei wird bei Erdöl und Erdgas mit einem durchschnittlichen Preisanstieg von 1,7 bzw. 1,9 %/a über die nächsten fünf Dekaden gerechnet, für die Steinkohle liegt er bei 0,9 %/a. Am Ende des Betrachtungszeitraumes ergeben sich damit reale Importpreise von Erdöl, Erdgas und Steinkohle, die bei 230, 200 bzw. 150 % des Niveaus von 1999 liegen.

Gerade die Vergangenheit hat gezeigt, dass die Energieträgerpreise sich weitestgehend einer belastbaren Vorhersage entziehen. Verschiedene Studien (IEA, EIA) gehen davon aus, dass unter Berücksichtigung der Fortschritte bei den Förder- und Gewinnungstechniken die Energieträgerpreise real nicht zunehmen müssen, insbesondere wenn durch verstärkte Klimaschutzanforderungen Druck auf die fossilen Energieträger ausgeübt wird. Um die Robustheit der Szenarioentwicklungen im Hinblick auf die Energieträgerpreisentwicklung zu analysieren, wurde eine Szenariovariante erstellt, die davon ausgeht, dass die Importpreise von Mineralöl, Erdgas und Steinkohle auf dem Preisniveau des Jahres 2005 zunächst real konstant bleiben und erst ab 2040 um 1 %/a ansteigen.

Unter den Bedingungen einer sukzessiven Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen um 80 % bis 2050 haben die reduzierten Energieträgerpreise nahezu keinen Einfluss auf die sich in den Zielszenarien entwickelnden Energieversorgungsstrukturen, da diese durch die Treibhausgasminderungserfordernisse und die jeweiligen Szenariorandbedingungen bestimmt werden. Von der modifizierten Energieträgerpreisentwicklung wesentlich beeinflusst werden jedoch die energiewirtschaftlichen Kosten zur Erreichung der Treibhausgasreduktionsziele. Diese nehmen in allen Klimaschutzszenarien zu und führen zu kumulierten Mehrbelastungen, die um 110 bis 170 Mrd. Euro₉₈ höher sind als in den Ausgangsszenarien. Dies ist darin begründet, dass sich Energieeinsparmaßnahmen oder der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energiequellen bei einem niedrigeren Energiepreisniveau kostenmäßig ungünstiger darstellen im Vergleich mit einem höheren Preisniveau.

4 Bevölkerung in Deutschland

Die Entwicklung der Bevölkerung in Deutschland wurde nach den Annahmen aus dem Analyseraster der Enquete-Kommission dahingehend vorgegeben, dass die Bevölkerung zuerst bis zum Jahr 2005 bei rund 82,2 Mio. konstant bleibt. Danach geht sie zunächst langsam auf 82,1 Mio. in 2010 und 80,8 Mio. in 2020 zurück, wonach sich dann ein stärkerer Rückgang bis 2030 auf 77,9 Mio. und insbesondere danach bis zum Jahr 2050 auf 67,8 Mio. Einwohner in Deutschland einstellt. Nach den Ergebnissen der in Teil II erläuterten Szenarioanalysen bringt es diese Annahme zur Bevölkerungsentwicklung mit sich, dass damit der Endenergie-

und Primärenergieverbrauch in Deutschland langfristig relativ stark zurückgeht, und dies bereits auch schon im Referenzszenario. Dieser Rückgang erfolgt gleichzeitig in dem Zeitabschnitt, in dem in den Klimaschutzszenarien die stärksten Minderungsziele unterstellt sind, wodurch der Druck auf das Energiesystem hinsichtlich der Minderungserfordernisse wesentlich gemindert wird.

Um diesen Effekt quantitativ analysieren zu können, wurde in der Sensitivitätsanalyse zur Bevölkerungsentwicklung die Entwicklung bis 2030 unverändert übernommen und danach bis zum Jahr 2050 die Werte der Variante 2a (langfristiger Wanderungssaldo etwa + 200000 pro Jahr und um etwa 2 Jahre höhere Lebenserwartung) aus der 9. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes in Zusammenarbeit mit den Statistischen Landesämtern angesetzt /Statistisches Bundesamt 2000/. Nach dieser Projektion werden in Deutschland im Jahr 2040 rund 75,6 Mio. Einwohner leben gegenüber 73,3 Mio. in den Szenarioanalysen für die Bundes-Enquete-Kommission (+ 3,1 %) und im Jahr 2050 wird eine Bevölkerungszahl von ca. 72,0 Mio. gegenüber den bislang verwendeten 67,8 Mio. Einwohnern (+ 6,2 %) unterstellt.

Hieraus wurde eine Veränderung der Anzahl der Haushalte und der Wohnflächen sowie der Personenverkehrsleistung über gegenüber den Szenarioanalysen der Bundes-Enquete-Kommission konstante Pro-Kopf-Werte abgeleitet. Demnach sind in der Sensitivitätsanalyse mit der höheren Bevölkerungsentwicklung in Deutschland im Jahr 2050 insgesamt 35,8 Mio. Haushalte (Szenarien der Bundes-Enquete-Kommission: 33,7 Mio.) mit einer Wohnfläche von 4218 Mio. m² (3972 Mio. m²) zu versorgen. Die Personenverkehrsleistung liegt in der Sensitivitätsanalyse im Jahr 2050 bei 1091 Mrd. Pkm gegenüber 1027 Mrd. Pkm in den Szenarien der Bundes-Enquete-Kommission. Eine Rückwirkung der demographischen Entwicklung auf das Wirtschaftswachstum wurde nicht berücksichtigt, da innerhalb der Bundes-Enquete-Kommission das Wachstum des Bruttoinlandsproduktes pro Kopf als sehr optimistisch angesehen worden war. Die Sensitivitätsanalyse weist für diese Kennziffer somit möglicherweise realistischere Werte auf.

Hieraus ergibt sich zunächst in der Sensitivitätsanalyse für das Referenzszenario, dass mit der höheren Bevölkerungsentwicklung auch der Primärenergieverbrauch in Deutschland höher liegt. Im Jahr 2040 werden im Referenzszenario der Sensitivitätsanalyse 221 PJ oder 1,9 % mehr Primärenergie benötigt und im Jahr 2050 insgesamt 263 PJ oder 2,3 % (vgl. Abbildung 4-1). Damit bringt eine Erhöhung bei der Bevölkerungszahl um 1 % im Jahr 2040 eine Anhebung beim Primärenergieverbrauch um 0,59 % und im Jahr 2050 um 0,38 % mit sich. Die Änderungen bei der Bevölkerung finden sich somit nur zu einem Bruchteil auch beim Primärenergieverbrauch. Dabei profitieren von diesem Mehrverbrauch insbesondere die Mineralöle (über den Verkehr) und die Biomassen sowie die Kohlen. Minderverbräuche weisen die Naturgase, die Solar- und Umgebungsenergie und die Wasserkraft auf.

Der Anstieg der Bevölkerung und damit einhergehend des Primärenergieverbrauchs in Deutschland lässt auch die energiebedingten THG-Emissionen steigen. Im Jahr 2040 liegen

die Emissionen des Referenzszenarios der Sensitivitätsanalyse mit der höheren Bevölkerung um 12,1 Mio. t CO₂* oder um 1,6 % höher als im Referenzszenario der Bundes-Enquete-Kommission. Für das Jahr 2050 betragen die Steigerungen 9,6 Mio. t CO₂* oder 1,3 %. Ein Wachstum der Bevölkerungswerte um 1 % führt damit im Jahr 2040 zu um 0,50 % höheren energiebedingten THG-Emissionen und zu um 0,22 % höheren Emissionen in 2050. Auch hier wird der Bevölkerungsanstieg nicht vollständig in ein Anwachsen der energiebedingten THG-Emissionen übertragen. Somit sind nun in den Klimaschutzszenarien mit höherer Bevölkerungsentwicklung im Jahr 2040 die energiebedingten THG-Emissionen gegenüber dem Referenzszenario der Sensitivitätsanalyse um 427,1 Mio. t CO₂* (Szenarien der Bundes-Enquete-Kommission: 415,0 Mio. t CO₂*) und in 2050 um 520,5 Mio. t CO₂* (Bundes-Enquete-Kommission: 511,0 Mio. t CO₂*) zu mindern, damit die vorgegebenen THG-Minderungsziele (Reduktion gegenüber 1990 um 65 % für 2040, um 80 % für 2050) eingehalten werden können.

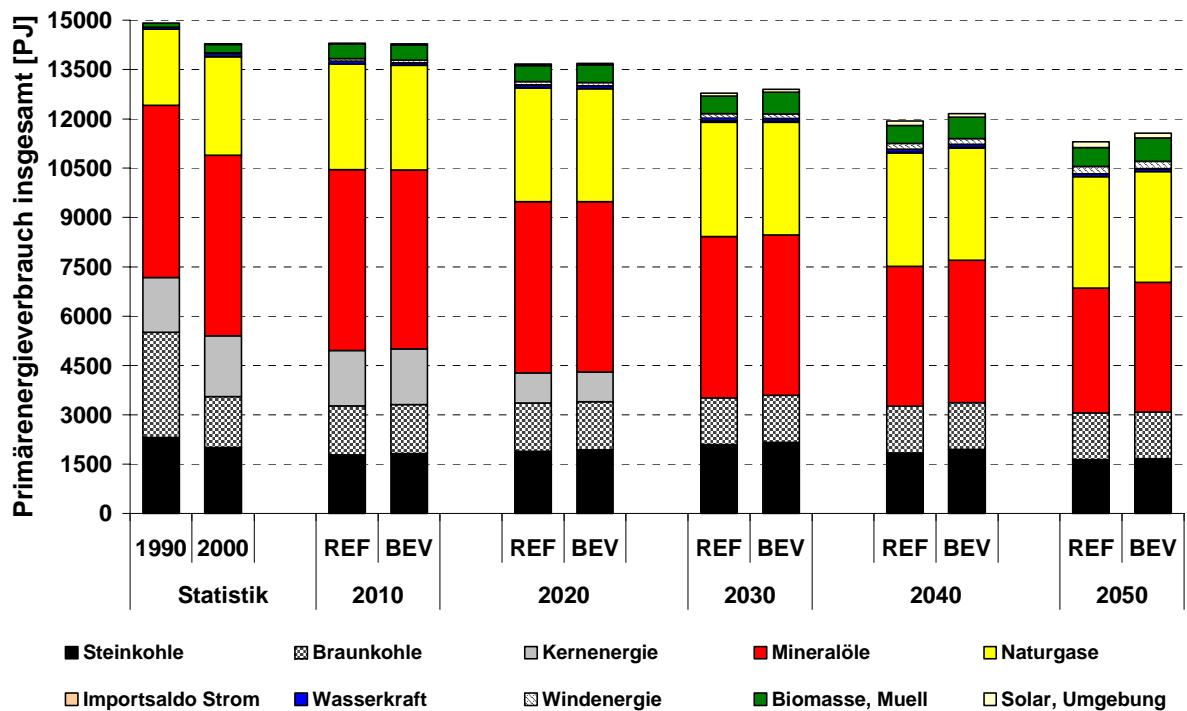


Abbildung 4-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in den Referenzszenarien mit unterschiedlicher Bevölkerungsentwicklung

Die resultierende stärkere Minderungsnotwendigkeit hat zum Teil Auswirkungen auf die energieseitigen Kosten, die der Treibhausgasminderung in den unterschiedlichen Szenarien anzurechnen sind (vgl. Tabelle 4-1). Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch im Referenzszenario mit höherer Bevölkerungsentwicklung die Gesamtkosten ansteigen. Während im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) die Szenariorandbedingungen die Differenzkosten wesentlich mitbestimmen und im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) viele kostengünstige Minderungsoptionen zur Verfügung stehen, so dass hier jeweils nur geringe Steigerun-

gen resultieren, werden im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) mit der höheren Energienachfrage der Sensitivitätsanalyse mit höherer Bevölkerung nun zunehmend teurere Minderungsoptionen im längerfristigen Betrachtungszeitraum benötigt. Damit steigen die kumulierten nicht abdiskontierten Differenzkosten des Szenarios Umwandlungseffizienz (UWE) gegenüber der jeweiligen Referenzentwicklung von +331 Mrd. Euro₉₈ auf +414 Mrd. Euro₉₈ bei der höheren Bevölkerungsentwicklung und somit um 83 Mrd. Euro₉₈ an. In der Sensitivitätsanalyse mit der höheren Bevölkerungsentwicklung sind damit im Klimaschutzszenario Umwandlungseffizienz (UWE) bezogen auf die Gesamtkosten des Szenarios Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) bei gleichem Klimaschutzziel – ohne Berücksichtigung der externen Kosten – Mehrkosten von 948 Mrd. Euro₉₈ (Szenarien der Bundes-Enquete-Kommission: 868 Mrd. Euro₉₈) aufzubringen. Beim Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) belaufen sich diese Mehrkosten gegenüber dem Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) nun auf 1345 Mrd. Euro₉₈ (Szenarien der Bundes-Enquete-Kommission: 1340 Mrd. Euro₉₈). Dadurch, dass sich die Veränderungen bei der Bevölkerungsentwicklung auf die letzten Betrachtungszeitpunkte der Szenarioanalysen beschränkt, sind jedoch die Effekte bei den abdiskontierten Differenzkosten nahezu bedeutungslos.

Tabelle 4-1: Energieseitige Kosten zur Erreichung der Treibhausgasminderungsziele

Kostendifferenz zum jeweiligen Referenzszenario in Mrd. Euro₉₈		
Szenario	kumulierte Systemkosten	auf 1998 diskontierte Systemkosten
Szenarien der Bundes-Enquete-Kommission		
Umwandlungseffizienz	331	78
REG-/REN-Offensive	803	191
Fossil-nuklearer Energiemix	-537	-140
Höhere Bevölkerungsentwicklung		
Umwandlungseffizienz	414	75
REG-/REN-Offensive	811	192
Fossil-nuklearer Energiemix	-534	-141

5 Alternative Technologiecharakterisierungen

Neben den Energieträgerpreisen (siehe Abschnitt 3) sind die Kosten und technischen Charakteristika (z. B. der Wirkungsgrad) von Energiewandlungs- und Energienutzungstechniken von besonderer Bedeutung sowohl für eine kosteneffiziente Bereitstellung von Energiedienstleistungen wie auch für ihre Attraktivität zur Minderung von Treibhausgasemissionen. Ausgehend vom heutigen Stand der Technik lassen sich die Entwicklungen der technischen Parameter und Kosten der verschiedenen heute bereits genutzten sowie der in Entwicklung befindli-

chen Energietechniken nur für relativ kurze, überschaubare Zeiträume belastbar abschätzen. Längerfristig angelegte Abschätzungen sind mit zunehmenden Unsicherheiten behaftet.

Um die Sensitivität der in den Szenarien beschriebenen Entwicklungen der Energieversorgungsstrukturen hinsichtlich der technisch ökonomischen Charakteristiken wichtiger Energietechnologien zu untersuchen, wurde eine Sensitivitätsanalysen mit veränderten Technologieparametern für die besonders relevanten Stromerzeugungs- und KWK-Technologien durchgeführt. Für die fossilen und nuklearen Kraftwerke wurden dabei die Kosten (insbesondere die Investitionskosten) deutlich erhöht und es wurde von geringeren Wirkungsgradverbesserungen in der Zukunft ausgegangen. Für die Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien wurde eine stärkere Senkung der Investitionskosten im Zeitverlauf unterstellt (siehe Tabelle 5-1).

Tabelle 5-1: Beispiele zur Entwicklung der Investitionskosten unterschiedlicher Technologien in den Basisszenarien und bei Variation der Technologieentwicklung

spezifische Investitionskosten EUR / kW	Basisszenario	Variation Technologieentwicklung	
Steinkohle	2000	870	1.200
	2030	870	950
Kernenergie	2000	1.470	1.840
	2030	1.240	1.660
Wind	2000	1.250	1.060
	2030	1.000	690
	2050	950	670
PV	2000	7.200	7.160
	2030	4.000	1.430
	2050	3.140	1.070

Die Veränderungen der Energieerzeugungskostenstrukturen zu Gunsten der erneuerbaren Energietechniken führen dazu, dass in den Szenarien Umwandlungseffizienz (UWE) und Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (Wind und Geothermie) zunimmt und die aus Kohle bzw. Kernenergie entsprechend niedriger ausfällt. Im Jahr 2050 ist in der Sensitivitätsanalyse die Stromerzeugung aus Kohle im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) rd. 15 % und die Stromerzeugung aus Kernenergie im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix (FNE) um rd. 13 % niedriger als in den Ausgangsszenarien der Bundes-Enquete-Kommission. Im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) bleiben die Bei-

träge der verschiedenen Energieträger und die Struktur der Energieversorgung nahezu unverändert, was primär auf die gemachten szenariospezifischen Vorgaben z. B. hinsichtlich der Nutzung erneuerbarer Energien zurückzuführen ist.

Insgesamt gilt aber, dass die charakteristischen Entwicklungsmuster der Szenarien der Bundes-Enquete-Kommission durch die hier unterstellten veränderten Kostenrelationen von regenerativer und fossil-nuklearer Stromerzeugung nicht verändert werden. Dies lässt sich anhand der vergleichenden Gegenüberstellung des Primärenergieverbrauchs und seiner Strukturen im Jahr 2050 in Abbildung 5-1 erkennen.

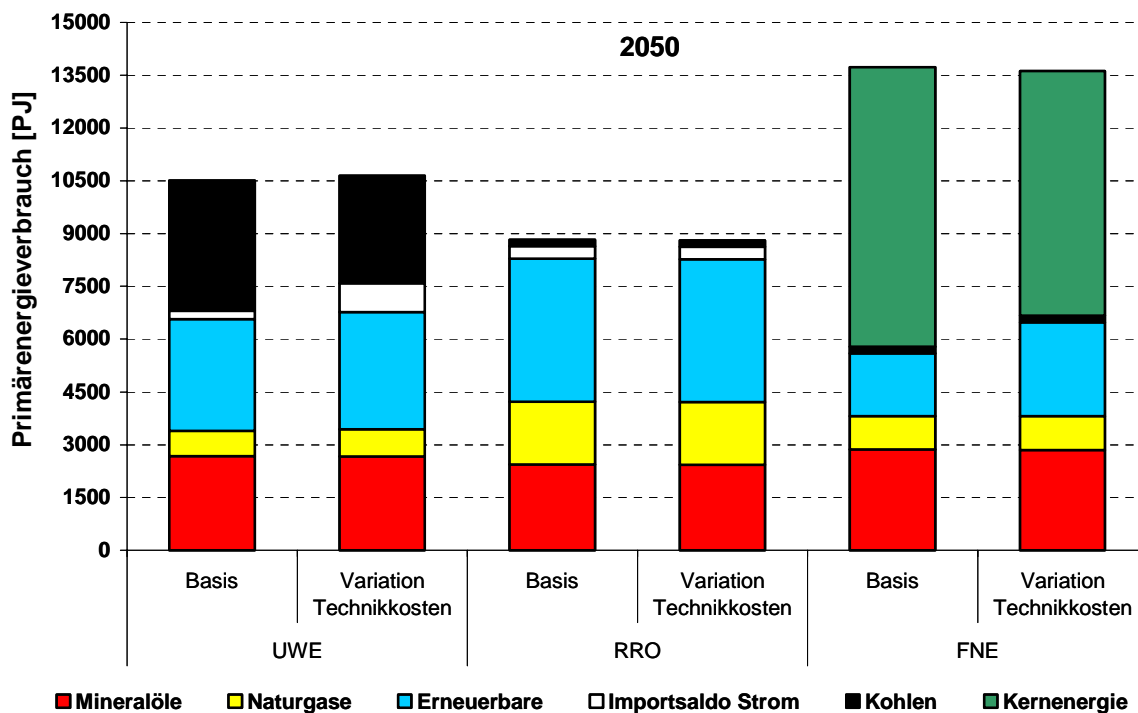


Abbildung 5-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Jahr 2050 (Basisszenarien und Variante mit veränderten Technologieparametern)

Was nun die Gesamtkosten zur Erreichung der vorgegebenen Treibhausgasreduktionsziele betrifft, so ist aufgrund der jeweiligen Richtung der durchgeführten Modifikationen (vgl. Tabelle 5-1) zu erwarten, dass die Szenarien mit einem hohen Anteil regenerativer Energieerzeugung von den in dieser Variante unterstellten Technologiekostenänderungen profitieren. Bei Einbezug der externen Kosten sowie des Nutzenverzichts eines Umstiegs auf den nicht-motorisierten Verkehr liegen die kumulierten Gesamtkosten bei modifizierten Technologiekosten im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) um rd. 1130 Mrd. Euro₉₈ und im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) um rd. 630 Mrd. Euro₉₈ über denen des Szenarios Fossil-nuklearer Energiemix (FNE). Sie sind damit um 385 bzw. 200 Mrd. Euro₉₈ geringer als in den Ausgangsszenarien der Bundes-Enquete-Kommission.

Literatur zu Teil III

/EIA 2002/ EIA: International Energy Outlook 2002, Energy Information Administration, Washington, DC 2002

/IEA 2002/ IEA: World Energy Outlook, 2002 edition, International Energy Agency, Paris 2002

/Prognos, EWI 1999/ Prognos, EWI: Längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Untersuchung im Auftrag des BMWi, 1999, Basel

/Statistisches Bundesamt 2000/ Statistisches Bundesamt: Bevölkerungsentwicklung Deutschlands bis zum Jahr 2050, Ergebnisse der 9. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung, Wiesbaden, Juli 2000

Teil IV: Analyse und Abschätzung gesamtwirtschaftlicher Effekte

1 Aufgabenstellung

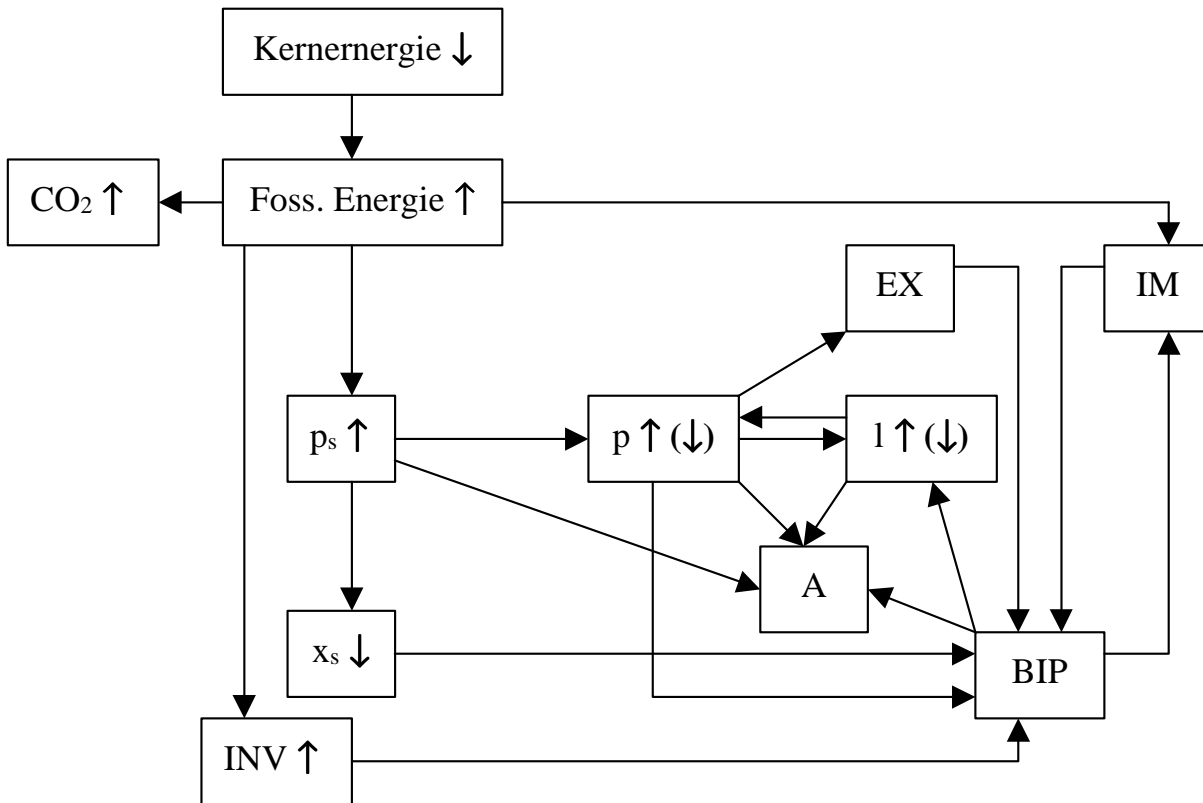
Die energiewirtschaftlichen Veränderungen, die mit der Reduktion der THG-Emissionen bei gleichzeitiger Variation der Nutzung der Kernenergie verbunden sind, haben Rückwirkungen auf den Wirtschaftsstandort Deutschland. Im Rahmen dieser Studie konnten diese Effekte nicht im Detail untersucht und quantifiziert werden. Auf Grund der strukturellen Veränderungen im Energiesystem lassen sich aber einige qualitative Aussagen machen, die Hinweise darauf geben, in welche Richtung die deutsche Volkswirtschaft beeinflusst werden könnte, wenn die Anstrengungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bei gleichzeitigem Kernenergieausstieg verstärkt werden.

2 Prinzipielle Wirkungsmechanismen

In der Regel werden zur Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte von Klimaschutzstrategien bei Kernenergieausstieg gesamtwirtschaftliche Rechenmodelle genutzt, die grob in die beiden Klassen der Impact-Ansätze und der makroökonomischen Marktmodelle eingeordnet werden können. Während es sich bei den Impact-Ansätzen um eine Kombination von ökonomischen, nachfrageorientierten Wirtschaftsmodellen mit detaillierten Energieszenarien handelt, erlauben die makroökonomischen Marktmodelle die simultane Abbildung der emissionsseitigen und gesamtwirtschaftlichen Folgen von energie- und umweltpolitischen Maßnahmen. Hinsichtlich der Aussagen solcher modellgestützter Untersuchungen ist zunächst zu klären, welche prinzipiellen gesamtwirtschaftlichen Wirkungsmechanismen im Falle des vorzeitigen Kernenergieverzichts zu berücksichtigen sind. Abbildung 2-1 zeigt die wichtigsten gesamtwirtschaftlichen Größen und deren Zusammenspiel, ausgehend von einer Veränderung bei der Nutzung der Kernenergie.

Zunächst geht im Falle des Kernenergieausstiegs der Einsatz an Kernbrennstoffen zurück und das in den bestehenden Kernkraftwerken gebundene Kapital wird entwertet. Zur Substitution muss entsprechende Ersatzkapazität aufgebaut werden. Wie die Analysen in Teil II und Teil III gezeigt haben, erfolgt der Ersatz der Kernenergie in der Stromerzeugung z. T. durch fossile Kraftwerke, so dass der Einsatz der fossilen Energieträger zunimmt. Das bedeutet auch, dass die CO₂-Emissionen steigen werden. Darüber hinaus werden auf Grund des vorzeitigen Ersatzes und der Energieträgersubstitution die Kosten in der Stromerzeugung

zunehmen, womit dann steigende Strompreise resultieren (Variable p_s in Abbildung 2-1). Damit wird in den Energiewirtschaftsmodellen, in denen die Stromnachfrage vollständig endogen abgebildet ist, auch die Stromnachfrage und die Stromproduktion (Variable x_s) rückläufig sein.



Legende:	p_s	Strompreis	EX	Exporte
	x_s	Stromnachfrage	l	Lohnsatz
	INV	Investitionen	A	Beschäftigung
	P	gesamtwirtschaftliches Preisniveau	IM	Importe

Abbildung 2-1: Wechselwirkungen wichtiger gesamtwirtschaftlicher Größen im Falle eines Kernenergieausstiegs

Um die wegfallende Stromerzeugungskapazität in den Kernkraftwerken zu ersetzen, werden bei dem vorzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie zusätzliche Kraftwerke gebaut werden müssen, d. h., die gesamtwirtschaftlichen Investitionen (Variable INV in Abbildung 2-1) werden hiervon positiv beeinflusst. Diese Effekte sind ziemlich unstrittig und werden in der Form in der Regel in den Energiewirtschaftsmodellen berücksichtigt. Jedoch sind die Stärken dieser Effekte unterschiedlich, je nachdem, wie die Abbildung in den einzelnen Modellansätzen genau gewählt worden ist.

Z. T. nicht erfasst werden jedoch crowding out Effekte, d. h. die Rückwirkungen der höheren Investitionen in der Stromerzeugung auf andere Bereiche, in denen Investitionen vermindert oder verdrängt werden. Denn Investitionserhöhungen an einer Stelle der Volks-

wirtschaft bewirken, dass Investitionen an anderer Stelle zurückgehen. Die daraus folgenden gesamtwirtschaftlichen Effekte sind somit nicht eindeutig. Selbst wenn in Bezug auf die qualitative Aussage zwischen den Modellansätzen keine Unterschiede auftreten, kann die unterschiedliche Quantität der einzelnen Effekte gesamtwirtschaftlich zu abweichenden Ergebnissen führen. Falls durch den vorzeitigen Kernenergieausstieg zusätzliche Investitionstätigkeit ausgelöst werden würde, hätte dies einen positiven Effekt auf das BIP. Würden dagegen die Investitionen im Saldo vermindert werden, so würde das BIP-Wachstum abgeschwächt werden.

Durch zunehmende Kosten der Stromerzeugung werden auch die Preise für die anderen Güter (Variable p in Abbildung 2-1) steigen, solange dies nicht durch Rückwirkungen auf den Lohnsatz (siehe unten) modifiziert wird. Diese Preisbewegung hat nun vielfältige Konsequenzen. Zum einen ergibt sich hieraus eine Veränderung des realen Bruttoinlandsproduktes (BIP). Im Ergebnis werden sich die veränderten Güterpreise in einer verminderten Wertschöpfung der Sektoren niederschlagen. Dies bedeutet, für sich genommen, dass Einbußen beim BIP resultieren.

Zusätzlich beeinflussen die vermehrt eingesetzten fossilen Energieträger die Importe unmittelbar. Dies hat wiederum einen senkenden Einfluss auf das BIP. Ein sinkendes BIP bedeutet aber auch wiederum Rückwirkungen auf die Importe anderer Güter.

Des Weiteren sind nun noch die Konsequenzen zu betrachten, die sich über den Lohnsatz (l) ergeben. Bestimmend für die gesamtwirtschaftliche Lohnfunktion ist zum einen die Produktivitätsentwicklung aus dem BIP und zum anderen die allgemeine Preisentwicklung. Wenn hier nun das BIP rückläufig sein sollte, könnte von der Produktivität her ein negativer Einfluss auf den Lohn ausgeübt werden, von den Preisen her möglicherweise jedoch ein positiver. Was dabei per saldo herauskommt, liegt nicht von vornherein fest. Der Lohn kann steigen, aber auch fallen, beides ist denkbar. Der Gesamteffekt hängt von den in den einzelnen Modellen berücksichtigten bzw. den in der Realität vorzufindenden Elastizitäten ab. Im Falle eines sinkenden Lohnsatzes kann es in bestimmten Sektoren sogar damit zu einem Rückgang der Güterpreise kommen.

Aus dem Lohnsatz und der Preisentwicklung ergibt sich der Reallohn, der natürlich die Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Nachfrage beeinflusst. Des Weiteren wird hiervon das Produktionsniveau in den einzelnen Sektoren mitbestimmt und damit die Beschäftigung (A). Durch die Entwicklung des Strompreises kann hier eine Substitution zwischen dem Energieeinsatz und dem Arbeitseinsatz ausgelöst werden. Somit ergeben sich auch an dieser Stelle sehr viele unterschiedliche Teileffekte.

Ein weiterer Effekt ergibt sich noch durch den Außenhandel. Die Exporte (EX) hängen von der Preisentwicklung ab, da bei steigenden Inlandspreisen die Wettbewerbsfähigkeit sinkt, so dass die Exporte zurückgehen. Die Gesamtpreisentwicklung (p) wird beim Kernenergieausstieg von der Strompreisentwicklung beeinflusst, so dass das Preisniveau steigt, weshalb ein negativer Einfluss auf die Exporte zu erwarten ist. Falls aber in den Energiewirt-

schaftsmodellen der Lohnsatz sinkt, ergibt sich eine Kostenkomponente, die auch die Preise nach unten ziehen könnte. Damit ist der Einfluss auf die Exporte auch nicht mehr eindeutig. Sofern in einigen Sektoren auf Grund der Lohnrückgänge auch rückläufige Preise resultieren, könnte sich auch eine Belebung der Exporte ergeben. Auch hier ist wieder entscheidend, wie sich die Effekte entweder gegenseitig ergänzen oder eben ausschließen.

Zusammengefasst bedeutet dies, dass es für den Teilbereich Energiewirtschaft klare Aussagen gibt, was die Qualität der Ergebnisse betrifft. Die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen hängen bei durchaus ähnlichen qualitativen Strukturen in einzelnen Modellen, die für derartige Analysen verwendet werden, wegen des Vorhandenseins gegenläufiger Effekte sehr von der konkreten quantitativen Abbildung der Teileffekte in den einzelnen Modellansätzen ab. Dabei ist die Reaktion des Lohnsatzes, d. h. die Lohnpolitik von Arbeitgebern und Gewerkschaften, der entscheidende Faktor dafür, ob die negativen Impulse aus dem Kernenergieausstieg kompensiert werden können. Die Erfahrungen der Vergangenheit zeigen, dass die Lohnpolitik in der Regel genau die gegensätzliche Richtung eingeschlagen hat, die notwendig wäre, um hier kompensierend wirken zu können. Unter diesen Voraussetzungen ist davon auszugehen, dass ein Kernenergieausstieg zu gesamtwirtschaftlichen Verlusten führen würde.

Die dargestellten prinzipiellen Effekte eines Kernenergieausstiegs werden noch verstärkt, wenn gleichzeitig Bemühungen bestehen, die THG-Emissionen in Deutschland zu senken. Letztlich ist jedoch entscheidend, ob mit dem Einschwenken auf einen stärker Klimaschutz-orientierten Pfad bei Kernenergieausstieg volkswirtschaftliche Mehrkosten verbunden sind. Volkswirtschaftliche Mehrkosten entstehen – vereinfacht ausgedrückt – immer dann, wenn sich Aufwendungen für Energieeinspar- oder Substitutionsmaßnahmen aus gesamtwirtschaftlicher Sicht nicht lohnen, sie also mehr kosten als die eingesparte Energie wert ist. Liegt der Wert der eingesparten Energie dagegen über den gesamten Aufwendungen, resultieren Gewinne aus der Klimaschutzstrategie. Entstehen Mehrkosten, bedeutet dies letztlich, dass Teile des Einkommens für den Klimaschutz und den Kernenergieausstieg umgewidmet werden. Würden demgegenüber Gewinne entstehen, würde dies bedeuten, dass durch den Klimaschutz und den Kernenergieausstieg Einkommensteile für andere Verwendungszwecke frei werden würden.

Diese vereinfachte Sichtweise deckt sich auch mit dem allgemeinen ökonomischen Verständnis, wonach Kosten und Preise als Maß für die Inanspruchnahme knapper Ressourcen dienen. Geringere Kosten bei gleichem Nutzen bedeuten eine ökonomisch effizientere, eine ressourcenschonendere Lösung. Dieses Verständnis von Kosten ist, so scheint es, aufgrund der Diskussion um Partialeffekte hinsichtlich Wirtschaftswachstum, Beschäftigung, Preisniveaustabilität oder internationale Wettbewerbsfähigkeit weitgehend verlorengegangen. Gegen Kosten als Bewertungskriterium von Energiesystemen mag man einwenden, dass gegenwärtig die Kosten sog. externer Effekte, z. B. von Umweltschäden, in den Kostenkalkülen noch nicht erfasst werden. Diesem Umstand kann durch die Internalisierung oder Bilanzie-

rung externer Kosten abgeholfen werden, wobei hierzu der Wissenstand in den letzten Jahren wesentlich gefestigt werden konnte, wie Anhang II-A im Teil II dokumentiert.

Wenn wir uns bewusst machen, dass Kosten, die externe Effekte soweit wie möglich mit berücksichtigen, das beste Maß für die Inanspruchnahme knapper Ressourcen sind, dann bedeutet dies auch, dass die in den Szenarioanalysen für die Enquete-Kommission (siehe Teil II) ausgewiesenen Kostenunterschiede zwischen den Klimaschutzszenarien Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) (mit weiterer Nutzung der Kernenergie) und den Szenarien (mit Kernenergieausstieg) Umwandlungseffizienz (UWE) bzw. REG-/REN-Offensive (RRO) von 828 Mrd. Euro₉₈ bzw. 1515 Mrd. Euro₉₈ (inkl. externer Kosten) (siehe Tabelle 3-3 in Teil II) einen Hinweis auf die gesamtwirtschaftlichen Probleme geben, die resultieren, wenn Klimaschutz in Deutschland ohne die Option Kernenergie bei im Zeitverlauf steigenden Minderungserfordernissen realisiert werden soll.

3 Ergebnisse von Szenarioanalysen für das Forum für Energiemodelle

Um die Größenordnung der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen abzuschätzen, die mit den oben genannten Partialeffekten einhergehen, wird im Folgenden auf Arbeiten zurückgegriffen, die im Rahmen des Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland zum Kernenergieausstieg durchgeführt worden sind. Das Forum stellt eine durch die Wissenschaft initiierte Einrichtung dar, die mittels sogenannter Modellexperimente einen intensiven Erfahrungsaustausch zwischen Entwicklern und Nutzern von Energiemodellen aus Forschung, Politik und Wirtschaft anstrebt. Im zweiten Modellexperiment des Forum (MEX II) /Forum 2002/ wurden insbesondere die Auswirkungen eines vorzeitigen Kernenergieausstiegs auf die Elektrizitätsversorgung und die Elektrizitätswirtschaft bspw. hinsichtlich der Stromerzeugungskosten und Strompreise, der Struktur der Erzeugung bzw. des Umfangs von Stromimporten, ebenso wie die Auswirkungen auf die übrige Energieversorgung analysiert. Daneben wurden auch die Effekte auf wichtige volkswirtschaftliche Kenngrößen, wie z. B. das Wirtschaftswachstum, die Beschäftigung oder die Wettbewerbssituation der Industrie, quantitativ ermittelt. Schließlich werden auch die umweltseitigen Wirkungen eines vorzeitigen Ausstiegs aus der Kernenergie bezüglich des Ausstoßes von energiebedingten Treibhausgasemissionen untersucht.

Das IER Stuttgart war am MEX II u. a. mit dem Gleichgewichtsmodell NEWAGE zur Analyse der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen beteiligt /Fahl, Kemfert 2002/. Im Folgenden werden zur Einordnung der möglichen gesamtwirtschaftlichen Effekte eines Kernenergieausstiegs in Deutschland die wichtigsten Ergebnisse dieser Untersuchung zusammengefasst

Die Simulationsergebnisse mit NEWAGE deuten darauf hin, dass ein vorzeitiger Kernenergieverzicht mittel- bis langfristig zu einem Zielkonflikt mit anderen wirtschaftspolitischen Zielsetzungen wie materiellem Wohlstand und Beschäftigung führt. Dieser Zielkonflikt

wird zusätzlich verschärft, wenn gleichzeitig keine zusätzliche CO₂-Emissionserhöhung zugelassen werden soll, bzw. noch einmal wesentlich weiter verstärkt, wenn die Minderungsziele der Kyoto-Vereinbarung und deren Fortschreibung erreicht werden sollen. Dieses Ergebnis ist letztlich auf die im Falle des vorzeitigen Kernenergieausstiegs anfallenden stranded costs bei den Kernkraftwerken und die höheren Kosten der Ersatzoptionen zurückzuführen. Die mit einer vorzeitigen Stilllegung der Kernkraftwerke verbundene Umstrukturierung des Kraftwerksparks und die daraus resultierenden Kosteneffekte führen auf Grund der engen Verflechtung der Elektrizitätswirtschaft mit den anderen Bereichen der Volkswirtschaft zu Belastungen und Anpassungen, die von allen Wirtschaftssubjekten, d. h. Produzenten und Konsumenten, zu tragen sind.

Die für die einzelnen Bereiche der Volkswirtschaft durchaus unterschiedlichen Effekte lassen sich dabei zusammenfassend als Auswirkungen auf das Bruttoinlandsprodukt und die Beschäftigung darstellen. Die sich in den Ausstiegsszenarien ergebenden Bruttoinlandsproduktsverluste liegen im Fall eines Kernenergieausstiegs nach 30 Zeitjahren mit zusätzlichen Klimaschutzmaßnahmen für Deutschland in der Größenordnung von rund 17,7 Mrd. DM_{98/a} (9,0 Mrd. Euro_{98/a}), aufkumuliert bis zum Jahr 2030 bei gut 550 Mrd. DM₉₈ (ca. 280 Mrd. Euro₉₈). Die sich im Bruttoinlandsproduktsverlust widerspiegelnden sektoralen Produktionsrückgänge in Folge eines vorzeitigen Kernenergieausstiegs bleiben nicht ohne Auswirkungen auf die Beschäftigungssituation. Die Arbeitsplatzverluste liegen beim Kernenergieausstieg nach 30 Zeitjahren bei gleichzeitiger Emissionsreduktion bei rund 120000 Arbeitsplätzen.

Parallel wurden für das Forum auch Analysen mit einem technisch orientierten Energiesystemmodell durchgeführt. Es zeigt sich, dass die Aussagen der Modellrechnungen mit dem Gleichgewichtsmodell NEWAGE hinsichtlich der Bruttoinlandsproduktsentwicklung sich mit den Aussagen des Energiesystemmodells hinsichtlich der Mehrkosten eines Kernenergieausstiegs decken. Damit sind die Kostenwirkungen eines Energiesystemmodells ein geeigneter Indikator für die gesamtwirtschaftlichen Konsequenzen. Dabei sind jedoch die BIP-Verluste um den Faktor 2 bis 6 höher als die vergleichbaren direkten Kostenwirkungen im Energiesystem.

Übertragen auf die Ergebnisse der Szenariorechnungen für die Bundes-Enquete-Kommission bedeutet dies, dass die Klimaschutzszenarien Umwandlungseffizienz (UWE) und REG-/REN-Offensive (RRO) im Vergleich zum Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) BIP-Verluste kumuliert über den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2050 von 1700 Mrd. Euro₉₈ bis 5200 Mrd. Euro₉₈ (34 bis 104 Mrd. Euro₉₈ pro Jahr) (Umwandlungseffizienz) bzw. 2700 Mrd. Euro₉₈ bis 8000 Mrd. Euro₉₈ (54 bis 160 Mrd. Euro₉₈ pro Jahr) (REG-/REN-Offensive) mit sich bringen könnten. Als Anhaltspunkt sei noch erwähnt, dass die für die Szenarioanalysen unterstellte Wirtschaftsentwicklung von einem Bruttoinlandsprodukt von 2797 Mrd. Euro₉₅ im Jahr 2020 ausgeht bei einem Startwert von 1980 Mrd. Euro₉₅ im Jahr 2001. Dies bedeutet, dass auch bei einem vorzeitigen Verzicht auf die Option Kernenergie bei Klima-

schutzanstrengungen die Wirtschaft in Deutschland zwar weiter wächst, jedoch – zum Teil deutlich – langsamer als in einer Basisentwicklung mit Kernenergienutzung.

Literatur zu Teil VI

/Fahl, Kemfert 2002/ NEWAGE-D, in: Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland. Physica-Verlag, Heidelberg, 2002, S. 412-435

/Forum 2002/ Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland. Physica-Verlag, Heidelberg, 2002

Teil V: Übertragung der Bundesenquete-Szenarien für Deutschland auf Bayern

1 Aufgabenstellung

Gegenstand von Teil V der Studie ist die Analyse der Implikationen ausgewählter Szenarien Deutschlands auf Bayern. Es erfolgt eine regionale Betrachtung für die Stromerzeugung in Bayern, die, aufbauend auf den Szenarioergebnissen für Deutschland, insbesondere die Rolle der Kernenergie und Fragen der Versorgungssicherheit im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung des Energiesystems beinhaltet. Hierzu werden für Deutschland die in Teil II näher beschriebenen Szenarien der Bundes-Enquete-Kommission als Grundlage verwendet. Neben dem Referenzszenario werden damit auch die Klimaschutzszenarien Umwandlungseffizienz (UWE), REG-/REN-Offensive (RRO) sowie Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) berücksichtigt. Hierzu wird zunächst die Vorgehensweise beschrieben, um aus den deutschen Werten quantitative Aussagen für Bayern ableiten zu können. Daraufhin folgt in Abschnitt 3 die Betrachtung des Referenzszenarios und in Abschnitt 4 die Analyse der Klimaschutzszenarien Umwandlungseffizienz, REG-REN-Offensive und Fossil-Nuklearer Energiemix.

2 Vorgehensweise

Die Übertragung der Ergebnisse der Szenarioanalysen für Deutschland auf die Situation in Bayern erfolgt in vier Analyseschritten. Zunächst wird die Nachfrageentwicklung in Deutschland in den unterschiedlichen Verbrauchsbereichen unter der Annahme konstanter Anteile Bayerns am jeweiligen Endenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 1999 auf Bayern übertragen (vgl. Abbildung 2-1). Dabei stellt der Energiebericht Bayern des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Verkehr und Technologie für Bayern die entsprechenden Ausgangswerte bereit, für Deutschland wurde auf die Angaben der /AG Energiebilanzen 2002/ Bezug genommen. Diese Vorgehensweise gilt für die Sektoren bzw. Teilsektoren in der Industrie, im Verkehr sowie bei Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. Bei den Haushalten wurde demgegenüber unterstellt, dass sich der Endenergieverbrauch der Haushalte pro Kopf in Bayern in der selben Weise entwickelt wie in den Szenarioanalysen für Deutschland, wiederum ausgehend von den Werten im Jahr 1999. Dabei wurde für die Bevölkerungsentwicklung auf der 9. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung für Deutschland des Statistischen Bundesamtes in Zusammenarbeit mit den Statistischen Landesämtern aufgesetzt /Statistisches

Bundesamt 2000/. Da für Deutschland weder die Variante 1 noch die Variante 2 der 9. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung mit den Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung übereinstimmt, die von der Bundes-Enquete-Kommission für die Szenarioanalysen verwendet wurde, ist hier eine entsprechende Anpassung notwendig. Hierzu wurde aus den beiden Varianten 1 und 2 der Mittelwert der Anteile des Freistaates Bayern an der gesamtdeutschen Bevölkerung ermittelt und für die Bevölkerungsentwicklung der Bundes-Enquete-Kommission als bayerischer Anteil unterstellt (vgl. Tabelle 2-1).

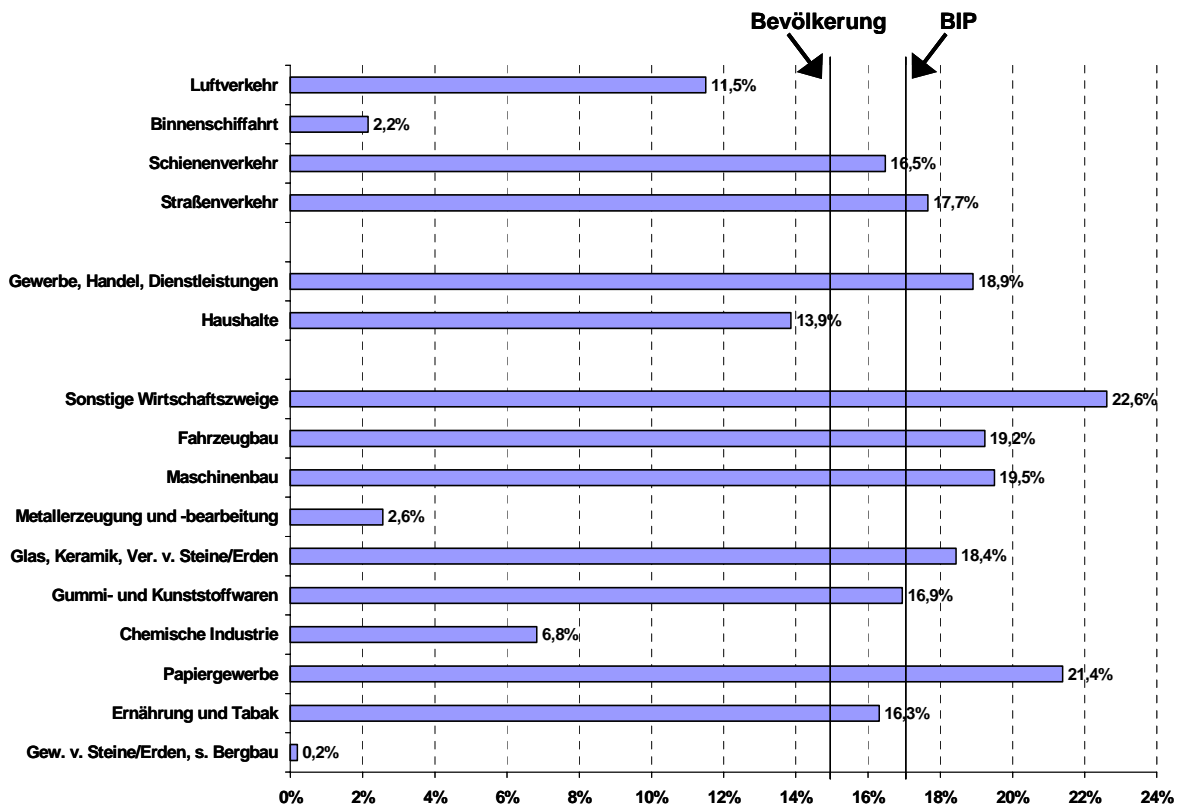


Abbildung 2-1: Anteile Bayerns am Endenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 1999 für unterschiedliche Sektoren

Tabelle 2-1: Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung auf der Basis der Varianten 1 und 2 der 9. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes

in 1000	Variante 1, Stat. Bundesamt			Variante 2, Stat. Bundesamt			Anteil Bayerns Mittelwert	Bundes-Enquete	
	Bayern	Deutschland	Anteil Bayerns	Bayern	Deutschland	Anteil Bayerns		Deutschland	Bayern
2000	12157,0	81985,2	14,8%	12157,0	81985,2	14,8%	14,9%	82260,0	12230,0
2005	12218,4	81734,2	14,9%	12224,4	81754,3	15,0%	15,0%	82200,0	12289,5
2010	12169,0	81085,9	15,0%	12220,4	81497,3	15,0%	15,0%	82100,0	12316,0
2015	12052,1	80065,7	15,1%	12159,1	81026,7	15,0%	15,0%	81600,0	12264,1
2020	11856,6	78791,8	15,0%	12022,7	80339,1	15,0%	15,0%	80800,0	12125,2
2025	11612,6	77137,7	15,1%	11840,3	79297,7	14,9%	15,0%	79500,0	11919,4
2030	11313,4	75186,6	15,0%	11604,3	77976,9	14,9%	15,0%	77900,0	11657,3
2035	10953,4	72931,3	15,0%	11308,8	76365,1	14,8%	14,9%	75800,0	11304,7
2040	10546,1	70457,2	15,0%	10967,1	74545,6	14,7%	14,8%	73300,0	10877,7
2045	10104,4	67240,3	15,0%	10591,7	72540,1	14,6%	14,8%	70700,0	10473,7
2050	9639,0	64973,3	14,8%	10192,2	70381,4	14,5%	14,7%	67800,0	9938,4

Bei den Anteilen Bayerns am Endenergieverbrauch in Deutschland in den verschiedenen Sektoren (vgl. Abbildung 2-1) ist insbesondere die sehr große Bedeutung des Papiergewerbes und die überproportionalen Anteile des Maschinenbaus, des Fahrzeugbaus, des Sektors Gewerbe, Handels, Dienstleistungen (GHD), von Glas und Keramik und der sonstigen Wirtschaftszweige hervorzuheben. Des Weiteren sind die Sektoren Gewinnung von Steine/Erden, sonstiger Bergbau, die Binnenschifffahrt, die Metallherzeugung und -bearbeitung sowie die Chemische Industrie im bundesweiten Vergleich für Bayern hinsichtlich des Endenergieverbrauchs eher von geringerer Bedeutung.

Im zweiten Schritt der Vorgehensweise wurde die Annahme getroffen, dass die Entwicklung der einzelnen Energieträger in den verschiedenen Verbrauchsbereichen in Bayern analog zur Entwicklung in den unterschiedlichen Szenarien in Deutschland erfolgt. Auch hier sind die Werte des Jahres 1999 wiederum als Ausgangspunkt verwendet worden (vgl. Abbildung 2-2). Zusätzlich wurde unterstellt, dass die Umsetzung der Nutzung erneuerbarer Energieträger in Bayern auf den Anteilen Bayerns am technischen Potenzial in Deutschland basiert, differenziert für unterschiedliche Kategorien auf der Basis von /Kaltschmitt, Wiese 1997/ (vgl. Abbildung 2-3). Danach wird dann noch eine Kalibrierung durchgeführt, die gewährleistet, dass die summarische Entwicklung bei den einzelnen Energieträgern mit den Ergebnissen des ersten Arbeitsschrittes übereinstimmt.

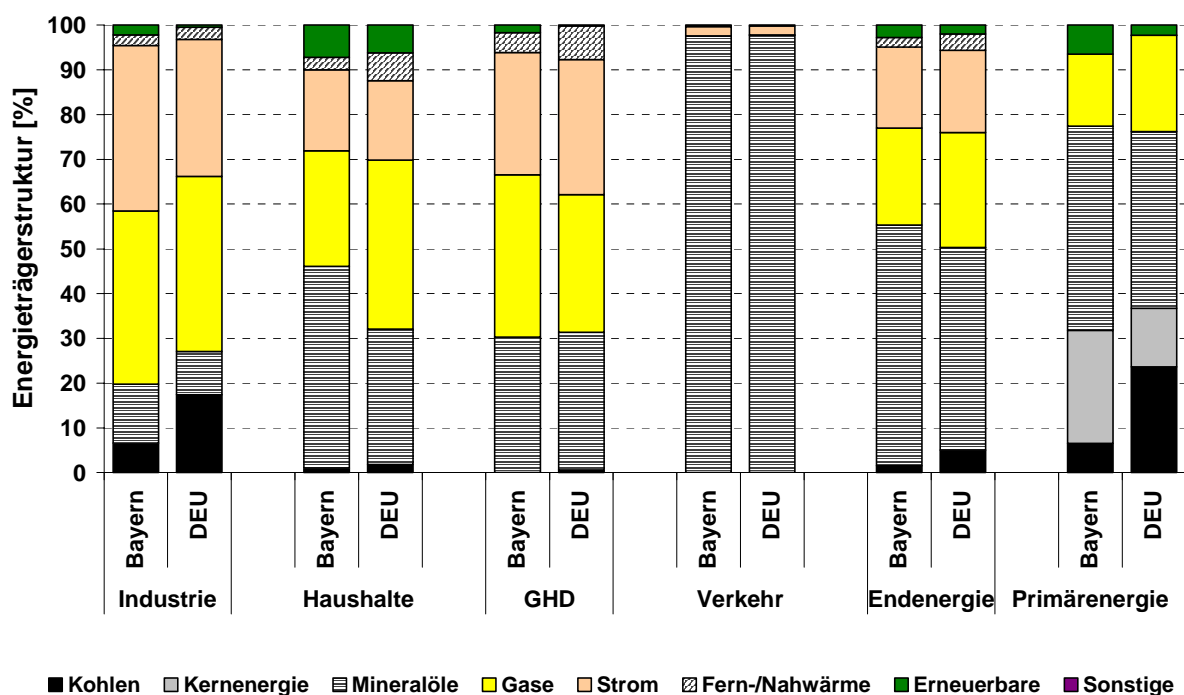


Abbildung 2-2: Energieträgerstrukturen in Bayern und in Deutschland im Jahr 1999 in unterschiedlichen Sektoren im Vergleich

Auch für die Stromerzeugung wird im dritten Übertragungsschritt unterstellt, dass die Umsetzung des Zuwachses der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entsprechend der

weiteren Ausnutzung des technischen Potenzials in Deutschland vorgenommen wird, wiederum differenziert für die unterschiedlichen Kategorien (vgl. Abbildung 2-3). Zudem ist angenommen, dass die Verstromung von Braunkohle in Bayern zukünftig eingestellt bleibt und dass hinsichtlich der Nutzung der Kernenergie nach der Philosophie des jeweiligen Szenarios vorgegangen wird. Der Stromimportsaldo aus nicht-erneuerbaren Energieträgern soll entsprechend den Ergebnissen des Ergänzungsgutachtens zur Energieverbrauchsprognose für Bayern /Fahl 2001/ im Jahr 2010 maximal 6,33 TWh/a und im Jahr 2020 und danach maximal 5,25 TWh betragen. Des Weiteren soll der Anteil Bayerns am Stromimport aus erneuerbaren Energien nach Deutschland dem Anteil Bayerns am jeweiligen deutschen Nettostromverbrauch entsprechen. Schließlich wird die dann noch verbleibende Stromerzeugung auf Steinkohle und Erdgas entsprechend deren Relation in 1999 und der Entwicklung in den bundesdeutschen Szenarien aufgeteilt.

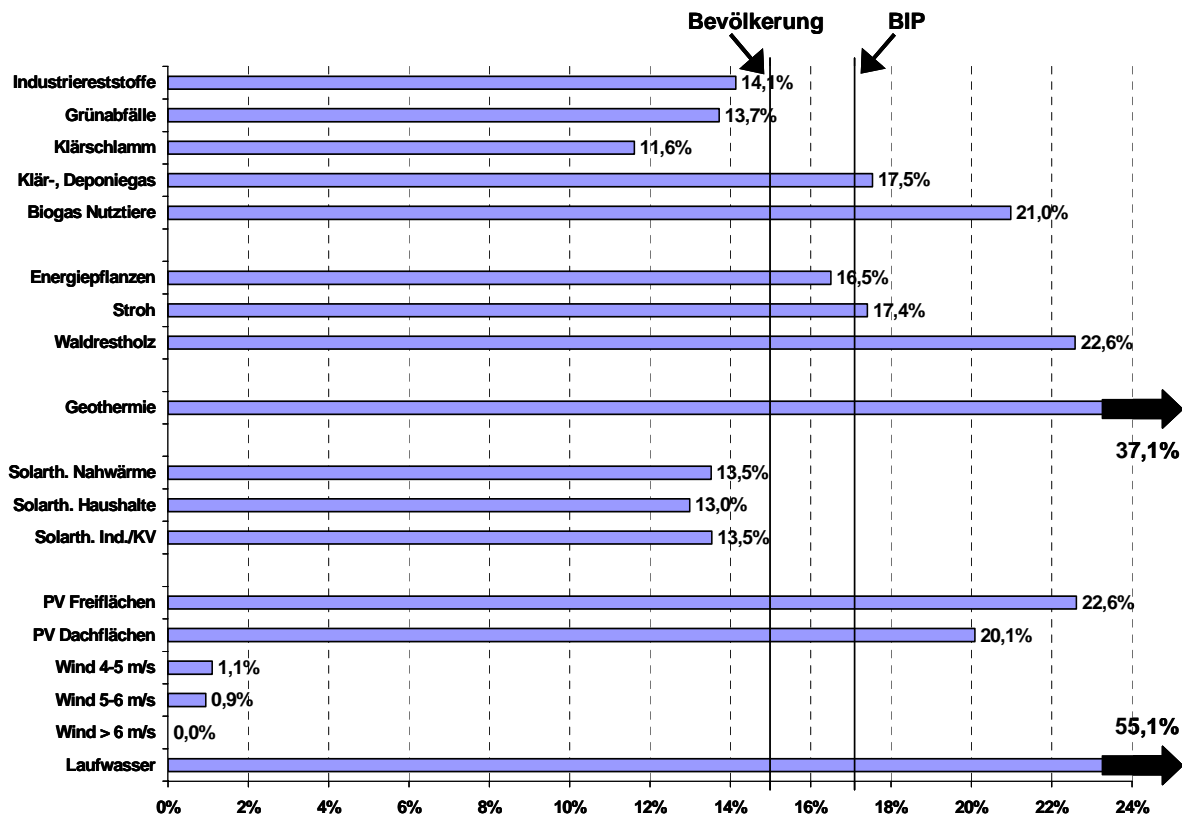


Abbildung 2-3: Anteile Bayerns an den technischen Potenzialen unterschiedlicher erneuerbarer Energieträger in Deutschland

Zuletzt erfolgt im vierten Arbeitsschritt eine Bilanzierung der Entwicklungen in den einzelnen Sektoren der Endenergieebene und der Stromerzeugung unter Berücksichtigung der sonstigen Umwandlungsbereiche und des nichtenergetischen Verbrauchs hin zum Primärenergieverbrauch in Bayern. Die umweltseitige Bewertung der Betrachtung erstreckt sich auf die energiebedingten CO₂-Emissionen. Schließlich werden noch für die Klimaschutzszenarien die

Differenzkosten zum Referenzszenario berechnet, wobei unterstellt wurde, dass die mittleren spezifischen CO₂-Minderungskosten für Deutschland in Euro je t CO₂ auch für Bayern angewandt werden können.

Zu betonen ist, dass die hier skizzierte Übertragung von Entwicklungsszenarien für Deutschland auf Bayern, die nicht alle energierelevanten regionalen Besonderheiten berücksichtigen kann, nur eine erste Orientierung liefert. Sie kann eine eigenständige Szenarioanalyse der spezifischen bayerischen Situation nicht ersetzen. Sie ermöglicht jedoch Tendenzaussagen, wie sich unterschiedliche gesamtdeutsche Klimaschutz- und Energieversorgungsstrategien hinsichtlich der Stromerzeugungs- und Energieversorgungsstrukturen in Bayern auswirken können.

3 Referenzszenario

3.1 Endenergieverbrauch der Industrie

Die zuvor skizzierte Vorgehensweise führt für das Referenzszenario, für das keine zwingende Erreichung von Klimaschutzzielen unterstellt ist und das von den existierenden politischen/-gesetzlichen Orientierungen ausgeht, zu der in Abbildung 3-1 dargestellten Entwicklung des Endenergieverbrauchs in der Industrie in Bayern.

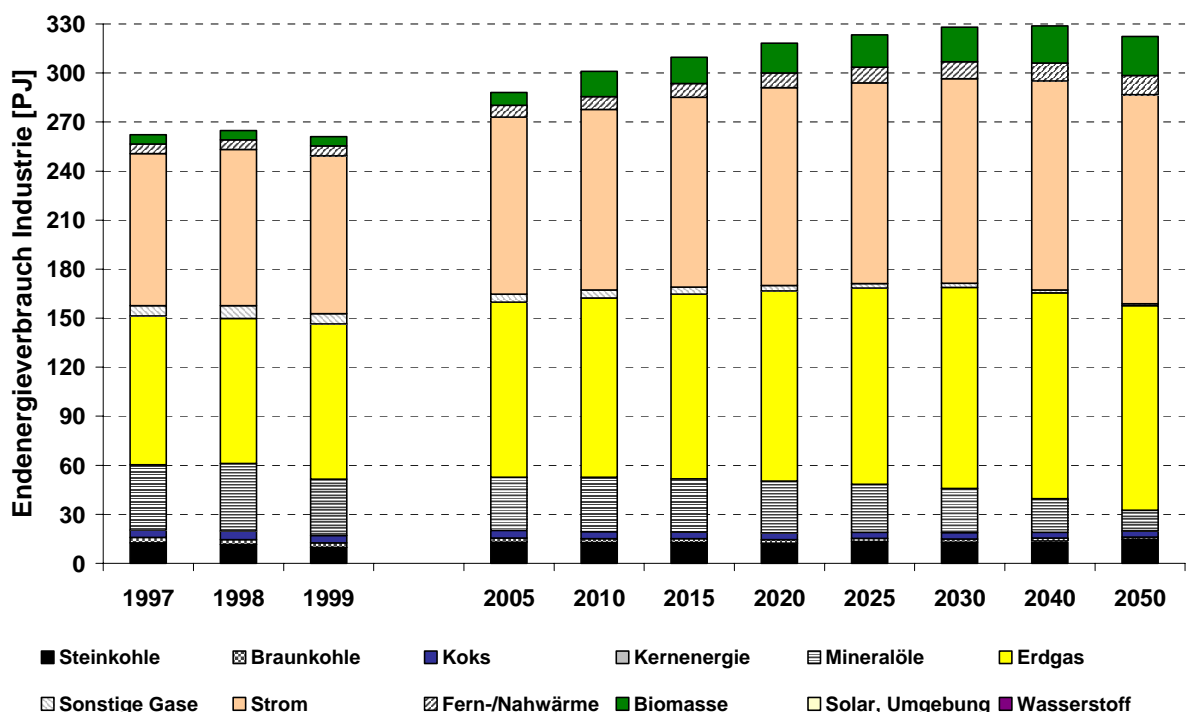


Abbildung 3-1: Endenergieverbrauch in der Industrie in Bayern im Referenzszenario

Wesentlich für die weitere Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie in Bayern ist die aus der deutschen Entwicklung abgeleitete leichte Zunahme des Endenergiever-

brauchs des Papiergewerbes, der Chemischen Industrie, bei Glas und Keramik und bei den sonstigen Wirtschaftszweigen, nachdem in den Jahren 1997 bis 1999 hier in Bayern in Summe ein Verbrauchsrückgang um ca. 6 PJ zu beobachten war. Und auch im Maschinenbau und im Fahrzeugbau steigt demnach der Endenergieverbrauch weiter leicht an, so dass insgesamt der Endenergieverbrauch der Industrie in Bayern im Jahr 2010 um 39,8 PJ, in 2020 um 57,2 PJ, in 2030 um 67,0 PJ und im Jahr 2050 noch um 61,3 PJ höher liegt als im Jahr 1999.

Bezüglich der Energieträgerstruktur ergibt sich beim Endenergieverbrauch der Industrie in Bayern sowohl eine absolute als auch eine anteilmäßige Zunahme des Beitrages des Erdgases und des Stroms sowie perspektivisch auch der Biomasse und der Fern-/Nahwärme. Der Zuwachs erfolgt zu Lasten der Kohlen, der Mineralöle und der sonstigen Gase. Das Erdgas, der Strom und Fern-/Nahwärme decken im Referenzszenario im Jahr 2050 insgesamt einen Anteil von 82,0 % des Endenergieverbrauchs der Industrie in Bayern ab.

3.2 Endenergieverbrauch der Haushalte

Im Haushaltssektor liegt der Endenergieverbrauch im Referenzszenario in Bayern vor allem klimabedingt aber auch durch die anfangs noch ausgeprägte Mengendynamik (größere Wohnflächen bei noch wachsender Bevölkerung) in 2005 um 24,6 PJ höher als im Ausgangsjahr 1999 (vgl. Abbildung 3-2). Ab 2010 geht der Verbrauch dann zunächst langsam und mit der dann stärker rückläufigen Bevölkerungszahl immer deutlicher zurück, so dass im Jahr 2050 (unter den Verhältnissen eines Normaljahres) der Endenergieverbrauch der Haushalte in Bayern um 16,7 % niedriger liegt als im (statistisch gesehen besonders warmen) Jahr 1999.

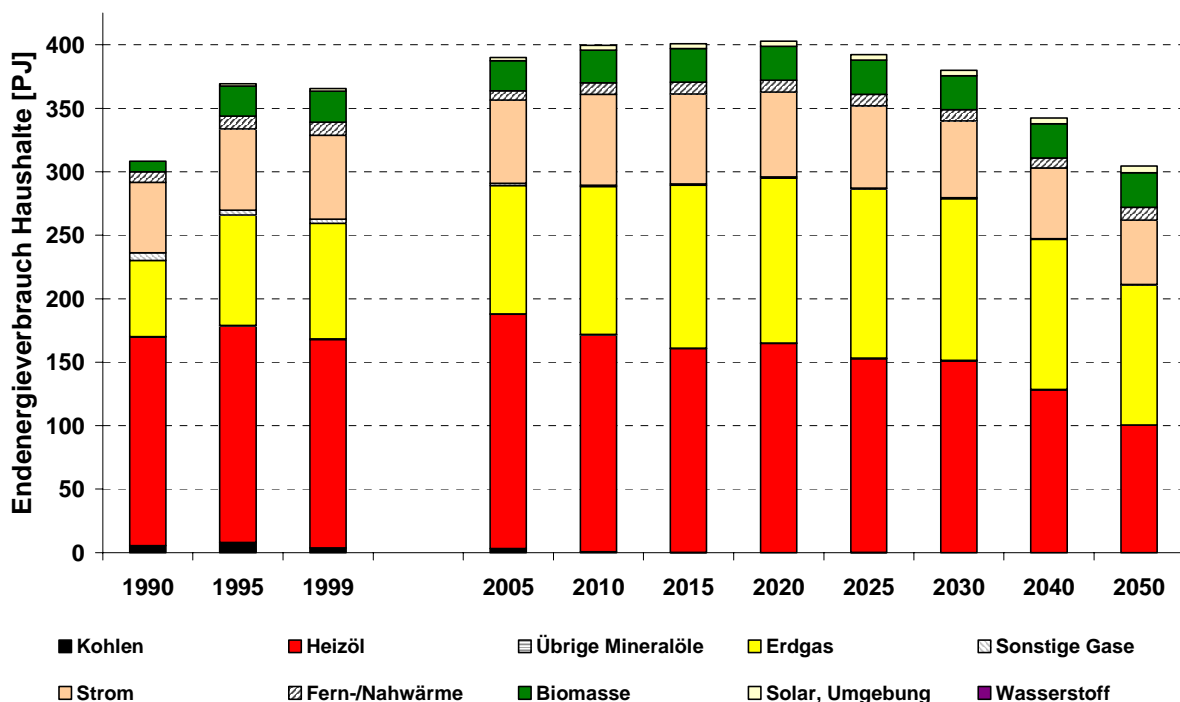


Abbildung 3-2: Endenergieverbrauch der Haushalte in Bayern im Referenzszenario

In Bezug auf die Energieträgerstruktur des Endenergieverbrauchs der Haushalte setzen sich die derzeitigen Trends fort: deutliche Abnahmen bei Kohle und Öl, deutliche Gewinne von Erdgas und zunächst Strom sowie später Solar- und Umgebungsenergie. Das Erdgas, der Strom und Fern-/Nahwärme decken im Referenzszenario im Jahr 2050 insgesamt einen Anteil von 56,3 % des Endenergieverbrauchs der Haushalte in Bayern ab, zusammen mit den Biomassen einen Anteil von 65,2 %.

3.3 Endenergieverbrauch von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

Der Endenergieverbrauch des GHD-Sektors liegt im Referenzszenario in Bayern im Jahr 2050 trotz einer weiter zunehmenden Tendenz zur Dienstleistungsgesellschaft um 9,1 % niedriger als 1999 (vgl. Abbildung 3-3), wobei der Rückgang des Endenergieverbrauchs im Wesentlichen erst nach dem Jahr 2030 einsetzt. Wesentliche Ursache ist auch hierfür die Bevölkerungsentwicklung und damit einhergehend die Entwicklung der Erwerbstätigen.

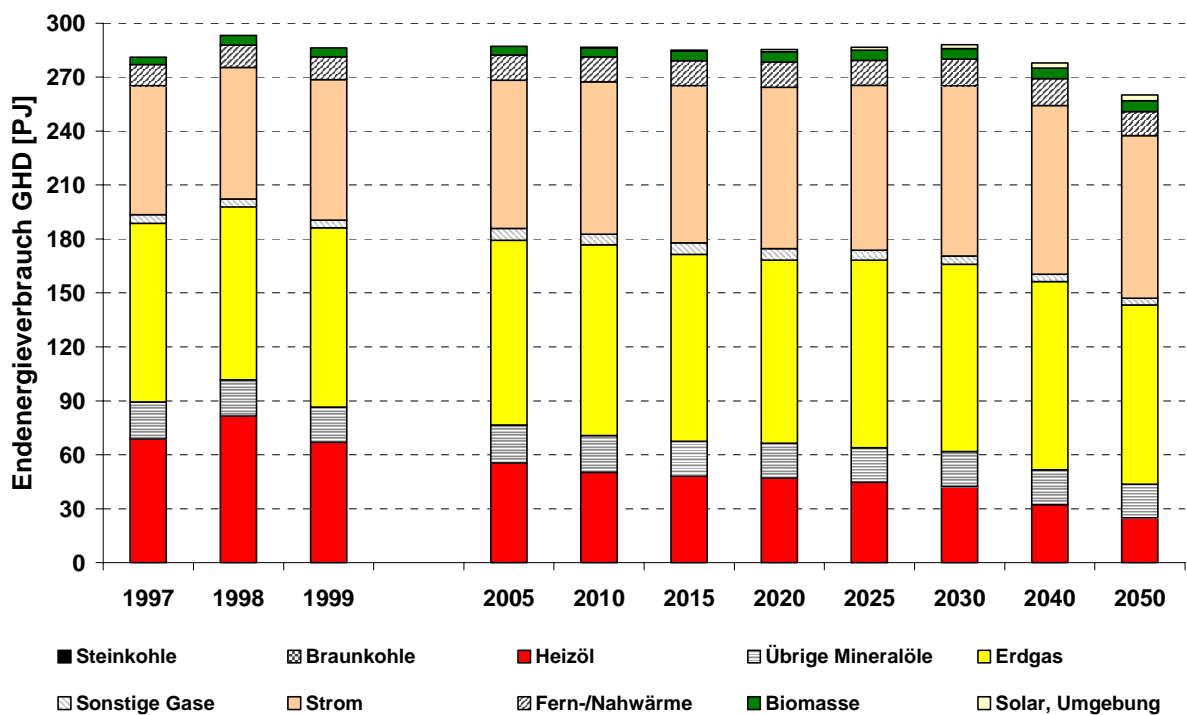


Abbildung 3-3: Endenergieverbrauch des GHD-Sektors in Bayern im Referenzszenario

Der Ölverbrauch geht im GHD-Sektor überproportional zurück. Der Verbrauch an Erdgas sowie an Fern-/Nahwärme stagniert und der Stromverbrauch steigt leicht an. Größere Zuwächse weisen die Biomasse sowie die Solar- und Umgebungsenergie auf. Das Erdgas, der Strom und Fern-/Nahwärme decken im Referenzszenario im Jahr 2050 insgesamt einen Anteil von 78,2 % des Endenergieverbrauchs von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in Bayern ab.

3.4 Endenergieverbrauch des Verkehrs

Im Verkehrssektor bleibt entsprechend der Übertragung der Szenarioergebnisse für Deutschland auf Bayern auch zukünftig die überragende Bedeutung des Straßenverkehrs erhalten, wenn auch der Anteil leicht zurückgeht (vgl. Abbildung 3-4). Der Anteil des Straßenverkehrs am Endenergieverbrauch des Verkehrs in Bayern sinkt von 90,2 % im Jahr 1999 über 88,8 % in 2010 und 86,4 % in 2030 auf 83,8 % im Jahr 2050.

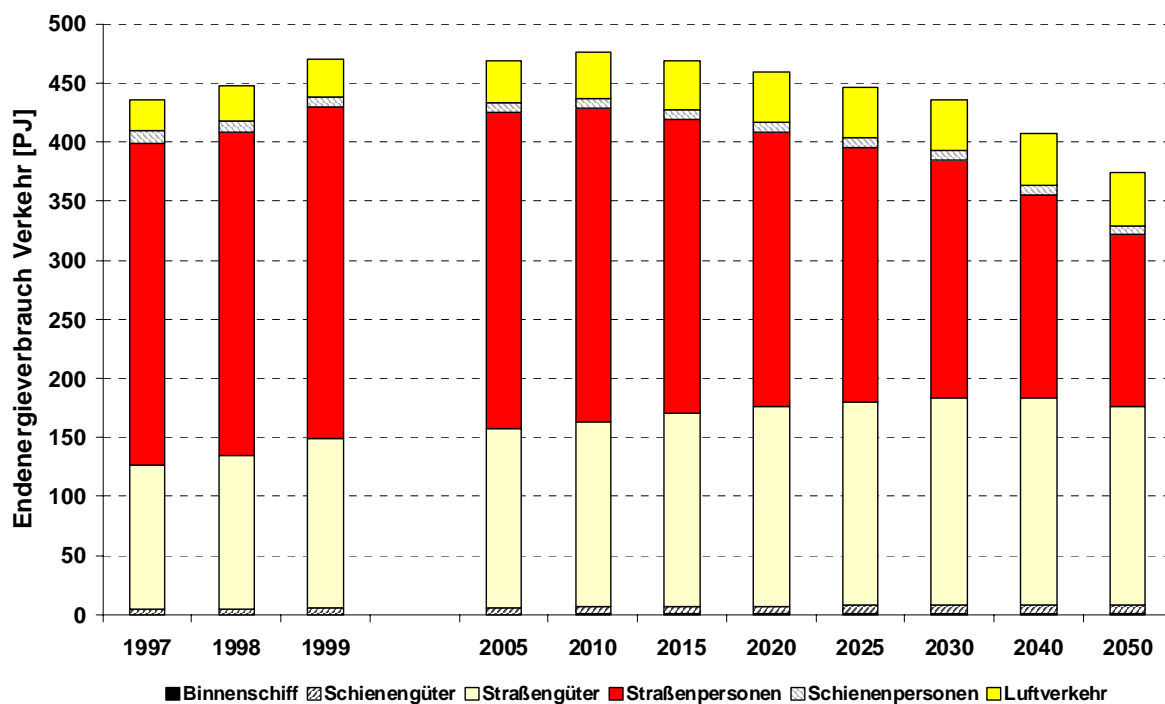


Abbildung 3-4: Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Verkehrsträgern in Bayern im Referenzszenario

Durch den Anstieg der Güterverkehrsleistung weist dabei der Straßengüterverkehr – zusammen mit der Binnenschifffahrt – deutliche Zuwächse auf, wobei die Binnenschifffahrt auf einem so niedrigen Niveau verbleibt, dass sie in Abbildung 3-4 nicht sichtbar wird. Demgegenüber sinkt der Endenergieverbrauch des Straßenpersonenverkehrs stärker ab. Neben der Bevölkerungsentwicklung ist hierfür eine wesentliche Determinante die unterstellte Umsetzung der freiwilligen Selbstverpflichtung der Deutschen Automobilindustrie zur Reduktion des Kraftstoffverbrauchs der Neufahrzeuge. Damit erreicht der Endenergieverbrauch des Verkehrs im Referenzszenario in Bayern im Jahr 2010 mit 476,0 PJ (1999: 470,4 PJ) seinen Maximalwert. Der Endenergieverbrauch sinkt dann bis zum Jahr 2050 bis auf 374,1 PJ, so dass der Wert des Jahres 1999 um 20,5 % unterschritten wird.

Die Struktur des Endenergieverbrauchs des Verkehrs im Referenzszenario in Bayern ist durch die dargestellte Entwicklung bei den einzelnen Verkehrsträgern wesentlich geprägt. Der Einsatz von Kerosin steigt weiter wie auch vorübergehend der Verbrauch an Dieselkraft-

stoff (vgl. Abbildung 3-5). Demgegenüber ist der Benzinverbrauch stark rückläufig. Der Stromverbrauch des Verkehrs steigt ebenfalls an sowohl im Schienenverkehr als auch als Antrieb im Straßenverkehr. Von den sonstigen alternativen Kraftstoffen erreicht vorgabegemäß in der längerfristigen Perspektive der Wasserstoff die größten Anteile, mittelfristig vorübergehend auch das Erdgas. Auch für die Biokraftstoffe ist der Mindesteinsatz eine Szenariovorgabe, so dass im Jahr 2050 dann 10,1 PJ für Verkehrszwecke in Bayern genutzt werden.

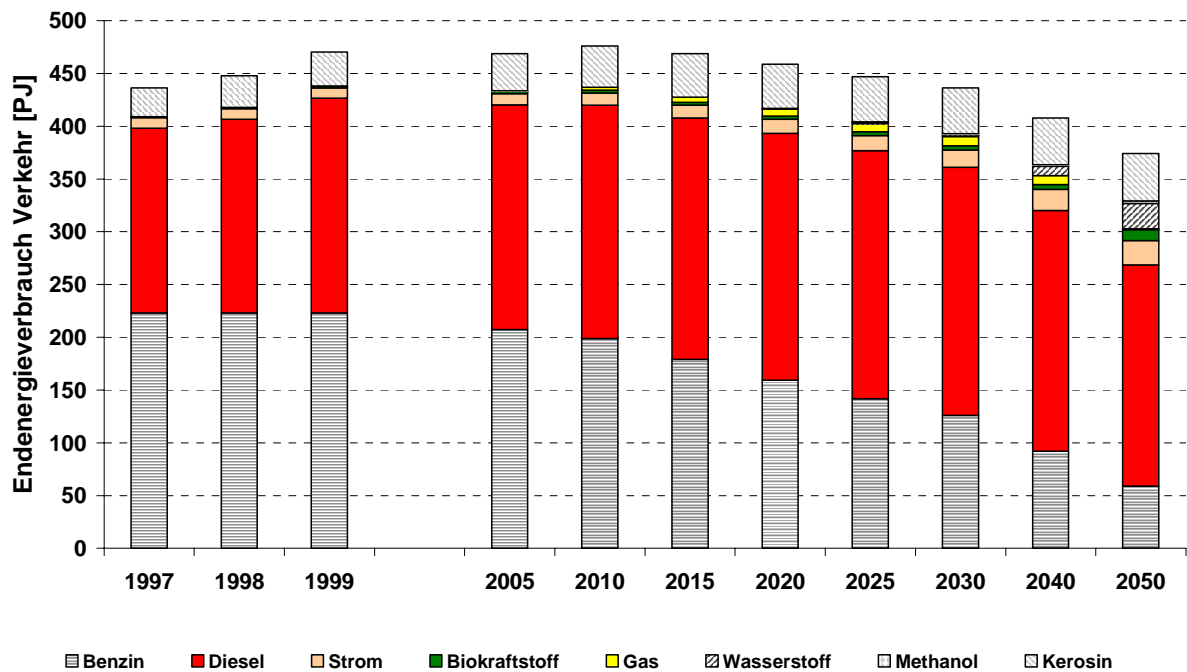


Abbildung 3-5: Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern in Bayern im Referenzszenario

3.5 Endenergieverbrauch und Nettostromverbrauch

Bezüglich der Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs, die sich aus den Beiträgen der einzelnen zuvor diskutierten Sektoren ergibt, ist zunächst hervorzuheben, dass es im Referenzszenario unter den vorgegebenen Annahmen zur Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung und bei Anwendung der geschilderten Vorgehensweise zur Übertragung der Werte für Deutschland auf Bayern zu einer weiteren Senkung des Endenergieverbrauchs in Bayern kommt. Zwar steigt der Endenergieverbrauch insgesamt von 1383,2 PJ im Jahr 1999 noch auf 1465,5 PJ im Jahr 2020 (vgl. Abbildung 3-6). Danach kommt es aber zu einer fortlaufenden Reduktion des Endenergieverbrauchs. Bis zum Jahr 2050 beträgt der Rückgang des Endenergieverbrauchs ca. 8,8 % im Vergleich zum Jahr 1999.

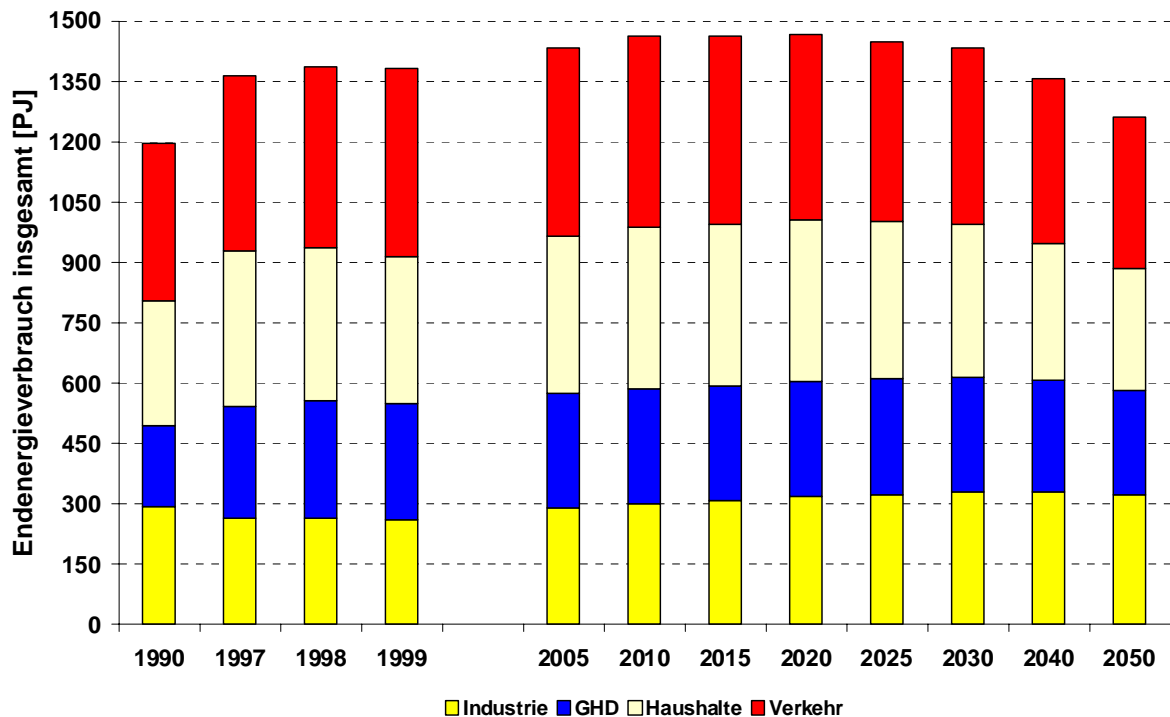


Abbildung 3-6: Endenergieverbrauch nach Sektoren in Bayern im Referenzszenario

Bei der Entwicklung der Energieträgerstruktur des Endenergiebedarfs in Bayern im Referenzszenario ist in absoluten Werten ein leichter Rückgang der Kohlenprodukte zu verzeichnen (vgl. Abbildung 3-7, die vergleichbare Entwicklung für Deutschland ist in Abbildung 3-7a dargestellt). Prozentual bleibt der Anteil konstant bei rund 1,5 % des Endenergieverbrauchs. Hier wird der Rückgang bei den Haushalten durch einen Mehrverbrauch in der Industrie kompensiert. Auf Grund der Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr und der besonderen Relevanz des Heizöls für die Raumwärmeerzeugung in Bayern ist, bedingt durch die Bevölkerungsentwicklung, die Verwendung von Mineralölprodukten insgesamt beim Endenergieverbrauch anteilmäßig stark rückläufig (37,3 % in 2050 gegenüber 53,8 % in 1999), während die Gase ihren Anteil von 21,6 % (1999) zunächst bis zum Jahr 2030 auf 25,9 % ausbauen können, um danach bis zum Jahr 2050 mit weiter rückläufigem Wärmebedarf einen geringeren Anstieg auf 27,3 % aufzuweisen.

Die Nah- und Fernwärme baut in der unterstellten Entwicklung ihren Beitrag an der Endenergienachfrage in Bayern von rund 2,1 % im Jahr 1999 im Laufe des Betrachtungszeitraumes auf 2,8 % im Jahr 2050 aus. Absolut liegt der Verbrauch der Nah- und Fernwärme mit 35,3 PJ im Jahr 2050 ebenfalls (21,4 %) über dem Wert des Jahres 1999 mit 29,0 PJ. Hier macht sich die Entwicklung des Wärmebedarfs der Haushalte und GHD nicht in größerem Ausmaß verbrauchsmindernd bemerkbar. Vielmehr wird die Entwicklung durch die für das Referenzszenario vorgegebenen Anteile des KWK-Stroms an der gesamten Stromerzeugung geprägt, für dessen Ausweitung auch ein entsprechender Wärmeabsatz erforderlich ist.

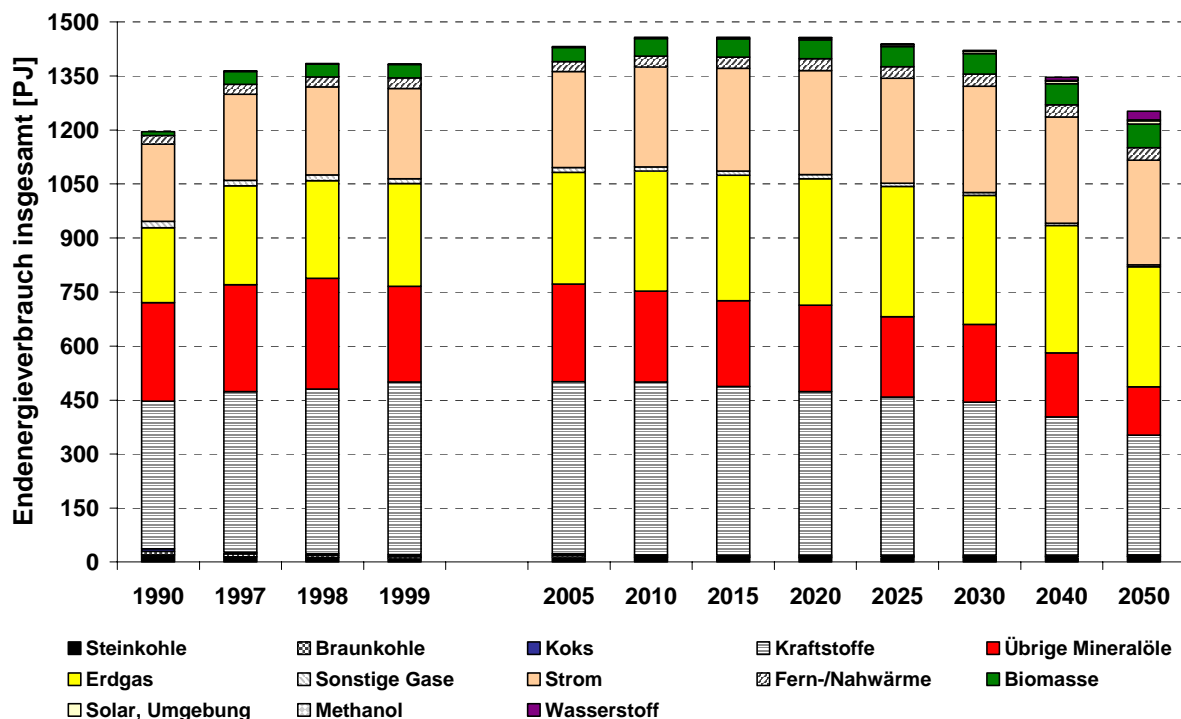


Abbildung 3-7: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern im Referenzszenario

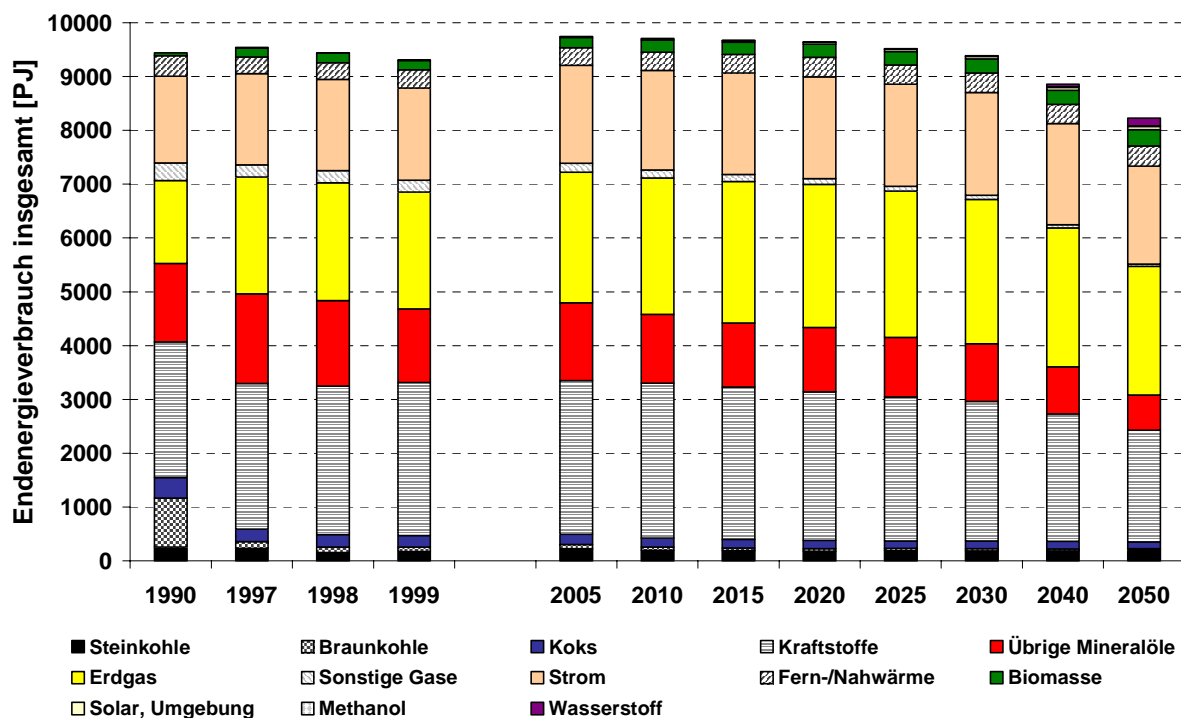


Abbildung 3-7a: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland im Referenzszenario

Der Endenergieverbrauch an Strom wächst zwischen 1999 und 2050 um ca. 16,6 % oder jahresdurchschnittlich um 0,30 %/a (vgl. auch Abbildung 3-8), zwischenzeitlich beträgt der Anstieg bis 2030 ca. 18,3 %. Dabei erfolgt ein Zuwachs hauptsächlich in den Sektoren Industrie (z. B. zunehmende Automatisierung) und GHD (wachsende Bedeutung des Dienstlei-

stungssektors und verstärkter Technikeinsatz in diesen Bereichen) sowie im Verkehr mit steigenden Anteilen des Schienenverkehrs sowie dem Einsatz von Strom als alternatives Antriebskonzept. Demgegenüber steht ein langfristig rückläufiger Stromverbrauch bei den Haushalten sowohl im Wärmemarkt als auch bei den Elektrogeräten, wobei gegen Ende des Betrachtungszeitraumes aufgrund der weiter steigenden fossilen Energieträgerpreise Elektrowärmepumpen als Stromanwendungen wesentlich an Bedeutung hinzugewinnen.

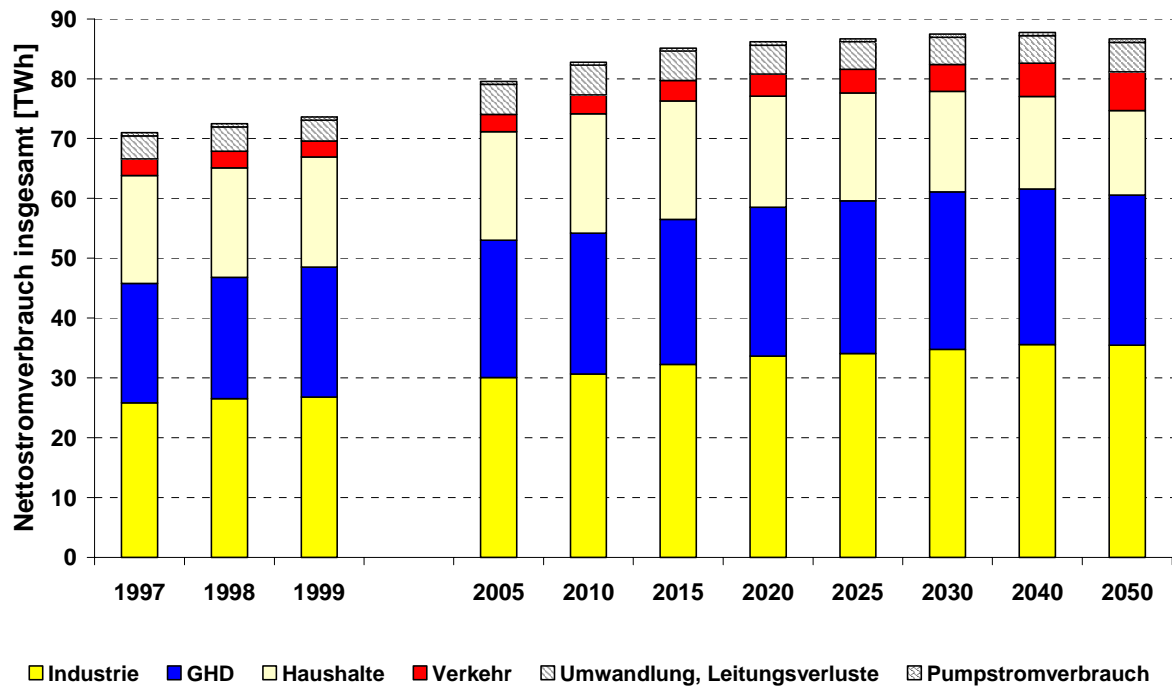


Abbildung 3-8: Nettostromverbrauch nach Sektoren in Bayern im Referenzszenario

3.6 Strombereitstellung

Für die zukünftige Struktur des Stromerzeugungssystems sind zum einen die Entwicklung der Stromnachfrage (vgl. Abschnitt 3.5) und zum anderen die bestehenden Kraftwerkskapazitäten sowie die sich aus ihrer Altersstruktur ergebenden Ersatzzeitpunkte relevant. Daraus folgen die jeweils notwendigen Neubaukapazitäten, die entsprechend der zu dem Investitionszeitpunkt bestehenden Investitionskosten und Energieträgerpreiserwartungen getätigt werden. Hieraus resultiert, dass im Referenzszenario, bei einer Außerbetriebnahme der bestehenden Kernkraftwerke entsprechend der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und der Energieversorgungsunternehmen vom Juni 2001 (Außerbetriebnahme von Isar 1 und Grafenrheinfeld vor 2015, von Gundremmingen B und C vor 2020, von Isar 2 vor 2025), der über die vorgegebenen Mindestmengen der erneuerbaren Energien hinaus notwendige Zubau im Wesentlichen durch Kohlekraftwerke für die Grundlastherstellung und durch Erdgas-GuD-Kraftwerke für die Mittellast- und KWK-Stromerzeugung erfolgt.

Auf der Basis der neu zugebauten Kraftwerke und unter Nutzung der zu den jeweiligen Zeitschritten noch vorhandenen Altkapazitäten ergibt sich – bei einem vorgegebenen kon-

ventionellen Stromaußenhandelsaldo von maximal 6,33 TWh in 2010 bzw. 5,25 TWh in 2020 und danach – die in Abbildung 3-9 dargestellte Entwicklung der Nettostrombereitstellung im Referenzszenario in Bayern (Abbildung 3-9a zeigt die Entwicklung in Deutschland).

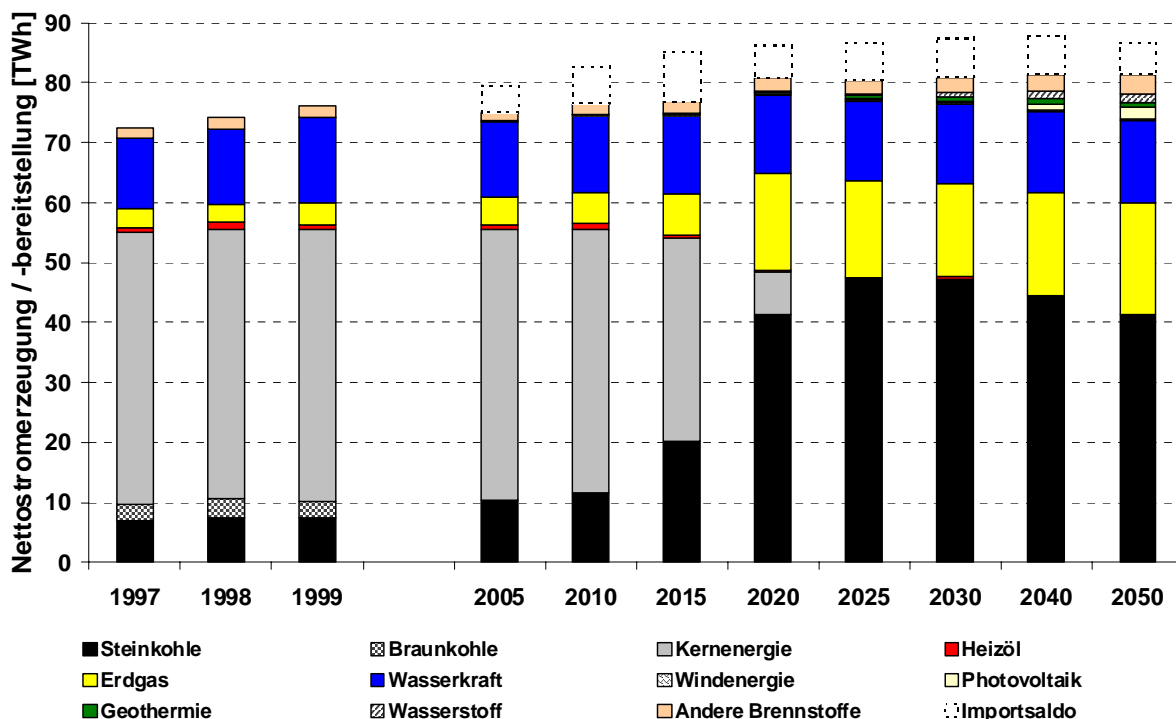


Abbildung 3-9: Nettostromerzeugung in / -bereitstellung für Bayern im Referenzszenario

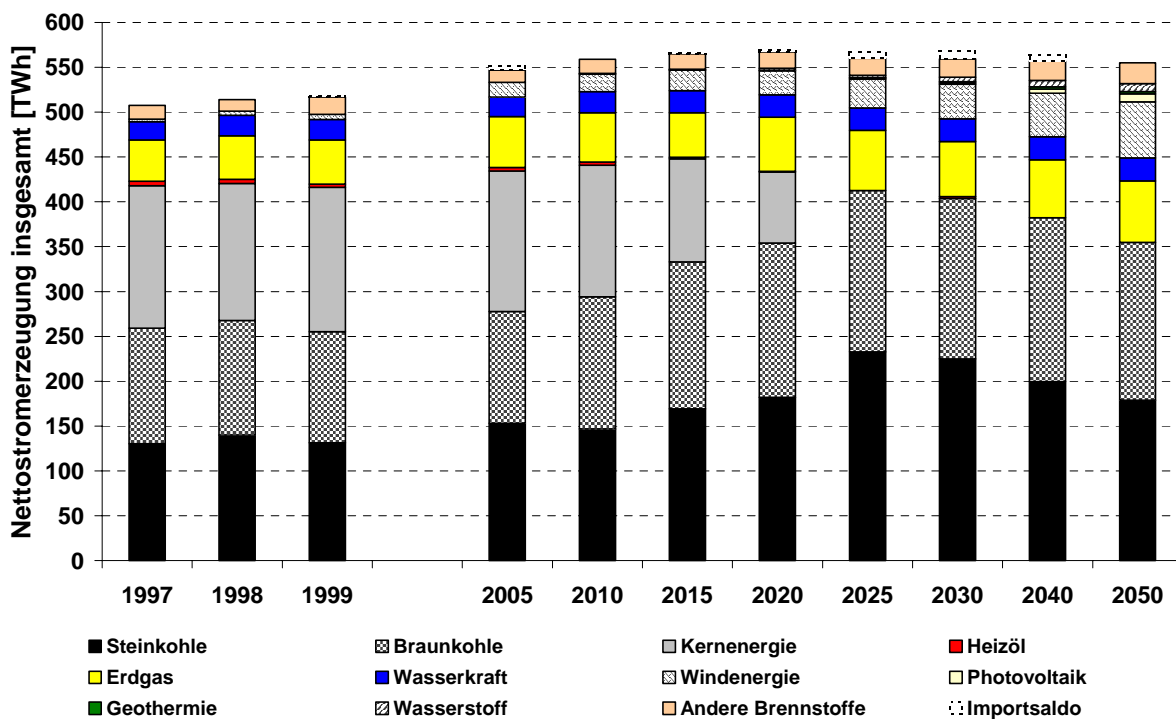


Abbildung 3-9a: Nettostromerzeugung in / -bereitstellung für Deutschland im Referenzszenario

Insgesamt steigt die Nettostrombereitstellung für Bayern von 73,6 TWh im Jahr 1999 über 82,8 TWh im Jahr 2010 zunächst auf 87,5 TWh im Jahr 2030 und schließlich auf 87,7 TWh im Jahr 2040. Danach sinkt die Nettostrombereitstellung entsprechend der rückläufigen Stromnachfrage auf 86,6 TWh im Jahr 2050. Gemäß der Szenariokonstruktion ist die Kernenergie bis zum Jahre 2020 noch mit einem beachtlichen Anteil an der Strombereitstellung beteiligt. Der Beitrag der Kernenergie an der Strombereitstellung beträgt im Jahr 2010 rund 53,2 % und im Jahr 2020 ca. 8,3 %. Nach 2015 übertrifft die Stromerzeugung aus Steinkohle schon den Beitrag der Kernenergie. Ihr Anteil an der Strombereitstellung beträgt im Referenzszenario im Jahr 2020 ca. 47,8 %. Im Jahr 2050 erreichen die Steinkohlekraftwerke einen Anteil von 47,7 % und die Erdgaskraftwerke von 21,6 % an der Nettostrombereitstellung für Bayern im Referenzszenario.

Zusätzlich sollen im Referenzszenario vorgabegemäß die erneuerbaren Energiequellen zur Stromerzeugung weiter gefördert werden, damit hier der Beitrag weiter ansteigen kann. Es ist für Deutschland ein Anteil der REG-Stromerzeugung (inkl. REG-Stromimport) am Nettostromverbrauch von mindestens 8 % im Jahr 2010, mindestens 10 % im Jahr 2020, mindestens 15 % im Jahr 2030 und mindestens 20 % im Jahr 2050 seitens der Szenariokonstruktion vorgegeben. Zur Erfüllung dieser Quote verzeichnen sowohl die Windenergie (0,26 TWh in 2050 gegenüber 0,04 TWh in 1999), die Photovoltaik (2,01 TWh in 2050) als auch die Biomassen (2,52 TWh in 2050 gegenüber 0,17 TWh in 1999) einen Zuwachs (vgl. Tabelle 3-1), der für das Referenzszenario für Deutschland als Konsequenz aus der Förderung (Weiterführung des EEG, siehe Teil II) als Mindestmengen vorgegeben wurde, woraus sich über die bayerischen Anteile am technischen Potenzial in Deutschland (vgl. Abbildung 3-2) die Entwicklung in Bayern herleitet.

Tabelle 3-1: Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien für Bayern im Referenzszenario

	1997	1998	1999	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Lauf-, Speicherwasser	9,646	10,086	12,126	12,450	12,688	12,824	12,956	13,075	13,194	13,313	13,372
Windkraft	0,012	0,023	0,043	0,149	0,171	0,187	0,204	0,218	0,246	0,252	0,264
Photovoltaik	0,002	0,003	0,005	0,019	0,037	0,080	0,160	0,234	0,308	0,952	2,014
Biomasse	0,027	0,033	0,038	0,338	0,523	0,616	0,720	0,882	1,147	1,350	1,633
Biogase	0,139	0,148	0,134	0,231	0,382	0,387	0,485	0,471	0,479	0,644	0,884
Energiepflanzen	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Geothermie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,345	0,510	0,972	0,888
REG-Erzeugung	9,827	10,294	12,345	13,187	13,801	14,094	14,525	15,224	15,884	17,482	19,056
REG-Stromimport	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,186	0,250	1,032	1,385	1,143	0,000
REG-Bereitstellung	9,827	10,294	12,345	13,187	13,801	14,281	14,775	16,257	17,269	18,625	19,056
Nettostromverbrauch	70,991	72,494	73,633	79,578	82,759	85,132	86,195	86,682	87,450	87,705	86,635
REG-Anteil	13,8%	14,2%	16,8%	16,6%	16,7%	16,8%	17,1%	18,8%	19,7%	21,2%	22,0%

Schließlich erhöht auch die Stromerzeugung aus Lauf- und Speicherwasserkraft ihren Beitrag noch von 12,13 TWh in 1999 (Statistik) auf 13,37 TWh in 2050 (Normaljahr). Sie nähert sich damit ihren Potenzialgrenzen weiter an und ist weiterhin die erneuerbare Energiequelle mit dem größten Anteil an der Nettostromerzeugung in Bayern. Im Laufe des Betrachtungszeitraumes steht mit der Stromerzeugung aus Geothermie eine Option mit im Zeitablauf stark sinkenden Investitionskosten und damit rückläufigen Stromgestehungskosten zur Verfügung. Damit erfolgt unter Berücksichtigung des relativ großen geothermischen Potenzials in Bayern (vgl. Abbildung 2-3) ein Ausbau dieser Erzeugungsmöglichkeit mittels des HDR-Verfahrens über 0,51 TWh im Jahr 2030 auf 0,89 TWh im Jahr 2050. Insgesamt beträgt der Beitrag der regenerativen Energien an der Nettostrombereitstellung im Referenzszenario in Bayern ca. 22,0 % im Jahr 2050 gegenüber 20 % in Deutschland. Um zwischenzeitlich die für Deutschland vorgegebene REG-Quote an der Stromerzeugung einzuhalten, erfolgt in den Jahren 2020 mit 0,25 TWh und in 2030 mit 1,39 TWh ein Import von REG-Strom aus den Nachbarländern nach Bayern. Mit der Kostensenkung bei der Geothermie wird bis 2050 der REG-Stromimport wieder auf 0 TWh zurückgeführt.

3.7 Primärenergieverbrauch

Der sich aus der Entwicklung des Endenergieverbrauchs (vgl. Abschnitt 3.5), der Strombereitstellung (vgl. Abschnitt 3.6) und des Verbrauchs im übrigen Umwandlungsbereich ergebende Primärenergieverbrauch in Bayern ist für das Referenzszenario in Abbildung 3-10 dargestellt (die vergleichbare Entwicklung für Deutschland zeigt Abbildung 3-10a). Der Ausgangswert für das Jahr 1999 belief sich beim Primärenergieverbrauch in Bayern nach der Wirkungsgradmethode auf ca. 2027,3 PJ.

Im Referenzszenario steigt der Primärenergieverbrauch in Bayern bis zum Jahr 2010 um rund 2,3 % auf 2073,9 PJ. Danach machen sich die Energieeffizienzverbesserungen auf der Nachfrageseite, bei der Stromerzeugung und bei den übrigen Umwandlungssektoren sowie die rückläufige Bevölkerung weiter bemerkbar. Der Primärenergieverbrauch sinkt über 1955,6 PJ im Jahr 2020 und 1853,0 PJ im Jahr 2030 auf 1626,3 PJ im Jahr 2050. Somit beträgt der Rückgang des Primärenergieverbrauchs in Bayern bis zum Jahr 2050 ca. 19,8 % im Vergleich zum Jahr 1999. Die im Vergleich zur Entwicklung des Endenergieverbrauchs stärkeren Rückgänge des Primärenergieverbrauchs sind zum Teil auch mit der unterschiedlichen primärenergetischen Bewertung der einzelnen Energieträger auf der Basis der Wirkungsgradmethode¹ verbunden.

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

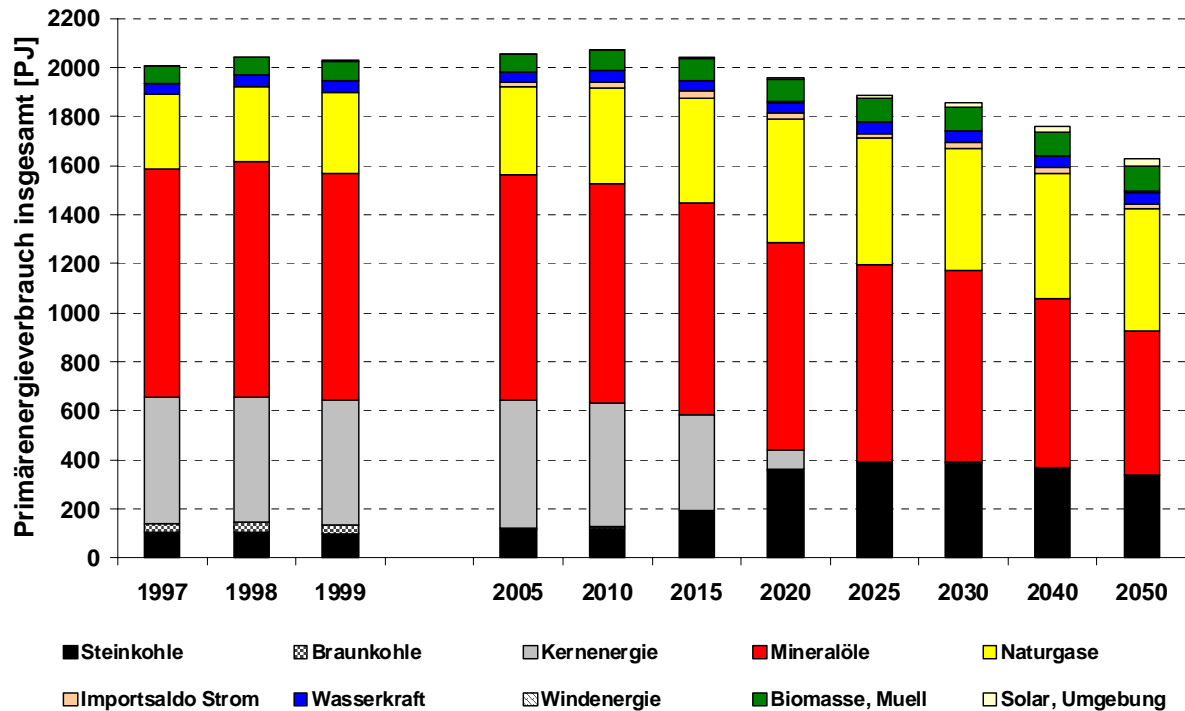


Abbildung 3-10: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern im Referenzszenario

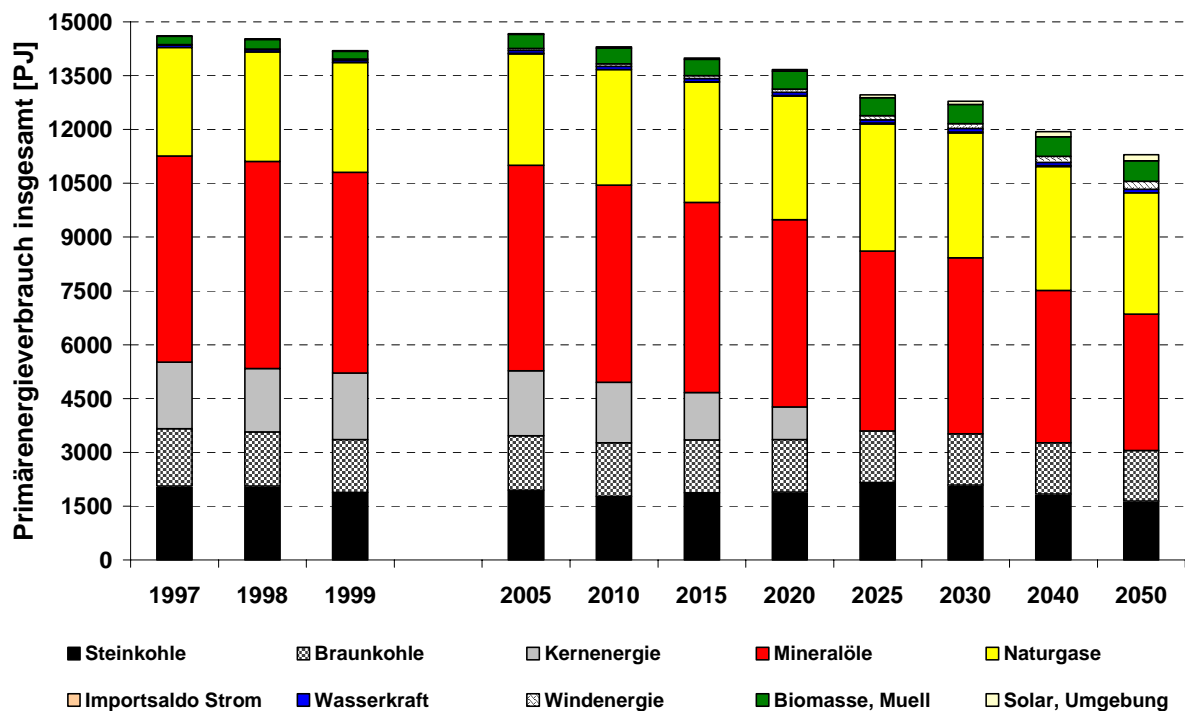


Abbildung 3-10a: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland im Referenzszenario

Der Primärenergieverbrauch in Bayern beruhte im Jahr 1999 zu rund 6,6 % auf Kohle (davon waren ca. 73 % Steinkohle), zu ca. 45,7 % auf Mineralöl, zu etwa 16,1 % auf Naturgasen, zu rd. 25,6 % auf Kernenergie und zu rund 6,5 % auf erneuerbaren Energiequellen (Was-

serkraft, Holz, Müll, Klärgas usw.). Die Entwicklung des Beitrags der einzelnen Energieträger zum Primärenergieverbrauch im Referenzszenario weist starke Unterschiede auf (vgl. Abbildung 3-10). Der Anteil der Kohle (Stein- und Braunkohle) sinkt zunächst bis 2010 auf 6,2 % und wächst dann, bedingt durch den verstärkten Einsatz in der Stromerzeugung, auf 18,4 % im Jahr 2020. Bis 2050 steigt dann der Anteil der Kohlen auf 20,8 %. Insgesamt entspricht dies einem Kohleeinsatz von 360,5 PJ im Jahr 2020 bzw. 338,3 PJ im Jahr 2050 gegenüber 123,1 PJ im Jahr 1999.

Der Anteil des Mineralöls am Primärenergieverbrauch in Bayern im Referenzszenario sinkt im Betrachtungszeitraum zunächst leicht von 45,7 % im Jahr 1999 auf 43,0 % im Jahr 2020. Dieser Beitrag geht bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes dann auf 36,0 % zurück.

Auch die Naturgase können wie die Kohlen ihren Anteil am Primärenergieverbrauch in Bayern weiter steigern. Der Beitrag wächst von 16,1 % im Jahr 1999 auf 18,9 % im Jahr 2010. Danach steigt der Anteil des Erdgases am Primärenergieverbrauch weiter auf 25,9 % im Jahr 2020, um anschließend nochmals bis auf 30,8 % im Jahr 2050 anzuwachsen. Dies bedeutet einen Primärenergieeinsatz von rd. 326,7 PJ im Jahr 1999, der zunächst auf 391,6 PJ im Jahr 2010 sowie 506,8 PJ in 2020 steigt und danach relativ konstant bei rund 500 PJ verbleibt.

Der Einsatz erneuerbarer Energiequellen (inkl. REG-Stromimport und inkl. Müll) steigert sich gegenüber 1999 bis zum Jahr 2050 um rund 38,8 %. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch, gemessen nach der Wirkungsgradmethode, wächst dadurch von ca. 6,5 % im Jahr 1999 (sehr günstiges Jahr für die Wasserkraft, ungünstigeres Jahr für die Windenergie) über 6,6 % im Jahr 2010 und 7,5 % im Jahr 2020 auf 11,2 % im Jahr 2050, wobei die Zukunftswerte auf die Verhältnisse eines Normaljahres bezogen sind.

Die Entwicklung des Nettostromimports liegt für das Referenzszenario für konventionell erzeugten Strom auf Grund der Vorgabe eines maximalen Außenhandelsaldos von 6,33 TWh in 2010 bzw. 5,25 TWh in 2020 und danach nahezu schon fest. Gemeinsam mit dem Import von regenerativ erzeugtem Strom werden damit Beiträge von 1,1 % in 2010 bis hin zu 1,2 % im Jahr 2050 zur Deckung des Primärenergieverbrauchs im Referenzszenario in Bayern geleistet gegenüber einem Anteil von -0,4 % in 1999.

Durch die Szenariokonstruktion ist auch der Beitrag der Kernenergie durch das Auslaufen der Stromerzeugung in bestehenden Kernkraftwerken entsprechend der Vereinbarung vom Juni 2001 in absoluten Werten schon vorgegeben. Anteilsmäßig bedeutet dies bei der dargelegten Entwicklung des Primärenergieverbrauchs, dass die Kernenergie im Jahr 2010 noch einen Anteil von 24,5 % am Primärenergieverbrauch in Bayern hält gegenüber 25,6 % im Jahr 1999, worauf sich eine Reduktion auf 4,2 % im Jahr 2020 und entsprechend 0,0 % im Jahr 2025 und danach anschließt.

3.8 Energiebedingte CO₂-Emissionen

Die Entwicklung beim Energieverbrauch der einzelnen Verbrauchergruppen und bei der Struktur des Energieträgereinsatzes schlägt sich auch entsprechend bei der Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern im Referenzszenario nieder. Sie steigen im Referenzszenario gegenüber dem Jahr 1999 lediglich um rund 0,2 % bis zum Jahr 2010 an, solange noch ein Großteil der Kernkraftwerke in Betrieb bleibt (vgl. Abbildung 3-11, die entsprechende Entwicklung für Deutschland zeigt Abbildung 3-11a). Diese Gesamtentwicklung in Bayern ist bei einem steigenden Endenergieverbrauch bzw. mit geringeren Raten wachsenden Primärenergieverbrauch durch den steigenden Anteil des THG-günstigeren Energieträgers Erdgas und der erneuerbaren Energiequellen an der Energiebereitstellung in Bayern bei konstantem Beitrag der Kernenergie bedingt. Der Kernenergieausstieg und der Ersatz des Kernenergiestromes durch Strom im Wesentlichen aus Steinkohlekraftwerken sowie mit geringeren Anteilen aus Erdgaskraftwerken bringt es dann mit sich, dass im Laufe der Jahre die CO₂-Emissionen stärker steigen. Erst mit den rückläufigen Bevölkerungszahlen und den damit einhergehenden geringeren Zuwächsen des Energiedienstleistungsbedarfs sinken die energiebedingten CO₂-Emissionen wieder.

Diese Entwicklung vollzieht sich im Wesentlichen im Bereich der Haushalte und dem Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie im Verkehr, wie Abbildung 3-11 zeigt. So ergibt sich bis 2025 eine ansteigende Entwicklung bis auf rund 114,6 Mio. t CO₂. Die rückläufigen Werte danach führen zu einem Emissionsniveau im Jahr 2050 von ca. 93,6 Mio. t CO₂. Im Jahr 2050 werden damit im Referenzszenario in Bayern ca. 43,1 % der energiebedingten CO₂-Emissionen von der Energieumwandlung und –gewinnung verursacht, gegenüber 18,4 % im Jahr 1990 und 17,8 % in 1999.

Für das Emissionsniveau insgesamt bedeutet dies gegenüber der Situation im Jahr 1990, die üblicherweise als Bezugspunkt für die Entwicklung der CO₂-Emissionen verwendet wird, dass im Jahr 2010 die energiebedingten CO₂-Emissionen um 6,5 %, im Jahr 2020 um 35,4 %, im Jahr 2030 um 33,0 % und im Jahr 2050 noch um 11,0 % höher liegen. Demgegenüber müssten zur Erreichung der Treibhausgasminderungsziele gemäß den Zielszenarien für Deutschland und deren proportionaler Übertragung auf Bayern die CO₂-Emissionen bezogen auf das Referenzszenario im Jahr 2010 um 23,2 Mio. t CO₂ oder 25,9 %, in 2020 um 59,4 Mio. t CO₂ oder 52,0 %, in 2030 um 70,0 Mio. t CO₂ oder 62,4 % und im Jahr 2050 um 76,7 Mio. t CO₂ oder 82,0 % reduziert werden.

Die Tabellen im Anhang zu Teil V fassen auch die Gesamtentwicklung des Referenzszenarios in Bayern noch einmal zusammen.

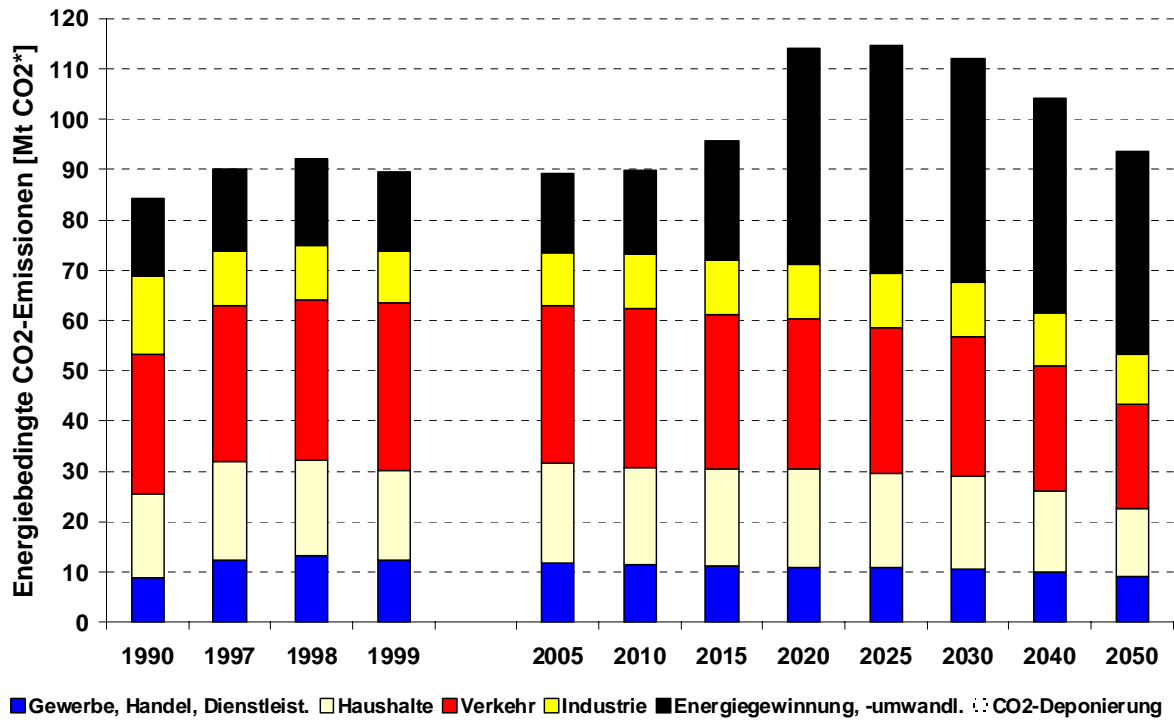


Abbildung 3-11: Energiebedingte CO₂-Emissionen in Bayern im Referenzszenario (Quellenbilanz)

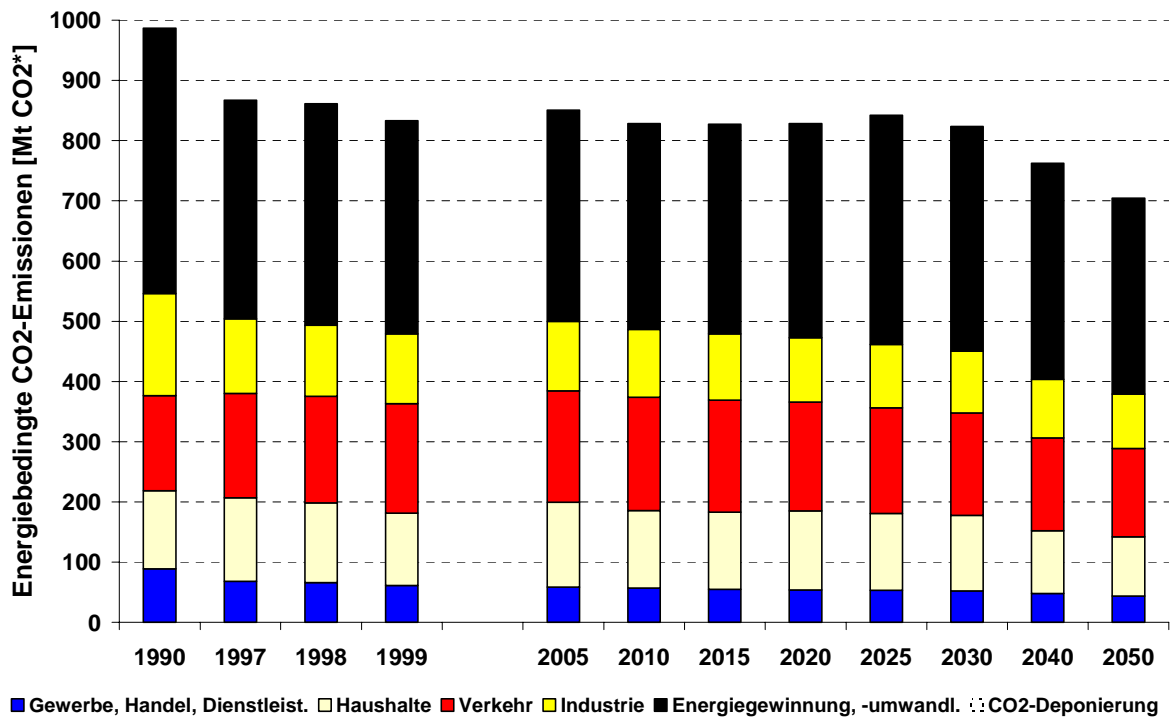


Abbildung 3-11a: Energiebedingte CO₂-Emissionen in Deutschland im Referenzszenario

4 Klimaschutzszenarien

Mit der in Abschnitt 2 skizzierten Vorgehensweise wurden neben dem in Abschnitt 3 erläuterten Referenzszenario auch die Klimaschutzszenarien Umwandlungseffizienz (UWE), REG-/REN-Offensive (RRO) und Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) der Enquete-Kommission (siehe Teil II) auf Bayern übertragen. Im Folgenden werden die Ergebnisse im Vergleich zum Referenzszenario für die Zeitpunkte 2010, 2020, 2030, 2040 und 2050 einander gegenübergestellt.

4.1 Endenergieverbrauch und Nettostromverbrauch

Die Darstellung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren in Abbildung 4-1 orientiert sich in der Reihenfolge der Szenarien an den zur Verfügung stehenden Optionen zur Minderung der Treibhausgas-Emissionen. Im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) können alle betrachteten Emissionsminderungsmaßnahmen genutzt werden. Im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) ist lediglich ein weiterer Ausbau der Kernenergie ausgeschlossen, während im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) neben der Kernenergie auch die CO₂-Abtrennung und –Endlagerung bei Kohlekraftwerken und –vergasungsanlagen unberücksichtigt bleibt. Entsprechend sind auch die Einsparungen beim Endenergieverbrauch – in allen Sektoren – beim Szenario REG-/REN-Offensive am größten, gefolgt vom Szenario Umwandlungseffizienz und dem Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix. Hierin kommt zum Ausdruck, dass die Kosten der Energiebereitstellung Szenario REG-/REN-Offensive am höchsten sind, so dass sich hier viele Energieeinsparungsmaßnahmen unter den spezifischen Szenariorandbedingungen als „wirtschaftlich“ darstellen.

Bei der Energieträgerstruktur gewinnen in den Klimaschutzszenarien insbesondere der Strom, die Fern-/Nahwärme, die Biomasse und die Solar- und Umgebungsenergie an Bedeutung (vgl. Abbildung 4-2). Ihre höheren Anteile am Endenergieverbrauch in Bayern gehen zu Lasten der fossilen Energieträger Erdgas und Mineralöle.

Der Anteil der fossilen Energieträger insgesamt – einschließlich der Kohlen – beläuft sich in den Klimaschutzszenarien im Jahr 2050 zwischen 33,1 % im Szenario Umwandlungseffizienz und 36,2 % im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix gegenüber 66,1 % im Referenzszenario. Der Stromeinsatz erreicht seinen maximalen Anteil am Endenergieverbrauch im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix mit 40,7 % in 2050 (23,2 % im Referenzszenario). Der Anteil der Fern-/Nahwärme beträgt im Szenario Umwandlungseffizienz in 2050 dann 9,0 % gegenüber 2,8 % im Referenzszenario und die erneuerbaren Energieträger erreichen ihren Maximalwert im Szenario REG-/REN-Offensive im Jahr 2050 mit 12,6 % bei den Biomassen und mit 14,0 % bei der Solar- und Umgebungsenergie.

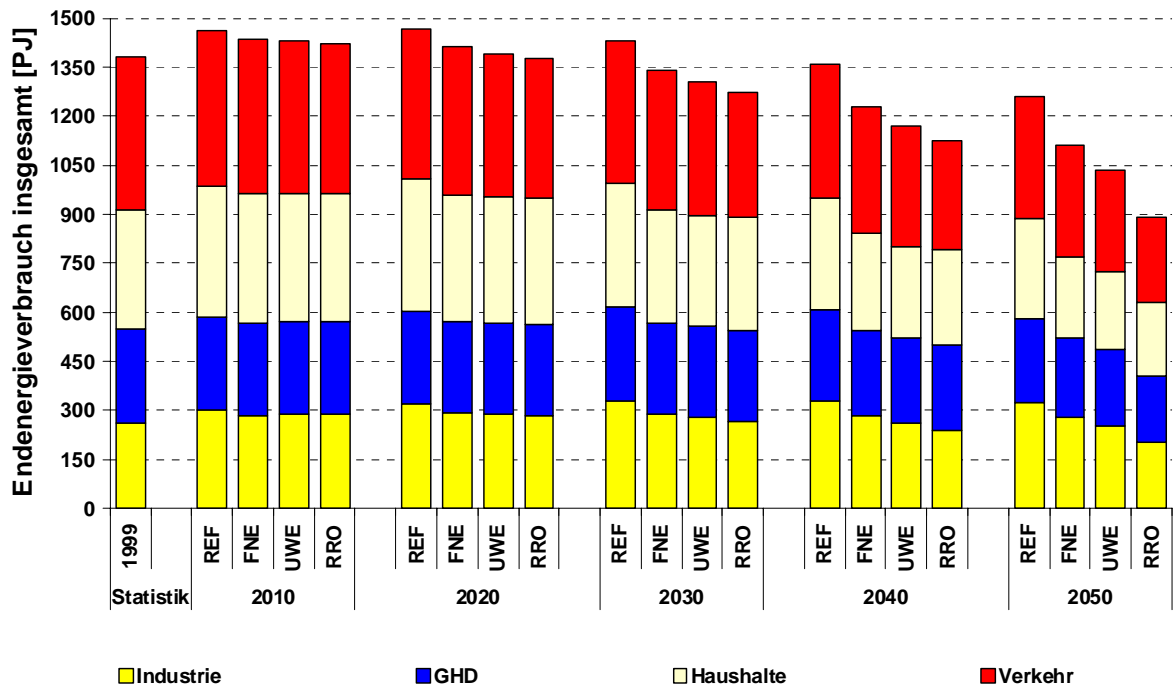


Abbildung 4-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren in Bayern im Szenarienvergleich

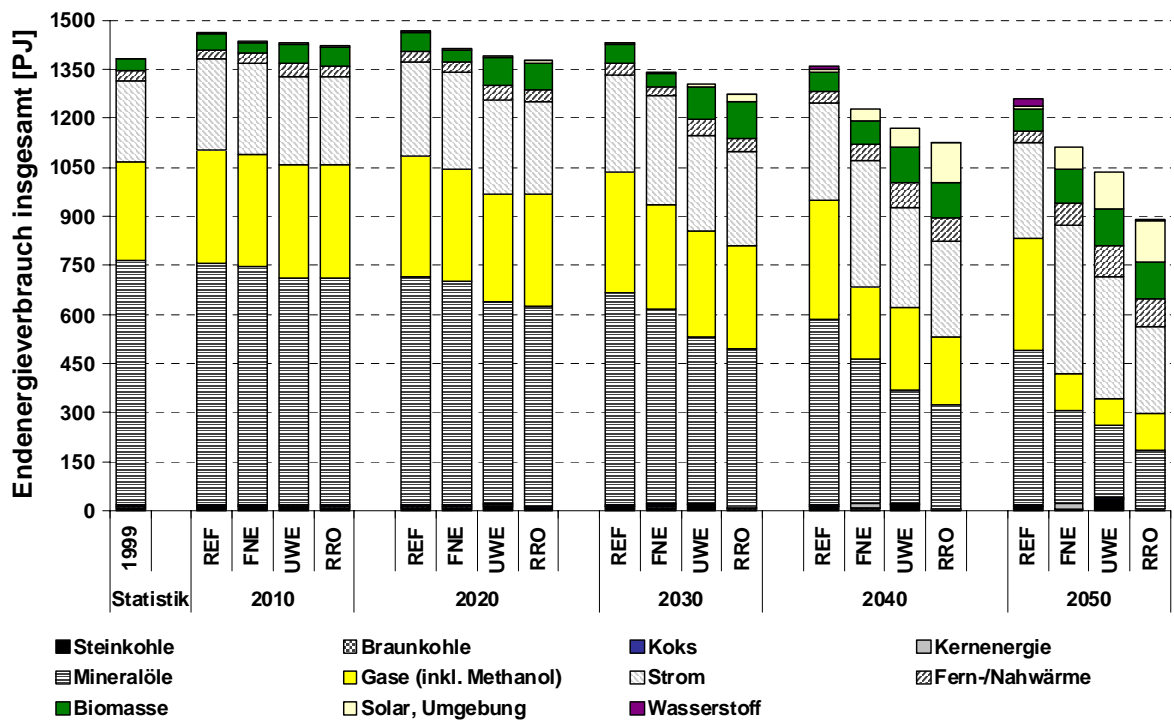


Abbildung 4-2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern im Szenarienvergleich

Die große Bandbreite, die der Stromverbrauch in den Klimaschutzszenarien aufweist, wird auch aus der in Abbildung 4-3 dargestellten Entwicklung des Nettostromverbrauchs nach

Sektoren deutlich. Gemeinsam – im Ausmaß aber unterschiedlich – ist allen Szenarien, dass der Strom genutzt wird, um fossile Energieträger auf Endenergieebene zu substituieren, wobei hier die Möglichkeiten einer CO₂-ärmeren Bereitstellung des Stroms zur Anwendung kommen. Dies trifft sowohl auf eine Steigerung des Stromeinsatz für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser, z. B. über Elektrowärmepumpen, zu als auch auf die Vergrößerung des Stromeinsatzes in industriellen Anwendungen, z. B. über Steuerung und Optimierung von Prozessen durch Mess-, Steuer- und Regeltechniken oder Elektro-Prozesswärmeverfahren, sowie beim Individual- und beim öffentlichen Verkehr.

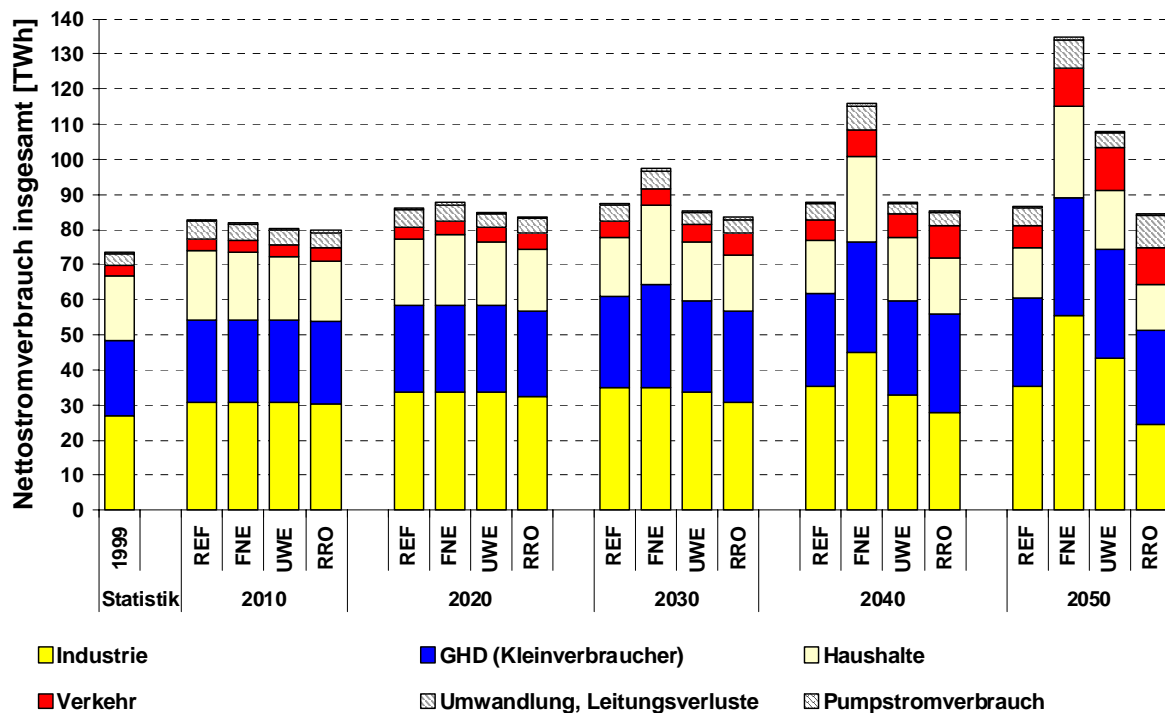


Abbildung 4-3: Nettostromverbrauch nach Sektoren in Bayern im Szenarienvergleich

Diesen verbrauchssteigernden Effekten stehen die Stromeinsparungen bei den typischen Stromanwendungen, wie z. B. den Elektrogeräten bei den Haushalten, verbrauchsmindernd gegenüber, im Szenarienvergleich auch hier in unterschiedlichem Ausmaße. Damit liegt der Nettostromverbrauch in Bayern im Jahr 2050 im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix um 55,5 % und im Szenario Umwandlungseffizienz um 24,5 % über dem Wert des Referenzszenarios. Im Szenario REG-/REN-Offensive sind die Stromeinsparungen höher als die Ausweitungen des Stromeinsatzes, so dass der Nettostromverbrauch um 2,3 % unter dem Wert des Referenzszenarios liegt. Damit wird der Ausgangswert des Jahres 1999 um 83,0 % (Fossil-Nuklearer Energiemix), um 46,4 % (Umwandlungseffizienz) bzw. um 14,9 % (REG-REN-Offensive) überschritten.

4.2 Strombereitstellung

Die zuvor dargestellte Entwicklung des Nettostromverbrauchs in Bayern in den unterschiedlichen Szenarien ist im Wesentlichen durch die unterschiedlichen Optionen bedingt, die in den Szenarien zur Strombereitstellung für Bayern zur Verfügung stehen. Im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) wird die Strombereitstellung von der Erzeugung in Kernkraftwerken dominiert (vgl. Abbildung 4-4).

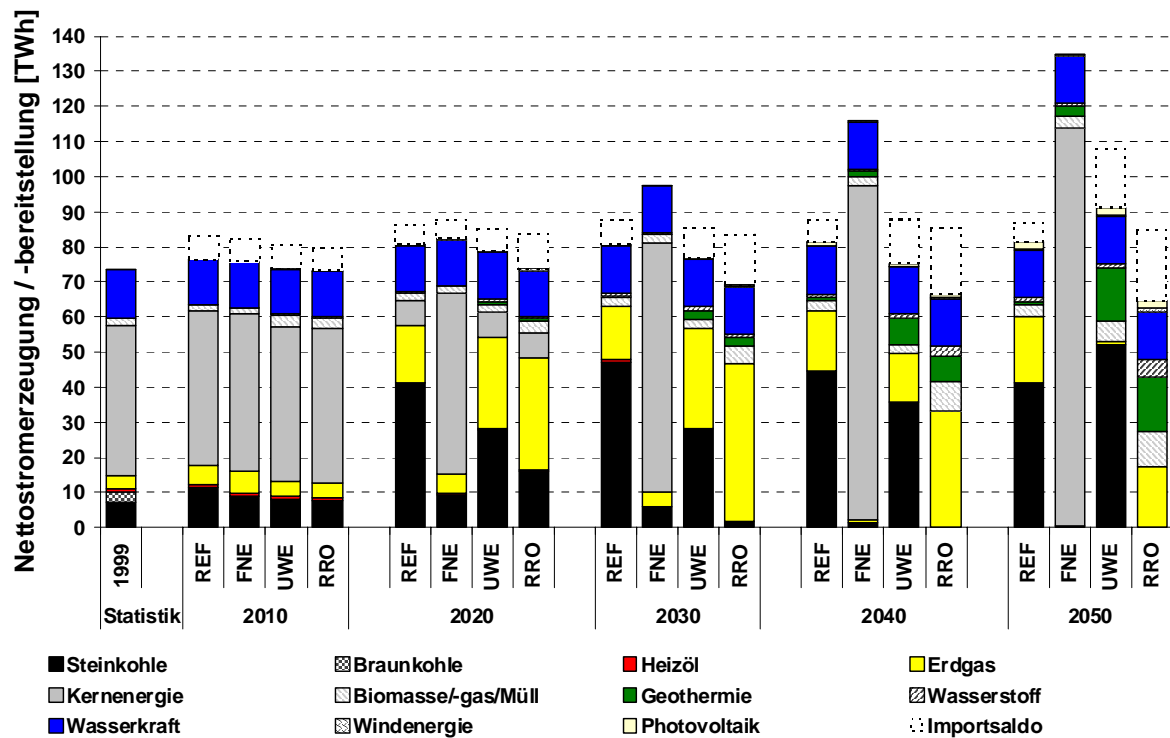


Abbildung 4-4: Nettostromerzeugung in / -bereitstellung für Bayern im Szenarienvergleich

Hier stehen zum einen die bestehenden Kernkraftwerke im Vergleich zu den übrigen Szenarien länger für die Stromerzeugung zur Verfügung. Und zum anderen wird unter den Bedingungen des Klimaschutzenszenarios Fossil-Nuklearer Energiemix bereits frühzeitig mit einem weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus Kernenergie begonnen. Entsprechend kann dann auch nach 2020 auf den Stromimport nach Bayern verzichtet werden, so dass die Stromnachfrage vollständig durch die Erzeugung in Bayern gedeckt wird.²

Im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) steht mit der CO₂-Abtrennung in Kohlekraftwerken eine ebenfalls relativ kostengünstige Möglichkeit zur Verfügung, CO₂-arm erzeugten Strom zu erzeugen. Überschlägige Kalkulationen ermitteln für ein Kohlekraftwerk

² Angesichts der spätestens seit der Liberalisierung der Strommärkte nicht mehr auf Landesgrenzen orientierten Planung von Kraftwerkskapazitäten ist die Zuordnung des hier unterstellten Kernenergiezubaues auf Bayern lediglich modellhaft. Praktisch ist die Standortwahl eines Investors völlig offen.

mit CO₂-Abtrennung und Endlagerung CO₂-Minderungskosten von 25 bis 40 Euro je t CO₂, so dass sich hier Kosten der CO₂-Minderung ergeben, die unter denjenigen von vielen Optionen bei einer verstärkten Nutzung der erneuerbaren Energiequellen liegen. Entsprechend erfolgt hier insbesondere in der längerfristigen Sicht ein starker Ausbau dieser Steinkohlekraftwerke, der im Jahr 2050 dann sogar über das Niveau des Referenzszenarios für konventionelle Steinkohlekraftwerke hinausgeht. Zwischenzeitlich werden auch Erdgaskraftwerke verstärkt eingesetzt, insbesondere auch um die vorgegebene KWK-Quote zu erfüllen. Zusätzlich wird auch von der Möglichkeit des Stromimports über den gesamten Zeitraum Gebrauch gemacht, in der längerfristigen Perspektive ergänzt um einen REG-Stromimport aus den Nachbarländern.

Im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) ist sowohl die Kernenergie als auch die CO₂-Abtrennung als Möglichkeit zur CO₂-Emissionsminderung ausgeschlossen. Zudem ist vorgegeben, dass aus erneuerbaren Energien zumindest 50 % der Strombereitstellung für Deutschland erfolgen soll. Dies kann entweder durch die Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Inland geschehen als auch durch den Import von REG-Strom aus den Nachbarländern.³ Von den 84,6 TWh, die im Jahr 2050 hier im Szenario REG-/REN-Offensive in Bayern nachgefragt werden, werden dann 17,3 TWh (20,4 %) durch die Erzeugung in Erdgaskraftwerken bereitgestellt, 5,2 TWh (6,1 %) über Wasserstoff und 0,7 TWh (0,9 %) über Müll sowie die maximal möglichen 5,25 TWh (20,3 %) durch konventionellen Stromimport. Somit sind noch 56,0 TWh oder 66,2 % durch erneuerbare Energien zusätzlich zu erbringen (vgl. Abbildung 4-5). Dies erfolgt zu einem großen Teil (26,2 %) über den REG-Stromimport (2040 vorübergehend sogar zu 31,5 %). Somit werden im Szenario REG-/REN-Offensive in 2050 in Bayern 41,3 TWh direkt aus erneuerbaren Energien erzeugt. Dabei leistet die Geothermie über das HDR-Verfahren mit 15,3 TWh den größten Beitrag, gefolgt von der Wasserkraft (ohne Pumpspeicher) mit 13,4 TWh und den Biomassen mit 9,4 TWh sowie der Photovoltaik und der Windenergie mit 2,0 bzw. 1,2 TWh.

Allen Szenarien gemeinsam ist die Entwicklung, dass bereits relativ frühzeitig Bedarf für neue Stromerzeugungskapazitäten in Bayern besteht. Wenn lediglich ein konventioneller Stromimport nach Bayern von maximal 6,33 TWh netto zugelassen wird, so muss bereits bis zum Jahr 2010 die Stromerzeugungskapazität in Steinkohlekraftwerken von 1,87 GW in 1999 (bei einem in 2010 noch verbleibenden Restbestand der derzeit installierten Kraftwerksleistung von 0,79 GW) auf 1,86 GW (Szenario REG-/REN-Offensive) bis 2,47 GW (Referenz-

³ Von der Bundes-Enquete-Kommission wurden hier für Deutschland die Stromimportoptionen „Wasserkraft Norden (z. B. Island, Norwegen)“, „Wasserkraft Russland“, „Windkraft Nachbarländer (vor allem Dänemark, Niederlande, Polen)“, „Biomasse Nachbarländer (vor allem Österreich, Polen, Frankreich, Dänemark, Niederlande, Tschechien)“ sowie „solarthermische Kraftwerke Nordafrika“ mittels Kosten-Potenzial-Kurven vorgegeben. Ob diese Potenziale im Zuge eines internationalen Klimaschutzregimes tatsächlich in der vorgegebenen Höhe und mit den vorgegebenen Kosten für Deutschland zur Verfügung stehen würden, wurde nicht vertiefend analysiert.

szenario) neu- bzw. zugebaut werden und auch die Kapazitäten der Erdgaskraftwerke sind im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix von 2,4 GW in 1999 (Restbestand in 2010 noch 2,1 GW) auf 2,6 GW zu erhöhen.

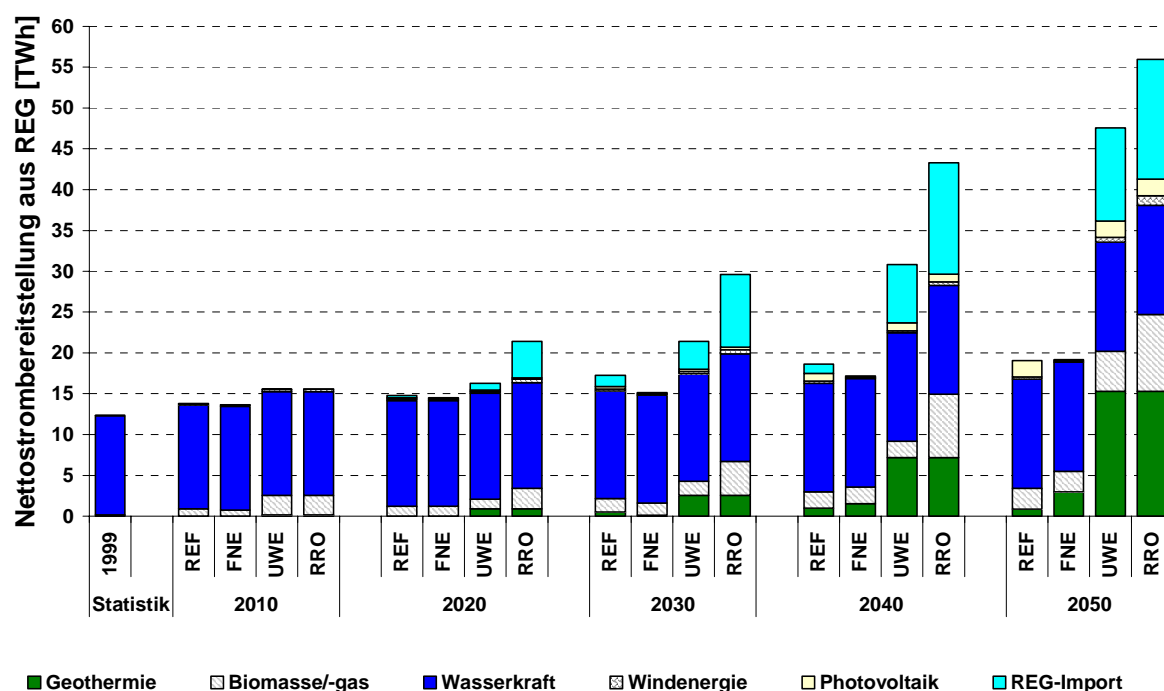


Abbildung 4-5: Nettostrombereitstellung aus erneuerbaren Energien für Bayern im Szenarienvergleich

Eine derartige Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in Bayern, die mit der abgeleiteten Stromnachfrage einhergeht, könnte dann umgangen werden, wenn es möglich wäre, weitere Strommengen nach Bayern importieren zu können. Ob dies von den Netzkapazitäten her möglich ist, bedarf einer tiefergehenden Analyse, die in dem vorliegenden Rahmen nicht zu leisten ist. Zudem ist dabei zu berücksichtigen, dass mit der zunehmenden Einspeisung von Strom aus fluktuierender Erzeugung (Windenergie, Photovoltaik) die Netzregelung weiter erschwert wird. Nach einer ersten Einschätzung ist davon auszugehen, dass das in Deutschland derzeit bestehende vermaschte Stromtransportnetz für gewisse Stromtransporte zum Ausgleich ausgelegt ist, dabei jedoch von einer über das Bundesgebiet relativ gleichmäßig verteilten Grundlaststromerzeugung ausgeht. Mit einem Verzicht auf einen größeren Teil der Grundlaststromerzeugung in Bayern wären damit auch erhebliche Probleme in der Fahrweise des Stromnetzes zu erwarten, so dass dann auch die Versorgungssicherheit im Strombereich darunter leiden würde. Eine abschließende Aussage hierzu kann jedoch erst nach einer detaillierten Analyse und Modellierung des Lastflusses erfolgen.

4.3 Primärenergieverbrauch

Entsprechend der unterschiedlichen Entwicklungen beim Endenergieverbrauch und in der Strombereitstellung sind auch auf der Ebene der Primärenergie deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien auszumachen (vgl. Abbildung 4-6, für die Entwicklung in Deutschland siehe Abbildung 3-1 in Teil II). Im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) wird der Primärenergieverbrauch durch die Kernenergie (58,5 % in 2050), durch die Mineralöle (18,9 %) und die erneuerbaren Energien insgesamt (inkl. Pumpspeicher und Müll) (15,7 %) dominiert. Die Naturgase erreichen einen Anteil von 6,5 % des Primärenergieverbrauchs. Ein Nettostromimport findet nicht statt. Die Kohlen sind noch mit 0,5 % am Primärenergieverbrauch in Bayern im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix in 2050 vertreten.

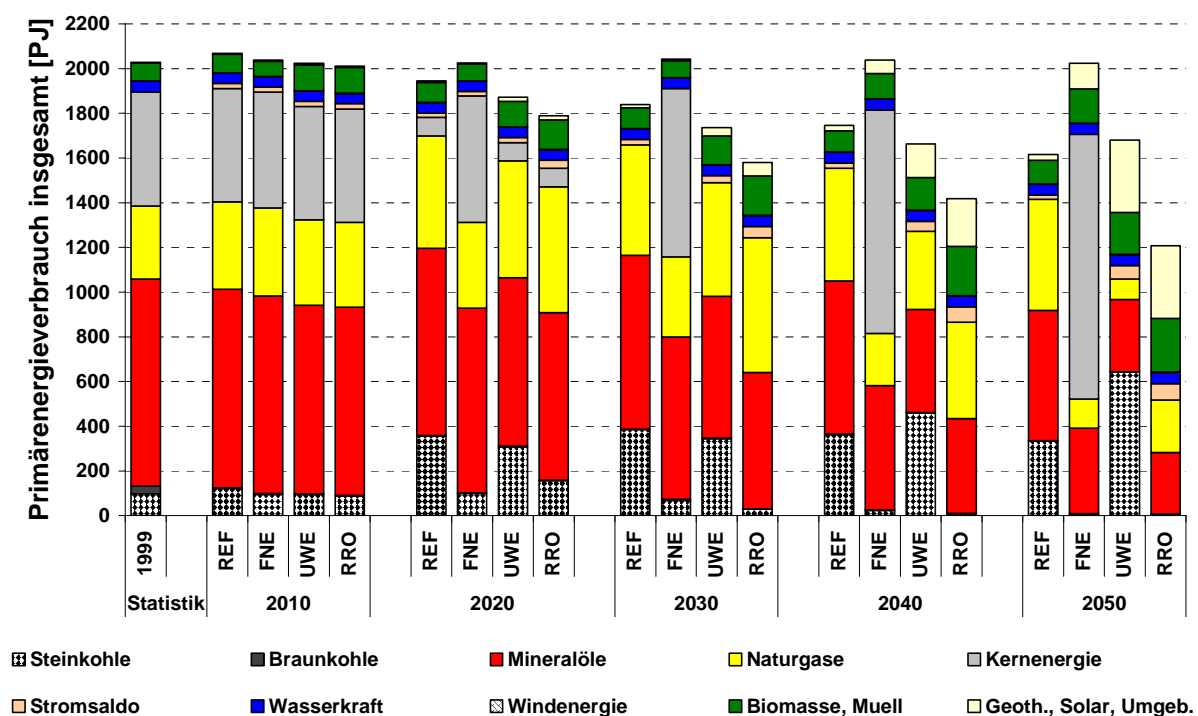


Abbildung 4-6: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern im Szenarienvergleich

Im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) können demgegenüber die Kohlen in 2050 einen Anteil am Primärenergieverbrauch in Bayern von 38,4 % vorweisen. Hier zeigt sich die Möglichkeit, CO₂ aus der Verbrennung in Kohlekraftwerken bzw. –vergasungsanlagen abzutrennen, deren technische Machbarkeit gesichert erscheint. Es folgen die erneuerbaren Energien (inkl. REG-Stromimport) mit einem Anteil am Primärenergieverbrauch von insgesamt 35,8 % und die Mineralöle mit 19,2 %. Aus Naturgasen werden wiederum 5,5 % des Primärenergieverbrauchs bereitgestellt sowie über den Stromimportsaldo mit konventionellen Kraftwerken insgesamt 1,1 %.

Das Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) ist demgegenüber noch stärker auf die erneuerbaren Energien fokussiert. Sie erreichen hier in Bayern im Jahr 2050 einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 51,1 % und einschließlich dem REG-Stromimport von 55,5 %, während für Deutschland ein Anteil der erneuerbaren Energien (inkl. REG-Stromimport) am Primärenergieverbrauch von 50 % entsprechend der Szenariovorgaben erfüllt werden muss. Für Bayern sind noch die Mineralöle mit einem Anteil von 22,7 % und die Naturgase mit 19,5 % von größerer Bedeutung. Zudem wird aus konventionellen Kraftwerken ein Beitrag des Stromimports von 1,6 % zum Primärenergieverbrauch in Bayern geleistet. Die Kohlen tragen zu 0,7 % zum Primärenergieverbrauch bei.

In allen Szenarien treten damit erhebliche Effizienzverbesserungen bei der zukünftigen Entwicklung auf. Gemessen an der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs je Einheit Bruttoinlandsprodukt in Bayern, zeigt Abbildung 4-7, dass hier bereits im Referenzszenario sich die spezifischen Werte zwischen 1999 und 2050 um 60 % reduzieren und damit in den betrachteten 50 Jahren mehr als halbiert werden.

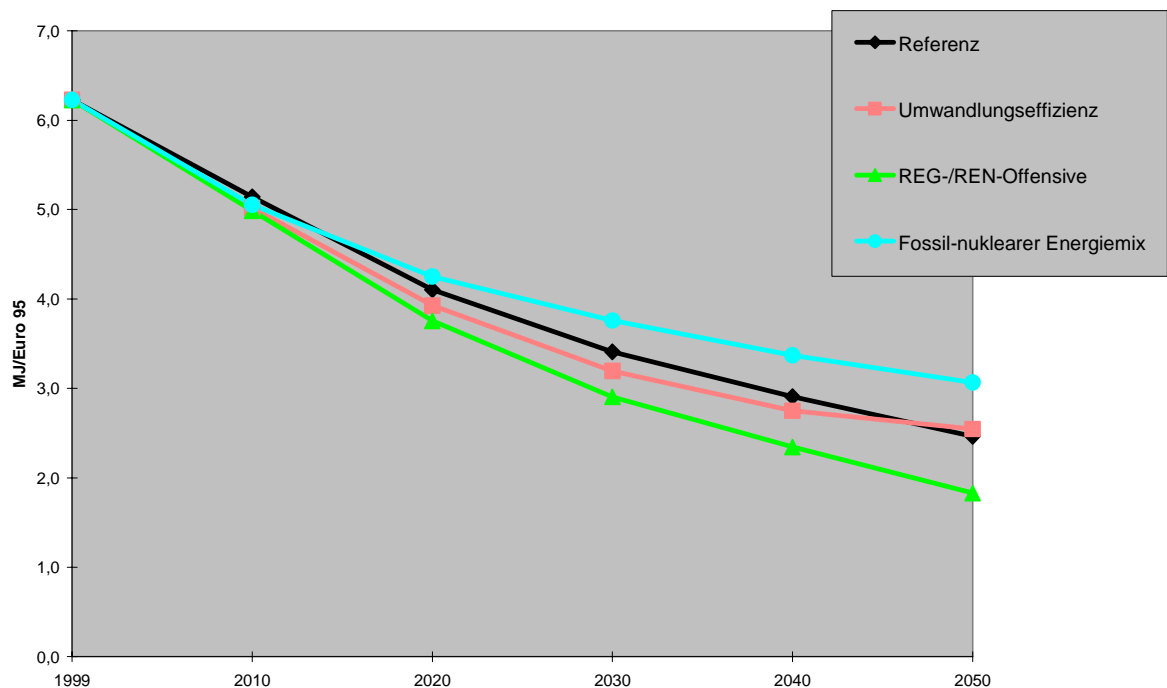


Abbildung 4-7: Entwicklung der Energieintensität des Bruttoinlandsproduktes in Bayern im Szenarienvergleich

In den Klimaschutzszenarien reduziert sich die Energieintensität des Bruttoinlandsproduktes in Bayern von 6,2 MJ je Euro₉₅ in 1999 auf Werte zwischen 3,1 und 1,8 MJ je Euro₉₅ im Jahr 2050 (Referenz: 2,5 MJ je Euro₉₅). Die Unterschiede in der Entwicklung der Energieintensitäten zwischen den Klimaschutzszenarien resultieren primär aus den Vorgaben zu den Nutzungs- bzw. Nichtnutzungsmöglichkeiten der unterschiedlichen Emissionsminderungs-

maßnahmen (wenn man von den Verzerrungen durch die primärenergetische Bewertung der erneuerbaren Energien und des Stromimports nach der Wirkungsgradmethode absieht). So müssen für eine gesamtwirtschaftlich kosteneffiziente Deckung des Energiedienstleistungsbedarfs technische Einsparmöglichkeiten mit höheren Kosten nicht ausgeschöpft werden, wenn günstige CO₂-freie Energiebereitstellungsmöglichkeiten zur Verfügung stehen.

4.4 Energiebedingte CO₂-Emissionen

Die sich für Bayern aufgrund der Bereitstellungsstrukturen ergebende Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen im Szenarienvergleich zeigt Abbildung 4-8, der entsprechende Vergleich für Deutschland ist in Abbildung 4-8a dargestellt. Hier stellen sich unterschiedliche Entwicklungspfade ein. Während zunächst im Jahr 2010 die Szenarien Umwandlungseffizienz (UWE) und REG-/REN-Offensive (RRO) hinsichtlich der Gesamtemissionswerte am niedrigsten liegen, ist es dann in 2020 das Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE), gefolgt vom Szenario REG-/REN-Offensive. Nach 2020 ergibt sich weiterhin die Reihenfolge der Szenarien Fossil-Nuklearer Energiemix, REG-/REN-Offensive und schließlich Umwandlungseffizienz mit den jeweils höchsten Werten, jedoch geringeren Abständen als im Jahr 2020. Langfristig gesehen sind in 2050 die Szenarien hinsichtlich der CO₂-Emissionen nahezu deckungsgleich bei rund 27 Mio. t CO₂. Beim Szenario Umwandlungseffizienz sind darüber hinaus ab 2020 auch erhebliche Mengen an CO₂ einer Deponierung zu zuführen bis hin zu 51,4 Mio. t CO₂ im Jahr 2050.

Damit werden die energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern in den Klimaschutzenszenarien gegenüber dem Basisjahr 1990 bis zum Jahr 2010 um 3,0 % erhöht (Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix) oder um 1,4 % (Umwandlungseffizienz) bzw. um 2,4 % (REG-/REN-Offensive) vermindert (für Deutschland werden dabei die THG-Emissionen um mindestens 21 % vermindert). Für 2020 beträgt die Steigerung noch 9,3 % (REG-/REN-Offensive) oder 15,4 % (Umwandlungseffizienz) bzw. die Minderung im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix 2,3 % (Reduktion in Deutschland um 35 %). In 2030 liegt dann in Bayern bereits eine Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen zwischen -9,8 % und -15,9 % (Deutschland: -50 %) und im Jahr 2040 von -38,4 % bis -43,7 % (Deutschland: -65 %) vor. Schließlich liegen die energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern im Jahr 2050 um -66,0 % bis -68,8 % niedriger als in 1990 (Deutschland: -80 %). Hier zeigt sich, dass die bundesdeutschen Emissionsminderungsziele nicht 1:1 auf Bayern übertragen werden können, sondern dass die spezifische Ausgangssituation sowie die unterschiedlichen Potenziale der erneuerbaren Energien und der Energieeinsparung und schließlich die Bedeutung der Kernenergie zu niedrigeren Reduktionswerten für Bayern im Vergleich zu Deutschland insgesamt führen. Dennoch würden im Jahr 2050 die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf in Bayern in den Klimaschutzenszenarien mit 2,7 t CO₂ pro Kopf und Jahr im Szenario REG-/REN-Offensive bis 2,9 t CO₂ pro Kopf und Jahr im Szenario Umwandlungseffizienz dann immer noch

leicht niedriger liegen als die spezifischen CO₂-Emissionen in Deutschland in den Klimaschutzszenarien mit 3,0 t CO₂ pro Kopf und Jahr bei Umsetzung des 80 %-Reduktionsziels.

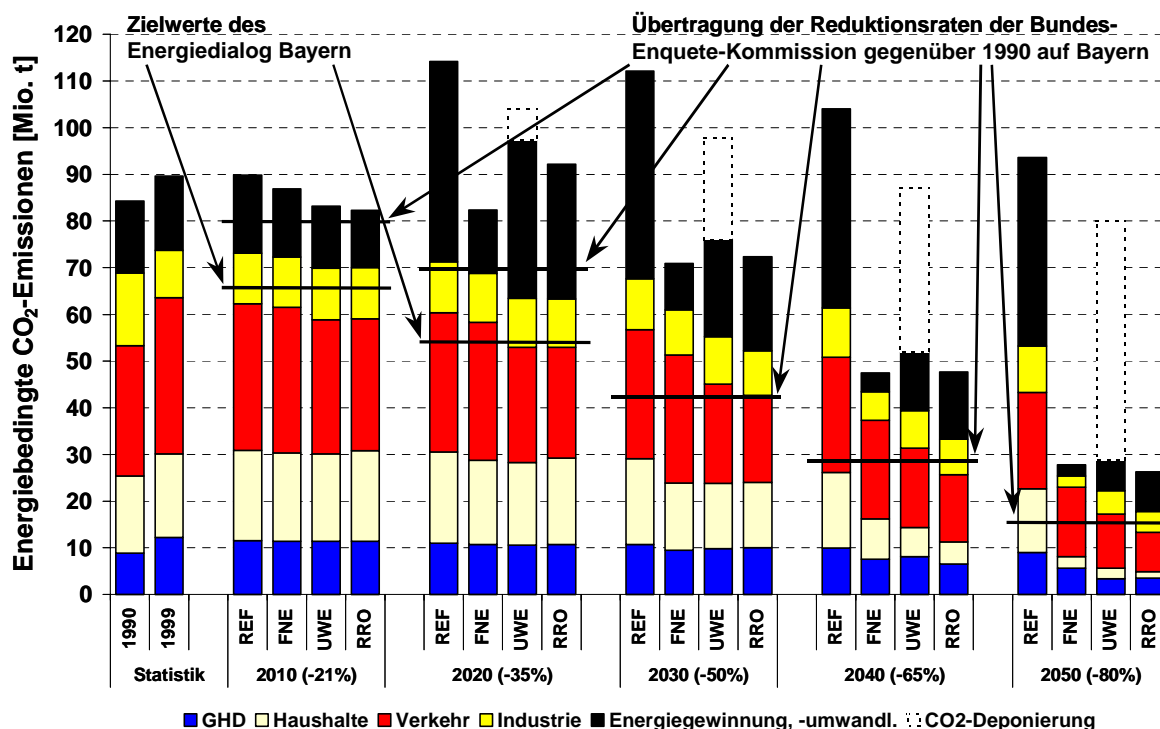


Abbildung 4-8: Energiebedingte CO₂-Emissionen nach Emittentengruppen in Bayern im Szenarienvergleich

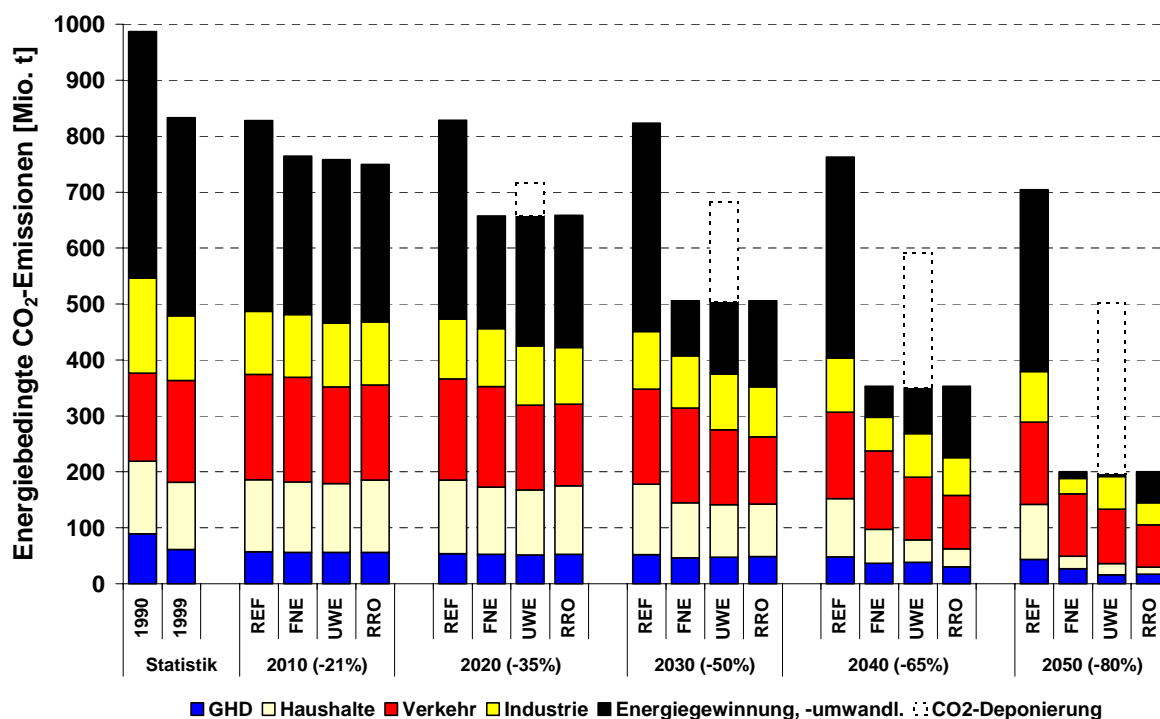


Abbildung 4-8a: Energiebedingte CO₂-Emissionen nach Emittentengruppen in Deutschland im Szenarienvergleich

4.5 Differenzkosten

Die unterschiedlichen Szenarien sind mit einem sehr verschiedenen Mittelaufwand verbunden, um die Emissionsminderung zu erreichen. Unter der Annahme, dass die für Deutschland ermittelten durchschnittlichen spezifischen CO₂-Minderungskosten zum jeweiligen Zeitpunkt auch für Bayern in Ansatz gebracht werden können, ergeben sich die in Tabelle 4-1 dargestellten energieseitigen Kostendifferenzen, kumuliert über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050, die von der gesamten bayerischen Volkswirtschaft zu tragen wären (ohne Berücksichtigung der externen Kosten).

Im Fall der Szenarien Umwandlungseffizienz und REG-/REN-Offensive ist die Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern mit kumulierten Kosten von 39,6 bzw. 105,1 Mrd. Euro₉₈ im Vergleich zum Referenzszenario verbunden. Setzt man hingegen auf eine konsequente Nutzung kosteneffizienter Emissionsminderungsmaßnahmen wie im Fall des Szenarios Fossil-Nuklearer Energiemix, so lassen sich gegenüber der Referenzentwicklung noch rd. 71,5 Mrd. Euro₉₈ einsparen.

Tabelle 4-1: Energieseitige Kosten zur Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern bis zum Jahr 2050 im Szenarienvergleich

Kostendifferenz zum Referenzszenario in Mrd. Euro₉₈		
Szenario	kumulierte Systemkosten	auf 1998 diskontierte Systemkosten
Umwandlungseffizienz	39,6	9,0
REG-/REN-Offensive	105,1	24,4
Fossil-Nuklearer Energiemix	-71,5	-18,0

Diskontiert man die über den Betrachtungszeitraum anfallenden Mehr- bzw. Minderkosten auf das Jahr 1998 ab, so ergeben sich die Kostendifferenzen zum Referenzfall zu 9,0 bzw. 24,4 Mrd. Euro₉₈ bei den Szenarien Umwandlungseffizienz bzw. REG-/REN-Offensive und von -18,0 Mrd. Euro₉₈ beim Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix. Bei all diesen Kostenangaben ist zu beachten, dass der Komfortverzicht durch eine Verlagerung vom motorisierten Verkehr auf den nicht-motorisierten Verkehr (Fahrrad, zu Fuß), der in den Zielszenarien in unterschiedlichem Ausmaß unterstellt ist, hier nicht mit bewertet ist. Aufgrund dieses Umstandes aber auch durch eine konsequente Ausschöpfung kosteneffizienter Möglichkeiten der Bereitstellung von Energiedienstleistungen im Szenario Fossil-nuklearer Energiemix, liegen die Energiesystemkosten trotz der geringen Treibhausgasemissionen hier unter denen des Referenzszenarios. Auch in den Szenarien Umwandlungseffizienz und REG-/REN-Offensive werden diese kosteneffizienten Emissionsminderungsmaßnahmen – mit Ausnahme der Kernenergie – genutzt. Die sich ergebenden Kosteneinsparungen werden jedoch durch die auftre-

tenden Zusatzkosten für die zusätzlich notwendigen Maßnahmen überkompensiert, so dass gegenüber dem Referenzszenario Mehrkosten entstehen.

Die energieseitigen Kosten (ohne externe Kosten) der Entwicklung der Energieversorgung in den drei Klimaschutzszenarien weisen somit für Bayern signifikante Unterschiede auf. So sind die über den gesamten Betrachtungszeitraum kumulierten Kosten des Szenarios REG-/REN-Offensive um rd. 176,6 Mrd. Euro₉₈ höher als im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix. Die Mehrkosten des Szenarios Umwandlungseffizienz liegen bei rd. 111,1 Mrd. Euro₉₈.

Literatur zu Teil V

/AG Energiebilanzen 2002/ AG Energiebilanzen: Auswertungstabellen zur Energiebilanz von 1990 bis 2001, 09/2002, www.ag-energiebilanzen.de

/Fahl 2001/ Fahl, U.; Mäkelä, J.; Rath-Nagel, S.; Remme, U.; Voß, A.: Szenario Netznutzungsentgelte, Ergänzung des Gutachtens Energieverbrauchsprognose für Bayern, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, Februar 2001

/Kaltschmitt, Wiese 1997/ Kaltschmitt, M.; Wiese, A.: Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Springer, Berlin, 1997

/Statistisches Bundesamt 2000/ Statistisches Bundesamt: Bevölkerungsentwicklung Deutschlands bis zum Jahr 2050, Ergebnisse der 9. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung, Wiesbaden, Juli 2000

Szenario Reporting Tabelle (1)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl
Institutionen:	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Bayern
Szenario:	Referenzszenario Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	Oktober 2002
Basisjahr:	1999

		Einheit	1997	1998	1999	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
		Absolutwerte											
1 Demographische Rahmenannahmen													
1.1	Bevölkerung	Mio.	12,07	12,09	12,16	12,29	12,32	12,26	12,13	11,92	11,66	10,88	9,94
2 Ökonomische Rahmenannahmen													
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR ₉₅	306,7	317,9	325,6	367,7	403,2	439,9	476,6	510,0	543,4	604,6	659,7
3 Energiepreise													
3.1	Importpreis Rohöl	DM ₉₉ /GJ	6,02	4,06	4,06	6,22	6,96	7,70	8,43	9,17	9,91	11,38	12,85
3.2	Importpreis Erdgas	DM ₉₉ /GJ	4,86	4,26	4,26	4,88	5,55	6,22	6,89	7,55	8,22	9,56	10,90
3.3	Importpreis Steinkohle	DM ₉₉ /GJ	2,66	2,42	2,42	2,63	2,79	2,96	3,12	3,28	3,44	3,77	4,09
4 Endenergieverbrauch nach Energieträgern													
4.1	Kohlen	PJ	27,28	23,87	20,96	23,53	20,10	19,37	18,75	19,05	18,73	19,19	19,81
4.2	Mineralölprodukte	PJ	742,83	764,01	744,42	749,46	733,98	709,65	698,20	666,25	645,22	565,17	470,26
4.3	Gase	PJ	289,95	287,08	299,33	324,40	347,07	361,53	365,12	373,84	370,82	363,76	341,64
4.4	Kernenergie	PJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	Strom	PJ	239,69	244,30	250,60	266,58	278,20	286,86	290,84	293,70	296,57	297,29	292,08
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	27,56	28,16	29,01	28,64	30,46	31,44	32,61	32,52	34,04	34,04	35,22
4.7	Erneuerbare	PJ	36,61	37,37	38,91	41,41	52,93	55,17	59,04	61,78	64,12	67,05	75,74
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,94	1,84	2,75	9,97	26,34
4.9	Summe	PJ	1363,91	1384,80	1383,23	1434,03	1462,75	1464,23	1465,50	1448,99	1432,24	1356,46	1261,07
5 Endenergieverbrauch nach Sektoren													
5.1	Industrie	PJ	262,26	264,87	261,06	288,00	300,82	309,65	318,22	323,16	328,01	328,65	322,35
5.2	GHD	PJ	281,09	293,15	286,25	287,14	286,48	284,92	285,34	286,64	288,00	277,80	260,08
5.3	Haushalte	PJ	384,29	378,95	365,50	390,06	399,50	400,97	403,01	392,31	380,00	342,30	304,55
5.4	Verkehr	PJ	436,27	447,83	470,42	468,83	475,96	468,69	458,93	446,89	436,23	407,70	374,10
6 Netto-Stromverbrauch nach Sektoren													
6.1	Industrie	TWh	25,83	26,55	26,81	30,08	30,65	32,23	33,62	34,09	34,79	35,53	35,45
6.2	GHD	TWh	19,93	20,27	21,73	22,93	23,54	24,29	24,92	25,50	26,27	26,05	25,12
6.3	Haushalte	TWh	18,06	18,27	18,36	18,14	19,91	19,78	18,58	18,01	16,83	15,45	14,11
6.4	Verkehr	TWh	2,75	2,77	2,72	2,90	3,18	3,39	3,67	3,99	4,49	5,54	6,45
6.5	Endenergie	TWh	66,58	67,86	69,61	74,05	77,28	79,68	80,79	81,58	82,38	82,58	81,13
6.6	Umwandlung	TWh	0,92	0,94	0,82	0,77	0,70	0,60	0,54	0,34	0,36	0,53	1,11
6.7	Leitungsverluste	TWh	2,98	3,18	2,61	4,24	4,27	4,33	4,30	4,24	4,21	4,07	3,84
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	0,51	0,52	0,59	0,52	0,51	0,52	0,57	0,52	0,50	0,53	0,55
6.9	Summe	TWh	70,99	72,49	73,63	79,58	82,76	85,13	86,20	86,68	87,45	87,71	86,63
7 Netto-Stromerzeugung													
7.1	Steinkohle	TWh	7,06	7,44	7,34	10,50	11,59	20,17	41,21	47,52	47,30	44,58	41,33
7.2	Braunkohle	TWh	2,51	3,15	2,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7.3	Heizöl	TWh	0,87	1,06	0,89	0,86	0,88	0,48	0,23	0,02	0,43	0,00	0,00
7.4	Erdgas	TWh	2,99	3,07	3,73	4,58	5,12	7,01	16,15	16,19	15,34	17,14	18,71
7.5	Kernenergie	TWh	45,44	45,03	45,37	45,01	43,99	33,85	7,16	0,00	0,00	0,00	0,00
7.6	Wasserkraft	TWh	11,83	12,51	14,08	12,54	12,86	13,05	13,18	13,28	13,39	13,49	13,55
7.7	Wind	TWh	0,01	0,02	0,04	0,15	0,17	0,19	0,20	0,22	0,25	0,25	0,26
7.8	Photovoltaik	TWh	0,00	0,00	0,00	0,02	0,04	0,08	0,16	0,23	0,31	0,95	2,01
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	1,66	1,89	1,94	1,31	1,78	1,97	2,39	2,93	3,81	4,89	5,52
7.10	Summe	TWh	72,38	74,17	76,12	74,97	76,43	76,80	80,69	80,40	80,81	81,31	81,38
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				5,52	7,14	10,83	22,71	21,80	22,48	23,52	25,02
8 Netto-Engpaßleistung													
8.1	Steinkohle	GW	1,685	1,776	1,871	2,327	2,466	3,351	5,272	6,272	6,492	5,877	5,394
8.2	Braunkohle	GW	0,713	0,713	0,511	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8.3	Heizöl	GW	2,799	2,862	2,713	1,227	0,797	0,348	0,449	0,005	0,061	0,000	0,000
8.4	Erdgas	GW	1,934	2,287	2,431	2,316	2,203	2,626	4,366	4,463	4,023	4,516	4,864
8.5	Kernenergie	GW	6,082	6,097	6,097	6,097	6,097	4,590	1,380	0,000	0,000	0,000	0,000
8.6	Wasserkraft	GW	2,150	2,605	2,559	2,942	2,970	2,979	2,957	3,013	3,043	3,041	3,031
8.7	Wind	GW	0,012	0,027	0,039	0,095	0,104	0,108	0,112	0,111	0,121	0,116	0,116
8.8	Photovoltaik	GW	0,004	0,006	0,009	0,020	0,040	0,086	0,170	0,248	0,326	1,006	2,129
8.9	Andere Brennstoffe	GW	0,153	0,306	0,310	0,284	0,383	0,423	0,552	0,661	0,875	1,168	1,406
8.10	Summe	GW	15,531	16,679	16,539	15,309	15,060	14,511	15,257	14,772	14,941	15,724	16,940
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				1,971	2,488	3,539	7,083	6,731	6,908	7,748	8,562
9 Energieeinsatz zur Stromerzeugung													
9.1	Steinkohle	PJ				89,66	96,70	164,17	321,38	356,91	355,11	323,16	288,88
9.2	Braunkohle	PJ				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.3	Heizöl	PJ				8,54	8,84	5,21	2,44	0,14	2,97	0,00	0,00
9.4	Erdgas	PJ				31,54	35,33	44,93	102,72	98,84	93,77	103,15	111,56
9.5	Kernenergie	PJ				519,51	507,74	390,70	82,64	0,00	0,00	0,00	0,00
9.6	Wasserkraft	PJ				45,16	46,30	46,98	47,45	47,82	48,20	48,56	48,77
9.7	Wind	PJ				0,54	0,61	0,67	0,73	0,78	0,89	0,91	0,95
9.8	Photovoltaik	PJ				0,07	0,13	0,29	0,58	0,84	1,11	3,43	7,25
9.9	Andere Brennstoffe	PJ				15,79	17,29	18,58	20,07	25,51	33,52	44,66	47,82
9.10	Summe	PJ	0	0	0	710,81	712,95	671,54	578,02	530,84	535,56	523,86	505,22

10 KWK-Netto-Stromerzeugung													
10.1	Steinkohle	TWh				1,38	1,66	2,64	5,31	5,18	5,41	4,89	4,67
10.2	Braunkohle	TWh				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.3	Mineralöle	TWh				0,50	0,54	0,32	0,14	0,02	0,00	0,00	0,00
10.4	Erdgas	TWh				2,55	3,62	6,38	15,43	14,59	14,44	15,34	16,29
10.5	Sonstige Gase	TWh				0,08	0,12	0,12	0,14	0,14	0,14	0,18	0,24
10.6	Kernenergie	TWh				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.7	Müll	TWh				0,74	0,82	0,85	0,87	0,88	0,87	0,80	0,75
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				0,27	0,39	0,52	0,82	1,01	1,62	2,31	3,08
10.9	Summe	TWh	0,0	0,0	0,0	5,52	7,14	10,83	22,71	21,80	22,48	23,52	25,02
11 Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken													
11.1	Steinkohle	PJ				17,79	20,56	31,04	58,89	53,09	54,70	58,14	60,03
11.2	Braunkohle	PJ				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11.3	Mineralöle	PJ				9,35	9,76	6,37	2,92	0,21	0,00	0,00	0,00
11.4	Erdgas	PJ				30,51	38,49	62,37	139,14	129,50	121,92	134,11	145,23
11.5	Sonstige Gase	PJ				1,54	2,14	1,93	1,81	1,77	0,00	0,00	0,00
11.6	Kernenergie	PJ				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11.7	Müll	PJ				22,36	24,48	25,92	27,15	26,98	26,78	25,15	23,47
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				3,29	4,45	5,46	8,89	10,97	17,70	24,10	29,95
11.9	Summe	PJ				84,84	99,88	133,09	238,80	222,53	221,09	241,49	258,67
12 Fernwärmeerzeugung													
12.1	Heizkraftwerke	PJ	24,35	23,73	24,51	23,24	24,52	24,66	25,82	25,34	26,87	28,78	30,82
12.2	Heizwerke	PJ	5,93	7,21	7,36	9,13	9,85	10,70	10,63	11,01	10,87	8,33	6,91
12.3	Abwärme	PJ	0,00	0,00	0,00	0,07	0,07	0,00	0,20	0,21	0,21	0,45	0,82
12.4	Summe (AGFW)	PJ	30,29	30,95	31,88	32,44	34,44	35,36	36,65	36,56	37,95	37,56	38,55
12.5	Übrige	PJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12.6	Summe	PJ	30,29	30,95	31,88	32,44	34,44	35,36	36,65	36,56	37,95	37,56	38,55
13a Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)													
13a.1	Steinkohlen	PJ	103,85	102,71	97,14	117,17	123,54	193,60	357,94	390,62	388,32	365,46	336,57
13a.2	Braunkohlen	PJ	36,53	41,57	36,05	5,58	3,30	2,62	2,55	2,30	2,23	1,96	1,66
13a.3	Mineralöle	PJ	929,09	959,29	925,52	917,23	890,61	859,31	841,22	802,00	781,53	689,05	585,06
13a.4	Naturgase	PJ	307,33	309,70	326,75	362,39	391,60	424,63	506,75	513,24	499,39	509,45	501,69
13a.5	Kernenergie	PJ	520,18	515,43	519,40	519,51	507,74	390,70	82,64	0,00	0,00	0,00	0,00
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	41,95	44,46	50,06	45,76	47,05	47,94	48,76	49,45	50,19	52,89	56,97
13a.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	74,25	75,80	81,36	71,26	87,24	90,82	95,93	103,64	107,43	116,21	125,43
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	-4,99	-5,83	-8,96	16,59	22,78	30,01	19,81	22,63	23,90	23,03	18,91
13a.9	Summe	PJ	2008,19	2043,13	2027,32	2055,51	2073,86	2039,63	1955,60	1883,88	1852,99	1758,04	1626,29
13b Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)													
13b.1	Steinkohlen	PJ	103,85	102,71	97,14	117,17	123,54	193,60	357,94	390,62	388,32	365,46	336,57
13b.2	Braunkohlen	PJ	36,53	41,57	36,05	5,58	3,30	2,62	2,55	2,30	2,23	1,96	1,66
13b.3	Mineralöle	PJ	929,09	959,29	925,52	917,23	890,61	859,31	841,22	802,00	781,53	689,05	585,06
13b.4	Naturgase	PJ	307,33	309,70	326,75	362,39	391,60	424,63	506,75	513,24	499,39	509,45	501,69
13b.5	Kernenergie	PJ	448,89	444,79	448,22	448,31	438,15	337,16	71,32	0,00	0,00	0,00	0,00
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	110,27	116,56	131,25	119,67	123,04	125,38	127,50	129,31	131,25	138,31	148,97
13b.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	74,25	75,80	81,36	71,26	87,24	90,82	95,93	103,64	107,43	116,21	125,43
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	-13,04	-15,24	-23,43	43,38	59,57	78,48	51,80	59,17	62,49	60,21	49,45
13b.9	Summe	PJ	1997,17	2035,18	2022,85	2085,01	2117,05	2111,98	2055,01	2000,28	1972,64	1880,64	1748,83
16 CO2-Emissionen (Quellenbilanz)													
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	16,34	17,33	15,96	15,77	16,71	23,74	42,88	45,24	44,52	42,68	40,35
16.2	Industrie	Mio. t	10,64	10,64	10,09	10,72	10,84	10,91	10,92	10,94	10,89	10,54	9,95
16.3	Verkehr	Mio. t	31,04	31,86	33,51	31,21	31,40	30,68	29,77	28,69	27,65	24,72	20,60
16.4	Haushalte	Mio. t	19,55	19,12	17,86	19,77	19,33	19,17	19,56	18,85	18,38	16,17	13,64
16.5	Gewerbe, Handel, Dienstleist.	Mio. t	12,46	13,19	12,25	11,83	11,54	11,22	11,02	10,92	10,70	9,94	9,05
16.6	Summe	Mio. t	90,02	92,14	89,67	89,31	89,83	95,71	114,15	114,63	112,15	104,06	93,60

Szenario Reporting Tabelle (2)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl
Institutionen:	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Bayern
Szenario:	Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	Oktober 2002
Basisjahr:	1999

1	Einheit	Absolutwerte											
		1997	1998	1999	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050	
2 Demographische Rahmenannahmen													
1.1	Bevölkerung	Mio.	12,07	12,09	12,16	12,29	12,32	12,26	12,13	11,92	11,66	10,88	9,94
3 Ökonomische Rahmenannahmen													
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR ₉₅	306,7	317,9	325,6	367,7	403,2	439,9	476,6	510,0	543,4	604,6	659,7
4 Energiepreise													
3.1	Importpreis Rohöl	DM ₉₉ /GJ	6,02	4,06	4,06	6,22	6,96	7,70	8,43	9,17	9,91	11,38	12,85
3.2	Importpreis Erdgas	DM ₉₉ /GJ	4,86	4,26	4,26	4,88	5,55	6,22	6,89	7,55	8,22	9,56	10,90
3.3	Importpreis Steinkohle	DM ₉₉ /GJ	2,66	2,42	2,42	2,63	2,79	2,96	3,12	3,28	3,44	3,77	4,09
5 Endenergieverbrauch nach Energieträgern													
4.1	Kohlen	PJ	27,28	23,87	20,96	23,60	19,14	18,58	18,60	17,10	17,82	12,45	6,82
4.2	Mineralölprodukte	PJ	742,83	764,01	744,42	747,98	728,42	694,70	684,75	633,31	596,78	439,78	280,42
4.3	Gase	PJ	289,95	287,08	299,33	324,08	341,82	349,08	339,49	337,41	317,40	217,84	113,77
4.4	Kernenergie	PJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,73	11,19	18,24
4.5	Strom	PJ	239,69	244,30	250,60	267,34	276,28	288,56	295,74	312,32	329,00	389,96	452,87
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	27,56	28,16	29,01	28,68	31,41	32,13	31,93	30,39	30,70	48,28	66,85
4.7	Erneuerbare	PJ	36,61	37,37	38,91	33,36	37,50	39,22	40,83	41,14	42,72	106,13	171,64
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,41	0,62	0,82	1,00	1,16
4.9	Summe	PJ	1363,91	1384,80	1383,23	1425,04	1434,57	1422,47	1411,74	1372,29	1339,98	1226,61	1111,78
6 Endenergieverbrauch nach Sektoren													
5.1	Industrie	PJ	262,26	264,87	261,06	280,50	283,88	288,69	293,40	288,73	290,55	285,72	279,63
5.2	GHD	PJ	281,09	293,15	286,25	286,90	283,16	279,62	278,23	277,35	276,58	258,87	241,15
5.3	Haushalte	PJ	384,29	378,95	365,50	390,14	394,56	389,63	386,55	365,65	343,92	295,57	247,02
5.4	Verkehr	PJ	436,27	447,83	470,42	467,51	472,97	464,53	453,56	440,57	428,93	386,45	343,98
7 Netto-Stromverbrauch nach Sektoren													
6.1	Industrie	TWh	25,83	26,55	26,81	30,10	30,57	32,07	33,54	33,82	34,82	45,05	55,41
6.2	GHD	TWh	19,93	20,27	21,73	23,18	23,52	24,02	24,70	27,80	29,38	31,30	33,49
6.3	Haushalte	TWh	18,06	18,27	18,36	18,07	19,47	20,68	20,24	21,16	22,70	24,32	26,30
6.4	Verkehr	TWh	2,75	2,77	2,72	2,90	3,17	3,39	3,67	3,98	4,49	7,65	10,60
6.5	Endenergie	TWh	66,58	67,86	69,61	74,26	76,75	80,16	82,15	86,76	91,39	108,32	125,80
6.6	Umwandlung	TWh	0,92	0,94	0,82	0,77	0,39	0,21	0,20	0,21	0,23	0,80	1,36
6.7	Leitungsverluste	TWh	2,98	3,18	2,61	4,25	4,18	4,32	4,44	4,73	5,00	5,83	6,66
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	0,51	0,52	0,59	0,52	0,73	0,81	0,91	0,94	0,97	0,94	0,92
6.9	Summe	TWh	70,99	72,49	73,63	79,79	82,05	85,50	87,70	92,64	97,59	115,89	134,73
8 Netto-Stromerzeugung													
7.1	Steinkohle	TWh	7,06	7,44	7,34	10,67	8,74	6,79	9,48	8,87	5,89	1,24	0,00
7.2	Braunkohle	TWh	2,51	3,15	2,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7.3	Heizöl	TWh	0,87	1,06	0,89	0,76	0,86	0,49	0,22	0,02	0,00	0,00	0,00
7.4	Erdgas	TWh	2,99	3,07	3,73	4,73	6,43	4,49	5,51	5,22	4,45	1,06	0,73
7.5	Kernenergie	TWh	45,44	46,03	45,37	45,01	45,01	50,44	51,46	57,26	70,78	94,94	112,94
7.6	Wasserkraft	TWh	11,83	12,51	14,08	12,54	12,86	13,01	13,18	13,28	13,39	13,45	13,47
7.7	Wind	TWh	0,01	0,02	0,04	0,15	0,17	0,18	0,19	0,18	0,18	0,17	0,17
7.8	Photovoltaik	TWh	0,00	0,00	0,00	0,02	0,04	0,08	0,16	0,15	0,16	0,15	0,14
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	1,66	1,89	1,94	1,31	1,61	1,86	2,26	2,42	2,73	4,87	7,28
7.10	Summe	TWh	72,38	74,17	76,12	75,18	75,72	77,35	82,45	87,39	97,59	115,89	134,73
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				5,76	5,76	5,55	7,80	9,53	10,17	11,50	17,18
9 Netto-Engpaßleistung													
8.1	Steinkohle	GW	1,685	1,776	1,871	2,358	2,289	1,829	2,163	2,318	2,697	1,274	0,000
8.2	Braunkohle	GW	0,713	0,713	0,511	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8.3	Heizöl	GW	2,799	2,862	2,713	1,216	0,995	0,567	0,202	0,006	0,000	0,000	0,000
8.4	Erdgas	GW	1,934	2,287	2,431	2,347	2,591	2,077	2,575	2,548	2,556	1,208	0,589
8.5	Kernenergie	GW	6,082	6,097	6,097	6,097	6,097	7,125	7,125	7,580	9,378	13,163	16,078
8.6	Wasserkraft	GW	2,150	2,605	2,559	2,942	2,803	2,764	2,708	2,700	2,697	2,745	2,787
8.7	Wind	GW	0,012	0,027	0,039	0,095	0,102	0,103	0,102	0,096	0,097	0,089	0,091
8.8	Photovoltaik	GW	0,004	0,006	0,009	0,020	0,040	0,086	0,170	0,158	0,171	0,161	0,150
8.9	Andere Brennstoffe	GW	0,153	0,306	0,310	0,284	0,393	0,385	0,496	0,507	0,583	1,190	1,905
8.10	Summe	GW	15,531	16,679	16,539	15,360	15,310	14,937	15,541	15,913	18,178	19,830	21,601
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				2,055	2,029	1,828	2,497	2,819	3,061	3,298	4,737
10 Energieeinsatz zur Stromerzeugung													
9.1	Steinkohle	PJ				91,03	73,06	55,92	76,16	69,39	46,90	9,90	0,00
9.2	Braunkohle	PJ				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.3	Heizöl	PJ				7,52	8,16	4,83	2,33	0,14	0,00	0,00	0,00
9.4	Erdgas	PJ				33,23	43,93	27,88	34,65	32,60	27,77	6,57	4,32
9.5	Kernenergie	PJ				519,51	519,51	565,13	565,73	615,81	747,13	974,46	1139,23
9.6	Wasserkraft	PJ				45,16	46,30	46,84	47,45	47,82	48,20	48,42	48,49
9.7	Wind	PJ				0,54	0,61	0,64	0,67	0,65	0,66	0,61	0,62
9.8	Photovoltaik	PJ				0,07	0,13	0,29	0,58	0,54	0,58	0,54	0,49
9.9	Andere Brennstoffe	PJ				15,74	16,27	17,99	19,02	19,87	22,04	39,67	59,52
9.10	Summe	PJ	0	0	0	712,79	707,98	719,53	746,59	786,82	893,27	1080,16	1252,67

10	KWK-Netto-Stromerzeugung													
10.1	Steinkohle	TWh				1,41	1,04	0,94	1,54	2,44	2,65	0,56	0,00	
10.2	Braunkohle	TWh				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
10.3	Mineralöle	TWh				0,49	0,53	0,32	0,14	0,02	0,00	0,00	0,00	
10.4	Erdgas	TWh				2,61	2,72	2,58	4,06	4,91	4,31	1,02	0,65	
10.5	Sonstige Gase	TWh				0,23	0,30	0,39	0,48	0,47	0,46	0,67	0,88	
10.6	Kernenergie	TWh				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,89	5,84	10,29	
10.7	Müll	TWh				0,74	0,80	0,84	0,89	0,88	0,88	0,83	0,78	
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				0,27	0,38	0,48	0,69	0,82	0,98	2,58	4,57	
10.9	Summe	TWh	0,0	0,0	0,0	5,76	5,76	5,55	7,80	9,53	10,17	11,50	17,18	
11	Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken													
11.1	Steinkohle	PJ				18,19	13,04	11,00	16,86	24,94	26,70	5,63	0,00	
11.2	Braunkohle	PJ				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
11.3	Mineralöle	PJ				9,26	8,87	5,89	2,68	0,22	0,00	0,00	0,00	
11.4	Erdgas	PJ				31,20	29,18	24,54	36,30	41,53	36,38	8,61	5,61	
11.5	Sonstige Gase	PJ				4,44	5,62	6,35	6,21	6,04	0,00	0,00	0,00	
11.6	Kernenergie	PJ				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,30	74,01	130,40	
11.7	Müll	PJ				22,39	24,59	26,02	27,22	27,07	26,95	25,40	23,83	
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				3,29	4,35	5,29	7,94	10,47	13,34	42,32	79,04	
11.9	Summe	PJ				88,79	85,66	78,89	97,22	110,26	114,68	155,97	238,88	
12	Fernwärmeerzeugung													
12.1	Heizkraftwerke	PJ	24,35	23,73	24,51	23,25	25,22	25,50	24,84	22,75	22,96	39,50	57,00	
12.2	Heizwerke	PJ	5,93	7,21	7,36	9,14	10,23	10,66	11,07	11,42	11,45	12,55	13,69	
12.3	Abwärme	PJ	0,00	0,00	0,00	0,07	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	1,76	3,63	
12.4	Summe (AGFW)	PJ	30,29	30,95	31,88	32,47	35,53	36,16	35,91	34,18	34,42	53,81	74,31	
12.5	Übrige	PJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
12.6	Summe	PJ	30,29	30,95	31,88	32,47	35,53	36,16	35,91	34,18	34,42	53,81	74,31	
13a	Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)													
13a.1	Steinkohlen	PJ	103,85	102,71	97,14	118,70	97,11	78,34	99,61	92,56	70,73	24,19	7,73	
13a.2	Braunkohlen	PJ	36,53	41,57	36,05	5,59	2,73	2,55	2,56	2,51	2,15	1,61	1,04	
13a.3	Mineralöle	PJ	929,09	959,29	925,52	913,16	883,50	843,02	826,70	767,64	727,39	556,29	382,47	
13a.4	Naturgase	PJ	307,33	309,70	326,75	365,04	392,53	382,00	383,45	381,30	356,67	233,19	131,01	
13a.5	Kernenergie	PJ	520,18	515,43	519,40	519,51	519,51	565,13	565,73	615,81	753,75	999,69	1184,05	
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	41,95	44,46	50,06	45,76	47,04	47,78	48,69	49,01	49,44	49,56	49,60	
13a.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	74,25	75,80	81,36	64,35	72,14	76,52	80,69	83,25	82,46	172,69	267,50	
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	-4,99	-5,83	-8,96	16,59	22,78	29,34	18,91	18,91	0,00	0,00	0,00	
13a.9	Summe	PJ	2008,19	2043,13	2027,32	2048,70	2037,35	2024,68	2026,33	2010,98	2042,58	2037,21	2023,41	
13b	Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)													
13b.1	Steinkohlen	PJ	103,85	102,71	97,14	118,70	97,11	78,34	99,61	92,56	70,73	24,19	7,73	
13b.2	Braunkohlen	PJ	36,53	41,57	36,05	5,59	2,73	2,55	2,56	2,51	2,15	1,61	1,04	
13b.3	Mineralöle	PJ	929,09	959,29	925,52	913,16	883,50	843,02	826,70	767,64	727,39	556,29	382,47	
13b.4	Naturgase	PJ	307,33	309,70	326,75	365,04	392,53	382,00	383,45	381,30	356,67	233,19	131,01	
13b.5	Kernenergie	PJ	448,89	444,79	448,22	448,31	448,31	487,68	488,20	531,41	650,45	862,68	1021,77	
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolt.	PJ	110,27	116,56	131,25	119,67	123,02	124,93	127,33	128,16	129,28	129,61	129,71	
13b.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	74,25	75,80	81,36	64,35	72,14	76,52	80,69	83,25	82,46	172,69	267,50	
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	-13,04	-15,24	-23,43	43,38	59,57	76,72	49,45	49,45	0,00	0,00	0,00	
13b.9	Summe	PJ	1997,17	2035,18	2022,85	2078,20	2078,92	2071,77	2057,97	2036,27	2019,12	1980,25	1941,24	
16	CO2-Emissionen (Quellenbilanz)													
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	16,34	17,33	15,96	15,91	14,55	11,42	13,59	12,57	9,98	4,11	2,45	
16.2	Industrie	Mio. t	10,64	10,64	10,09	10,73	10,75	10,62	10,55	10,07	9,67	6,09	2,34	
16.3	Verkehr	Mio. t	31,04	31,86	33,51	31,14	31,25	30,45	29,53	28,44	27,40	21,10	14,89	
16.4	Haushalte	Mio. t	19,55	19,12	17,86	19,79	18,95	18,04	18,03	16,26	14,39	8,59	2,50	
16.5	Gewerbe, Handel, Dienstleist.	Mio. t	12,46	13,19	12,25	11,74	11,36	10,98	10,71	9,96	9,48	7,61	5,64	
16.6	Summe	Mio. t	90,02	92,14	89,67	89,31	86,87	81,51	82,41	77,30	70,93	47,49	27,81	

Szenario Reporting Tabelle (3)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl
Institutionen:	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Bayern
Szenario:	Umwandlungseffizienz (UWE) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	Oktober 2002
Basisjahr:	1999

Einheit		1997	1998	1999	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050	
		Absolutwerte											
1	Demographische Rahmenannahmen												
1.1	Bevölkerung	Mio.	12,07	12,09	12,16	12,29	12,32	12,26	12,13	11,92	11,66	10,88	9,94
2	Ökonomische Rahmenannahmen												
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR ₉₅	306,7	317,9	325,6	367,7	403,2	439,9	476,6	510,0	543,4	604,6	659,7
3	Energiepreise												
3.1	Importpreis Rohöl	DM ₉₉ /GJ	6,02	4,06	4,06	6,22	6,96	7,70	8,43	9,17	9,91	11,38	12,85
3.2	Importpreis Erdgas	DM ₉₉ /GJ	4,86	4,26	4,26	4,88	5,55	6,22	6,89	7,55	8,22	9,56	10,90
3.3	Importpreis Steinkohle	DM ₉₉ /GJ	2,66	2,42	2,42	2,63	2,79	2,96	3,12	3,28	3,44	3,77	4,09
4	Endenergieverbrauch nach Energieträgern												
4.1	Kohlen	PJ	27,28	23,87	20,96	23,63	21,24	19,44	23,11	23,66	24,53	22,10	40,19
4.2	Mineralölprodukte	PJ	742,83	764,01	744,42	744,72	690,49	641,68	614,19	546,51	508,86	347,77	223,03
4.3	Gase	PJ	289,95	287,08	299,33	324,33	344,27	343,44	328,44	337,40	319,46	252,63	72,40
4.4	Kernenergie	PJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	Strom	PJ	239,69	244,30	250,60	267,69	272,03	288,51	290,63	293,65	293,91	303,99	372,26
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	27,56	28,16	29,01	28,68	37,95	41,10	43,73	48,65	50,07	74,07	93,68
4.7	Erneuerbare	PJ	36,61	37,37	38,91	33,36	62,21	77,36	90,48	92,75	105,78	166,37	226,84
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,41	0,61	0,89	0,74	7,69
4.9	Summe	PJ	1363,91	1384,80	1383,23	1422,41	1428,19	1411,74	1390,99	1343,24	1303,29	1167,67	1036,10
5	Endenergieverbrauch nach Sektoren												
5.1	Industrie	PJ	262,26	264,87	261,06	280,57	289,69	291,60	289,25	281,22	280,92	262,28	251,48
5.2	GHD	PJ	281,09	293,15	286,25	286,90	282,97	279,53	278,13	277,13	276,28	261,98	233,84
5.3	Haushalte	PJ	384,29	378,95	365,50	390,39	391,59	388,82	385,87	363,07	340,10	278,87	241,11
5.4	Verkehr	PJ	436,27	447,83	470,42	464,54	463,95	451,79	437,73	421,83	406,00	364,54	309,67
6	Netto-Stromverbrauch nach Sektoren												
6.1	Industrie	TWh	25,83	26,55	26,81	30,11	30,92	32,13	33,63	33,33	33,46	32,95	43,40
6.2	GHD	TWh	19,93	20,27	21,73	23,18	23,26	23,92	24,69	25,30	26,01	26,65	31,02
6.3	Haushalte	TWh	18,06	18,27	18,36	18,06	17,99	20,36	18,27	18,35	16,92	18,07	16,85
6.4	Verkehr	TWh	2,75	2,77	2,72	3,00	3,39	3,73	4,14	4,60	5,25	6,77	12,14
6.5	Endenergie	TWh	66,58	67,86	69,61	74,36	75,56	80,14	80,73	81,57	81,64	84,44	103,41
6.6	Umwandlung	TWh	0,92	0,94	0,82	0,77	0,47	0,27	0,23	0,21	0,22	0,19	1,19
6.7	Leistungsverluste	TWh	2,98	3,18	2,61	4,25	3,72	3,96	3,51	3,17	3,08	2,65	2,73
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	0,51	0,52	0,59	0,52	0,51	0,64	0,51	0,50	0,50	0,50	0,50
6.9	Summe	TWh	70,99	72,49	73,63	79,90	80,27	85,01	84,98	85,45	85,44	87,79	107,83
7	Netto-Stromerzeugung												
7.1	Steinkohle	TWh	7,06	7,44	7,34	10,67	8,13	12,67	27,76	31,08	28,02	35,73	51,96
7.2	Braunkohle	TWh	2,51	3,15	2,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7.3	Heizöl	TWh	0,87	1,06	0,89	0,80	0,76	0,48	0,23	0,02	0,00	0,00	0,00
7.4	Erdgas	TWh	2,99	3,07	3,73	4,78	4,29	13,32	26,08	27,52	28,50	13,76	0,92
7.5	Kernenergie	TWh	45,44	46,03	45,37	45,01	43,99	33,85	7,16	0,00	0,00	0,00	0,00
7.6	Wasserkraft	TWh	11,83	12,51	14,08	12,54	12,86	13,05	13,18	13,28	13,39	13,49	13,55
7.7	Wind	TWh	0,01	0,02	0,04	0,15	0,28	0,23	0,21	0,22	0,25	0,25	0,54
7.8	Photovoltaik	TWh	0,00	0,00	0,00	0,02	0,04	0,08	0,16	0,23	0,31	0,95	2,01
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	1,66	1,89	1,94	1,31	3,58	3,19	4,07	5,20	6,33	11,22	22,17
7.10	Summe	TWh	72,38	74,17	76,12	75,29	73,94	76,86	78,86	77,56	76,79	75,40	91,15
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				5,74	9,49	12,76	21,35	21,60	26,84	33,47	50,75
8	Netto-Engpaßleistung												
8.1	Steinkohle	GW	1,685	1,776	1,871	2,348	2,180	2,415	5,055	6,706	7,500	7,870	11,085
8.2	Braunkohle	GW	0,713	0,713	0,511	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8.3	Heizöl	GW	2,799	2,862	2,713	1,218	0,814	0,386	0,129	0,005	0,000	0,000	0,000
8.4	Erdgas	GW	1,934	2,287	2,431	2,338	1,917	3,416	4,837	5,069	5,087	4,162	1,644
8.5	Kernenergie	GW	6,082	6,097	6,097	6,097	6,097	4,590	1,380	0,000	0,000	0,000	0,000
8.6	Wasserkraft	GW	2,150	2,605	2,959	2,942	2,970	2,889	3,007	3,025	3,043	3,060	3,069
8.7	Wind	GW	0,012	0,027	0,039	0,095	0,169	0,133	0,114	0,119	0,133	0,135	0,306
8.8	Photovoltaik	GW	0,004	0,006	0,009	0,020	0,040	0,086	0,170	0,248	0,326	1,006	2,129
8.9	Andere Brennstoffe	GW	0,153	0,306	0,310	0,285	0,930	0,778	1,016	1,236	1,260	2,175	4,220
8.10	Summe	GW	15,5	16,7	16,5	15,343	15,118	14,692	15,709	16,408	17,349	18,408	22,453
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				2,048	2,757	3,633	7,428	8,741	9,595	11,657	15,275
9	Energieeinsatz zur Stromerzeugung												
9.1	Steinkohle	PJ				91,16	67,32	103,76	225,01	253,93	235,60	291,05	431,68
9.2	Braunkohle	PJ				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.3	Heizöl	PJ				7,94	7,24	4,70	2,52	0,14	0,00	0,00	0,00
9.4	Erdgas	PJ				33,62	28,21	81,23	154,44	159,33	166,30	80,85	4,35
9.5	Kernenergie	PJ				519,51	507,74	390,70	82,64	0,00	0,00	0,00	0,00
9.6	Wasserkraft	PJ				45,16	46,30	46,98	47,45	47,82	48,20	48,56	48,77
9.7	Wind	PJ				0,54	1,01	0,82	0,75	0,80	0,89	0,90	1,95
9.8	Photovoltaik	PJ				0,07	0,13	0,29	0,58	0,84	1,11	3,43	7,25
9.9	Andere Brennstoffe	PJ				15,78	32,55	29,12	38,84	52,96	68,92	160,63	343,18
9.10	Summe	PJ	0	0	0	713,78	690,51	657,60	552,22	515,82	521,02	585,22	837,17

10 KWK-Netto-Stromerzeugung													
10.1	Steinkohle	TWh				1,41	2,09	3,31	11,17	14,03	18,50	23,97	41,07
10.2	Braunkohle	TWh				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.3	Mineralöle	TWh				0,50	0,47	0,32	0,15	0,02	0,00	0,00	0,00
10.4	Erdgas	TWh				2,60	3,31	5,92	6,67	3,75	4,12	3,83	0,00
10.5	Sonstige Gase	TWh				0,23	0,76	0,49	0,48	0,52	0,46	0,64	0,88
10.6	Kernenergie	TWh				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.7	Müll	TWh				0,74	0,81	0,85	0,88	0,88	0,88	0,85	0,84
10.8	Andere Brennstoffe	TWh				0,27	2,05	1,87	1,99	2,41	2,89	4,17	7,97
10.9	Summe	TWh	0,0	0,0	0,0	5,74	9,49	12,76	21,35	21,60	26,84	33,47	50,75
11 Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken													
11.1	Steinkohle	PJ				18,10	23,97	37,14	151,03	200,33	239,83	341,89	511,19
11.2	Braunkohle	PJ				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11.3	Mineralöle	PJ				9,30	8,49	5,89	3,20	0,21	0,00	0,00	0,00
11.4	Erdgas	PJ				31,03	33,28	54,77	82,67	52,30	45,85	31,85	0,00
11.5	Sonstige Gase	PJ				4,44	13,97	8,04	6,21	6,63	0,00	0,00	0,00
11.6	Kernenergie	PJ				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11.7	Müll	PJ				22,40	24,85	26,23	27,65	27,73	27,63	26,74	26,23
11.8	Andere Brennstoffe	PJ				3,30	25,82	22,87	15,72	19,70	24,01	34,75	70,81
11.9	Summe	PJ				88,57	130,39	154,74	286,49	306,89	337,11	435,03	608,23
12 Fernwärmeerzeugung													
12.1	Heizkraftwerke	PJ	24,35	23,73	24,51	23,26	30,07	32,29	32,25	37,27	38,53	59,08	74,31
12.2	Heizwerke	PJ	5,93	7,21	7,36	9,14	11,48	8,03	8,57	9,10	9,22	14,09	18,11
12.3	Abwärme	PJ	0,00	0,00	0,00	0,07	1,00	5,64	8,38	8,56	8,64	9,79	11,64
12.4	Summe (AGFW)	PJ	30,29	30,95	31,88	32,48	42,55	45,97	49,19	54,93	56,39	82,96	104,07
12.5	Übrige	PJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12.6	Summe	PJ	30,29	30,95	31,88	32,48	42,55	45,97	49,19	54,93	56,39	82,96	104,07
13a Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)													
13a.1	Steinkohlen	PJ	103,85	102,71	97,14	118,82	95,47	133,74	308,85	363,59	344,82	460,39	642,67
13a.2	Braunkohlen	PJ	36,53	41,57	36,05	5,59	3,07	2,64	2,65	2,36	2,17	1,61	1,11
13a.3	Mineralöle	PJ	929,09	959,29	925,52	910,21	843,01	786,63	752,53	675,90	634,48	461,54	322,96
13a.4	Naturgase	PJ	307,33	309,70	326,75	365,58	381,38	437,56	522,44	525,78	507,50	348,94	92,10
13a.5	Kernenergie	PJ	520,18	515,43	519,40	519,51	507,74	390,70	82,64	0,00	0,00	0,00	0,00
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolta.	PJ	41,95	44,46	50,06	45,76	47,45	48,09	48,77	49,46	50,20	52,89	57,96
13a.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	74,25	75,80	81,36	64,35	122,76	128,21	131,82	145,36	166,24	292,16	502,52
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	-4,99	-5,83	-8,96	16,59	22,78	29,34	22,03	28,42	31,14	44,58	60,03
13a.9	Summe	PJ	2008,19	2043,13	2027,32	2046,41	2023,66	1956,91	1871,74	1790,88	1736,56	1662,11	1679,36
13b Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)													
13b.1	Steinkohlen	PJ	103,85	102,71	97,14	118,82	95,47	133,74	308,85	363,59	344,82	460,39	642,67
13b.2	Braunkohlen	PJ	36,53	41,57	36,05	5,59	3,07	2,64	2,65	2,36	2,17	1,61	1,11
13b.3	Mineralöle	PJ	929,09	959,29	925,52	910,21	843,01	786,63	752,53	675,90	634,48	461,54	322,96
13b.4	Naturgase	PJ	307,33	309,70	326,75	365,58	381,38	437,56	522,44	525,78	507,50	348,94	92,10
13b.5	Kernenergie	PJ	448,89	444,79	448,22	448,31	438,15	337,16	71,32	0,00	0,00	0,00	0,00
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolta.	PJ	110,27	116,56	131,25	119,67	124,08	125,76	127,54	129,35	131,28	138,30	151,58
13b.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	74,25	75,80	81,36	64,35	122,76	128,21	131,82	145,36	166,24	292,16	502,52
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	-13,04	-15,24	-23,43	43,38	59,57	76,72	57,61	74,33	81,44	116,59	156,99
13b.9	Summe	PJ	1997,17	2035,18	2022,85	2075,91	2067,49	2028,42	1974,76	1916,67	1867,93	1819,53	1869,93
16 CO2-Emissionen (Quellenbilanz)													
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	16,34	17,33	15,96	15,96	13,30	19,37	33,86	28,52	20,79	12,49	6,42
16.2	Industrie	Mio. t	10,64	10,64	10,09	10,74	11,03	10,82	10,50	10,14	10,16	8,10	5,02
16.3	Verkehr	Mio. t	31,04	31,86	33,51	30,90	28,69	26,66	24,66	23,49	21,29	16,94	11,63
16.4	Haushalte	Mio. t	19,55	19,12	17,86	19,81	18,76	17,50	17,68	15,15	13,98	6,23	2,24
16.5	Gewerbe, Handel, Dienstleist.	Mio. t	12,46	13,19	12,25	11,74	11,38	10,98	10,59	10,19	9,82	8,14	3,38
16.6	Summe	Mio. t	90,02	92,14	89,67	89,14	83,15	85,33	97,29	87,49	76,05	51,90	28,69

Szenario Reporting Tabelle (4)

Studie:	Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung ..." des Deutschen Bundestages
Autoren:	U. Remme; M. Blesl; U. Fahl
Institutionen:	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
Land:	Bayern
Szenario:	REG-/REN-Offensive (RRO) Variante 1 (Alternativer Datensatz)
Datum:	Oktober 2002
Basisjahr:	1999

Einheit		1997	1998	1999	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050	
Absolutwerte													
1	Demographische Rahmenannahmen												
1.1	Bevölkerung	Mio.	12,07	12,09	12,16	12,29	12,32	12,26	12,13	11,92	11,66	10,88	9,94
2	Ökonomische Rahmenannahmen												
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR ₉₅	306,7	317,9	325,6	367,7	403,2	439,9	476,6	510,0	543,4	604,6	659,7
3	Energiepreise												
3.1	Importpreis Rohöl	DM ₉₉ /GJ	6,02	4,06	4,06	6,22	6,96	7,70	8,43	9,17	9,91	11,38	12,85
3.2	Importpreis Erdgas	DM ₉₉ /GJ	4,86	4,26	4,26	4,88	5,55	6,22	6,89	7,55	8,22	9,56	10,90
3.3	Importpreis Steinkohle	DM ₉₉ /GJ	2,66	2,42	2,42	2,63	2,79	2,96	3,12	3,28	3,44	3,77	4,09
4	Endenergieverbrauch nach Energieträgern												
4.1	Kohlen	PJ	27,28	23,87	20,96	23,60	19,53	17,95	16,26	15,13	12,38	8,08	6,42
4.2	Mineralölprodukte	PJ	742,83	764,01	744,42	741,31	691,52	640,14	610,39	537,62	485,10	316,07	176,70
4.3	Gase	PJ	289,95	287,08	299,33	324,37	348,06	353,59	340,88	333,79	313,48	206,18	104,79
4.4	Kernenergie	PJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
4.5	Strom	PJ	239,69	244,30	250,60	268,03	268,81	280,62	284,21	282,14	284,33	291,58	268,67
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	27,56	28,16	29,01	26,68	31,77	32,89	33,37	36,84	43,67	71,36	83,63
4.7	Erneuerbare	PJ	36,61	37,37	38,91	33,35	60,85	74,64	89,23	118,36	134,09	229,81	236,75
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,60	1,01	1,47	2,95	12,66
4.9	Summe	PJ	1363,91	1384,80	1383,23	1419,34	1420,55	1400,03	1374,94	1324,88	1274,51	1126,03	889,62
5	Endenergieverbrauch nach Sektoren												
5.1	Industrie	PJ	262,26	264,87	261,06	280,50	288,04	287,56	284,75	276,80	268,07	238,06	203,32
5.2	GHD	PJ	281,09	293,15	286,25	286,90	282,56	279,68	278,29	278,10	277,41	259,72	200,10
5.3	Haushalte	PJ	384,29	378,95	365,50	390,43	392,12	390,49	386,79	366,51	345,26	293,42	227,34
5.4	Verkehr	PJ	436,27	447,83	470,42	461,51	457,82	442,30	425,11	403,47	383,77	334,83	258,85
6	Netto-Stromverbrauch nach Sektoren												
6.1	Industrie	TWh	25,83	26,55	26,81	30,10	30,48	31,56	32,23	31,23	30,68	27,74	24,48
6.2	GHD	TWh	19,93	20,27	21,73	23,18	23,25	23,81	24,57	25,20	26,07	27,99	27,01
6.3	Haushalte	TWh	18,06	18,27	18,36	18,06	17,28	18,45	17,45	16,55	15,95	15,99	12,82
6.4	Verkehr	TWh	2,75	2,77	2,72	3,11	3,66	4,14	4,70	5,40	6,28	9,27	10,32
6.5	Endenergie	TWh	66,58	67,86	69,61	74,45	74,67	77,95	78,95	78,37	78,98	80,99	74,63
6.6	Umwandlung	TWh	0,92	0,94	0,82	0,77	0,46	0,28	0,23	0,21	0,24	0,30	6,66
6.7	Leitungsverluste	TWh	2,98	3,18	2,61	4,25	3,94	4,07	3,93	3,70	3,69	3,50	2,82
6.8	Pumpstromverbrauch	TWh	0,51	0,52	0,59	0,52	0,51	0,51	0,51	0,50	0,50	0,50	0,50
6.9	Summe	TWh	70,99	72,49	73,63	79,99	79,58	82,81	83,62	82,78	83,41	85,29	84,60
7	Netto-Stromerzeugung												
7.1	Steinkohle	TWh	7,06	7,44	7,34	10,70	7,69	9,74	16,25	9,52	1,60	0,00	0,00
7.2	Braunkohle	TWh	2,51	3,15	2,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7.3	Heizöl	TWh	0,87	1,06	0,89	0,82	0,62	0,49	0,24	0,02	0,00	0,00	0,00
7.4	Erdgas	TWh	2,99	3,07	3,73	4,83	4,22	9,88	31,88	40,89	44,94	33,16	17,30
7.5	Kernenergie	TWh	45,44	45,03	45,37	45,01	43,99	33,85	7,16	0,00	0,00	0,00	0,00
7.6	Wasserkraft	TWh	11,83	12,51	14,08	12,54	12,86	13,05	13,18	13,28	13,39	13,49	13,55
7.7	Wind	TWh	0,01	0,02	0,04	0,15	0,30	0,35	0,43	0,47	0,52	0,44	1,20
7.8	Photovoltaik	TWh	0,00	0,00	0,00	0,02	0,04	0,08	0,16	0,23	0,31	0,95	2,01
7.9	Andere Brennstoffe	TWh	1,66	1,89	1,94	1,31	3,54	5,01	4,60	6,47	8,50	18,36	30,60
7.10	Summe	TWh	72,38	74,17	76,12	75,38	73,25	72,46	73,91	70,89	69,26	66,40	64,66
7.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				5,75	6,83	8,94	19,19	18,18	19,39	24,80	27,92
8	Netto-Engpaßleistung												
8.1	Steinkohle	GW	1,685	1,776	1,871	2,351	1,863	1,855	2,525	1,707	1,556	0,000	0,000
8.2	Braunkohle	GW	0,713	0,713	0,511	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8.3	Heizöl	GW	2,799	2,862	2,713	1,217	0,856	0,404	0,132	0,006	0,000	0,000	0,000
8.4	Erdgas	GW	1,934	2,287	2,431	2,341	1,867	2,487	5,457	6,812	7,147	6,182	3,592
8.5	Kernenergie	GW	6,082	6,097	6,097	6,097	6,097	4,590	1,380	0,000	0,000	0,000	0,000
8.6	Wasserkraft	GW	2,150	2,605	2,559	2,942	2,970	2,988	3,007	3,025	3,043	3,060	3,069
8.7	Wind	GW	0,012	0,027	0,039	0,095	0,186	0,208	0,248	0,270	0,297	0,245	0,703
8.8	Photovoltaik	GW	0,004	0,006	0,009	0,020	0,040	0,086	0,170	0,248	0,326	1,006	2,129
8.9	Andere Brennstoffe	GW	0,153	0,306	0,310	0,285	0,907	0,931	0,850	1,534	2,254	5,228	8,843
8.10	Summe	GW	15,531	16,679	16,539	15,348	14,787	13,548	13,770	13,601	14,622	15,722	18,336
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW				2,051	2,357	2,665	4,958	4,449	5,197	7,318	8,883
9	Energieeinsatz zur Stromerzeugung												
9.1	Steinkohle	PJ				91,38	65,08	81,32	131,70	76,09	15,58	0,00	0,00
9.2	Braunkohle	PJ				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.3	Heizöl	PJ				8,18	6,14	4,85	2,60	0,14	0,00	0,00	0,00
9.4	Erdgas	PJ				33,93	26,99	59,62	192,08	240,52	263,29	193,12	99,44
9.5	Kernenergie	PJ				519,51	507,74	390,70	82,64	0,00	0,00	0,00	0,00
9.6	Wasserkraft	PJ				45,16	46,30	46,98	47,45	47,82	48,20	48,56	48,77
9.7	Wind	PJ				0,54	1,08	1,26	1,54	1,70	1,89	1,57	4,32
9.8	Photovoltaik	PJ				0,07	0,13	0,29	0,58	0,84	1,11	3,43	7,25
9.9	Andere Brennstoffe	PJ				15,82	32,40	44,54	40,66	56,25	64,15	156,95	330,18
9.10	Summe	PJ	0	0	0	714,58	685,86	629,57	499,24	423,37	394,21	403,62	489,96

10	KWK-Netto-Stromerzeugung																	
10.1	Steinkohle	TWh					1,41	0,96	1,48	2,87	1,89	0,79	0,00	0,00				
10.2	Braunkohle	TWh					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
10.3	Mineralöle	TWh					0,50	0,27	0,32	0,16	0,02	0,00	0,00	0,00				
10.4	Erdgas	TWh					2,61	2,28	2,99	12,34	11,03	10,71	8,86	5,56				
10.5	Sonstige Gase	TWh					0,23	0,54	0,64	0,96	0,96	1,62	2,07	1,25				
10.6	Kernenergie	TWh					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
10.7	Müll	TWh					0,74	0,80	0,84	0,89	0,89	0,88	0,87	0,73				
10.8	Andere Brennstoffe	TWh					0,27	1,98	2,67	1,98	3,40	5,39	13,01	20,37				
10.9	Summe	TWh	0,0	0,0	0,0	5,75	6,83	8,94	19,19	18,18	19,39	24,80	27,92					
11	Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken																	
11.1	Steinkohle	PJ					18,14	11,30	17,75	32,32	18,75	7,77	0,00	0,00				
11.2	Braunkohle	PJ					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
11.3	Mineralöle	PJ					9,30	5,23	5,67	3,32	0,22	0,00	0,00	0,00				
11.4	Erdgas	PJ					31,11	22,73	33,66	108,76	91,78	89,40	73,16	49,67				
11.5	Sonstige Gase	PJ					4,44	9,98	10,73	12,34	12,31	0,00	0,00	0,00				
11.6	Kernenergie	PJ					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
11.7	Müll	PJ					22,41	24,66	26,11	27,29	27,23	27,21	26,61	22,49				
11.8	Andere Brennstoffe	PJ					3,30	26,10	34,82	19,64	45,88	80,28	184,75	274,31				
11.9	Summe	PJ					88,70	99,99	128,74	203,67	196,17	204,67	284,52	346,46				
12	Fernwärmeerzeugung																	
12.1	Heizkraftwerke	PJ	24,35	23,73	24,51	23,27	23,90	27,67	22,54	23,96	35,68	62,66	73,44					
12.2	Heizwerke	PJ	5,93	7,21	7,36	9,14	10,48	8,13	7,93	8,61	8,56	14,77	16,64					
12.3	Abwärme	PJ	0,00	0,00	0,00	0,07	1,06	0,99	6,79	8,51	4,10	0,17	0,00					
12.4	Summe (AGFW)	PJ	30,29	30,95	31,88	32,48	35,45	36,79	37,26	41,09	48,34	77,60	90,08					
12.5	Übrige	PJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
12.6	Summe	PJ	30,29	30,95	31,88	32,48	35,45	36,79	37,26	41,09	48,34	77,60	90,08					
13a	Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)																	
13a.1	Steinkohlen	PJ	103,85	102,71	97,14	119,01	87,89	105,21	157,32	95,51	29,19	9,10	7,37					
13a.2	Braunkohlen	PJ	36,53	41,57	36,05	5,59	3,20	2,63	2,59	1,97	1,56	1,28	1,03					
13a.3	Mineralöle	PJ	929,09	959,29	925,52	906,88	841,21	785,16	748,34	666,28	609,97	424,52	274,07					
13a.4	Naturgase	PJ	307,33	309,70	326,75	365,98	379,69	423,13	563,42	599,46	602,30	431,53	235,79					
13a.5	Kernenergie	PJ	520,18	515,43	519,40	519,51	507,74	390,70	82,64	0,00	0,00	0,00	0,00					
13a.6	Wasser-/Windkraft, Photovolta.	PJ	41,95	44,46	50,06	45,76	47,52	48,53	49,57	50,37	51,19	53,55	60,34					
13a.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	74,25	75,80	81,36	64,35	120,63	150,30	150,89	204,38	233,99	429,77	557,28					
13a.8	Importsaldo Strom	PJ	-4,99	-5,83	-8,96	16,59	22,78	37,25	34,95	42,79	50,95	67,99	71,80					
13a.9	Summe	PJ	2008,19	2043,13	2027,32	2043,66	2010,66	1942,92	1789,72	1660,76	1579,16	1417,75	1207,68					
13b	Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)																	
13b.1	Steinkohlen	PJ	103,85	102,71	97,14	119,01	87,89	105,21	157,32	95,51	29,19	9,10	7,37					
13b.2	Braunkohlen	PJ	36,53	41,57	36,05	5,59	3,20	2,63	2,59	1,97	1,56	1,28	1,03					
13b.3	Mineralöle	PJ	929,09	959,29	925,52	906,88	841,21	785,16	748,34	666,28	609,97	424,52	274,07					
13b.4	Naturgase	PJ	307,33	309,70	326,75	365,98	379,69	423,13	563,42	599,46	602,30	431,53	235,79					
13b.5	Kernenergie	PJ	448,89	444,79	448,22	448,31	438,15	337,16	71,32	0,00	0,00	0,00	0,00					
13b.6	Wasser-/Windkraft, Photovolta.	PJ	110,27	116,56	131,25	119,67	124,27	126,90	129,62	131,72	133,87	140,04	157,78					
13b.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	74,25	75,80	81,36	64,35	120,63	150,30	150,89	204,38	233,99	429,77	557,28					
13b.8	Importsaldo Strom	PJ	-13,04	-15,24	-23,43	43,38	59,57	97,42	91,40	111,90	133,23	177,80	187,75					
13b.9	Summe	PJ	1997,17	2035,18	2022,85	2073,16	2054,61	2027,91	1914,90	1811,22	1744,11	1614,04	1421,08					
16	CO2-Emissionen (Quellenbilanz)																	
16.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	16,34	17,33	15,96	16,01	12,26	15,78	28,86	25,01	20,18	14,34	8,52					
16.2	Industrie	Mio. t	10,64	10,64	10,09	10,73	10,94	10,63	10,29	10,03	9,51	7,64	4,41					
16.3	Verkehr	Mio. t	31,04	31,86	33,51	30,67	28,29	26,03	23,77	20,63	18,64	14,36	8,46					
16.4	Haushalte	Mio. t	19,55	19,12	17,86	19,81	19,42	18,66	18,50	16,16	13,97	4,75	1,35					
16.5	Gewerbe, Handel, Dienstleist.	Mio. t	12,46	13,19	12,25	11,74	11,39	11,02	10,73	10,60	10,04	6,56	3,55					
16.6	Summe	Mio. t	90,02	92,14	89,67	88,96	82,30	82,12	92,15	82,44	72,35	47,65	26,29					

Teil VI: Vergleich der Ergebnisse der Bundesenquete-Szenarien für Bayern mit den Arbeiten des Energiedialog Bayern

1 Aufgabenstellung

In Teil V wurden die in Teil II beschriebenen vier Szenarien der Bundes-Enquete-Kommission für Deutschland mittels spezifischer Kenngrößen des Jahres 1999 auf Bayern übertragen. Im Weiteren werden die aus den Szenarioergebnissen für Deutschland abgeleiteten Aussagen für Bayern, die im Folgenden als Bundesenquete-Szenarien für Bayern bezeichnet werden, den Ergebnissen der Szenariorechnungen gegenübergestellt, die im Rahmen des Energiedialog Bayern speziell für Bayern durchgeführt wurden /IER, TA-Akademie 2001/. Dieser Vergleich erfolgt zunächst für die Referenzszenarien und dann für die jeweils betrachteten Klimaschutzszenarien. Dabei beschränkt sich der Vergleich auf den Zeitraum bis zum Jahr 2020, der im Rahmen des Energiedialog Bayern als Zeitrahmen genutzt wurde.

2 Vergleich der Referenzszenarien

Hinsichtlich der unterstellten Rahmenbedingungen ergibt sich, dass die Übertragung der Werte der Bundesenquete-Szenarien von Deutschland auf Bayern hinsichtlich der Bevölkerung und des realen Bruttoinlandsproduktes zu niedrigeren Werten führt, als sie im Vergleich für die Szenarioanalysen des Energiedialog Bayern unterstellt wurden (vgl. Tabelle 2-1). Die Abweichungen betragen dabei im Jahr 2020 zwischen 5,3 % (Bevölkerung) und 6,7 % (BIP).

Die bei einer schwächeren Wirtschaftsleistung bzw. einer geringeren Bevölkerungszahl zu erwartenden niedrigeren Verbräuche auf der Ebene der Endenergie und der Primärenergie sind jedoch beim Bundesenquete-Referenzszenario für Bayern im Vergleich zum Referenzszenario des Energiedialog Bayern nicht ersichtlich. Vielmehr liegt der Endenergieverbrauch des Referenzszenarios des Energiedialog Bayern im Jahr 2020 insgesamt um 9,6 % und der Primärenergieverbrauch um 8,5 % niedriger als im Bundesenquete-Referenzszenario für Bayern. Dabei findet sich der größte Unterschied beim Endenergieverbrauch der Industrie (-19,0 %). Die geringsten Abweichungen sind beim Endenergieverbrauch von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen mit -4,7 % festzustellen. Bei den Energieträgern sind für die Endenergie die prozentualen Abweichungen bei den Kohlen und den erneuerbaren Endenergieträgern (inkl. Wasserstoff, Methanol) am stärksten (-25,3 % bzw. -35,3 %), absolut gesehen jedoch beim Mineralöl mit -69,5 PJ.

Tabelle 2-1a: Vergleich wichtiger Kenngrößen des Bundesenquete-Referenzszenarios für Bayern und des Referenzszenarios des Energiedialog Bayern (Absolutwerte)

	1999	2005	2010	2015	2020
Bundesenquete-Referenzszenario für Bayern					
Rahmendaten					
Bevölkerung [Mio.]	12,16	12,29	12,32	12,26	12,13
BIP [Mrd. Euro95]	325,6	367,7	403,2	439,9	476,6
Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip) [PJ]					
Steinkohlen	97,1	117,2	123,5	193,6	357,9
Braunkohlen	36,0	5,6	3,3	2,6	2,6
Mineralöle	925,5	917,2	890,6	859,3	841,2
Naturgase	326,7	362,4	391,6	424,6	506,8
Kernenergie	435,0	448,3	438,2	337,2	71,3
Wasser, Wind, PV	127,3	119,7	123,0	125,4	127,5
Sonstige REG	81,4	71,3	87,2	90,8	95,9
Importsaldo Strom	-23,0	43,4	59,6	78,5	51,8
Insgesamt	2006,1	2085,0	2117,0	2112,0	2055,0
Endenergieverbrauch [PJ]					
Kohlen	21,0	23,5	20,1	19,4	18,8
Mineralöle	744,4	749,5	734,0	709,6	698,2
Gase	299,3	324,4	347,1	361,7	365,5
Strom	250,6	266,6	278,2	286,9	290,8
Fern-, Nahwärme	29,0	28,6	30,5	31,4	32,6
REG, Sonstige	38,9	41,4	52,9	55,2	59,6
Insgesamt	1383,2	1434,0	1462,7	1464,2	1465,5
Endenergieverbrauch [PJ]					
Haushalte	365,5	390,1	399,5	401,0	403,0
GHD	286,3	287,1	286,5	284,9	285,3
Industrie	261,1	288,0	300,8	309,7	318,2
Verkehr	470,4	468,8	476,0	468,7	458,9
Energiebedingte CO2-Emissionen					
absolut [Mio. t]	89,67	89,31	89,83	95,71	114,15
je Kopf [t/a]	7,38	7,27	7,29	7,80	9,41
je BIP [kg/TEUR95]	275,4	242,9	222,8	217,6	239,5
Referenzszenario des Energiedialog Bayern					
Rahmendaten					
Bevölkerung [Mio.]	12,16	12,45	12,60	12,72	12,77
BIP [Mrd. Euro95]	325,6	371,3	415,0	460,5	508,4
Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip) [PJ]					
Steinkohlen	97,1	63,4	66,5	93,8	276,9
Braunkohlen	36,0	3,8	3,6	3,4	3,3
Mineralöle	925,5	912,1	885,3	872,1	866,8
Naturgase	326,7	331,7	349,9	391,5	425,7
Kernenergie	435,0	454,0	443,6	341,3	72,2
Wasser, Wind, PV	127,3	112,7	114,9	116,1	117,7
Sonstige REG	81,4	79,3	86,8	93,1	99,3
Importsaldo Strom	-23,0	16,6	22,8	29,3	18,9
Insgesamt	2006,1	1973,5	1973,3	1940,7	1880,8
Endenergieverbrauch [PJ]					
Kohlen	21,0	20,8	15,5	14,7	14,0
Mineralöle	744,4	708,5	677,0	653,3	628,7
Gase	299,3	326,4	334,3	339,4	350,0
Strom	250,6	252,0	259,1	262,7	260,6
Fern-, Nahwärme	29,0	31,6	33,3	32,9	33,7
REG, Sonstige	38,9	37,9	38,2	38,4	38,5
Insgesamt	1383,2	1377,2	1357,2	1341,4	1325,5
Endenergieverbrauch [PJ]					
Haushalte	365,5	390,9	383,8	375,9	365,6
GHD	286,3	274,6	274,1	273,2	272,1
Industrie	261,1	272,0	267,1	261,8	257,9
Verkehr	470,4	439,8	432,2	430,5	429,9
Energiebedingte CO2-Emissionen					
absolut [Mio. t]	89,67	83,39	81,81	84,88	102,26
je Kopf [t/a]	7,38	6,70	6,49	6,68	8,01
je BIP [kg/TEUR95]	275,4	224,6	197,1	184,3	201,1

Tabelle 2-1b: Vergleich wichtiger Kenngrößen des Bundesenquete-Referenzszenarios für Bayern und des Referenzszenarios des Energiedialog Bayern (abs. und rel. Abweichungen)

	1999	2005	2010	2015	2020
Absolute Differenz (Energiedialog Bayern - Bundesenquete Bayern)					
Rahmendaten					
Bevölkerung [Mio.]	0,00	0,16	0,28	0,45	0,64
BIP [Mrd. Euro95]	0,0	3,6	11,9	20,6	31,9
Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip) [PJ]					
Steinkohlen	0,0	-53,8	-57,1	-99,8	-81,0
Braunkohlen	0,0	-1,8	0,3	0,8	0,8
Mineralöle	0,0	-5,1	-5,3	12,7	25,6
Naturgase	0,0	-30,7	-41,7	-33,1	-81,0
Kernenergie	0,0	5,6	5,4	4,2	0,9
Wasser, Wind, PV	0,0	-7,0	-8,2	-9,3	-9,9
Sonstige REG	0,0	8,0	-0,4	2,3	3,3
Importsaldo Strom	0,0	-26,8	-36,8	-49,1	-32,9
Insgesamt	0,0	-111,5	-143,8	-171,3	-174,2
Endenergieverbrauch [PJ]					
Kohlen	0,0	-2,7	-4,7	-4,7	-4,8
Mineralöle	0,0	-41,0	-57,0	-56,3	-69,5
Gase	0,0	2,0	-12,8	-22,3	-15,6
Strom	0,0	-14,6	-19,1	-24,1	-30,2
Fern-, Nahwärme	0,0	2,9	2,8	1,5	1,0
REG, Sonstige	0,0	-3,5	-14,8	-16,8	-21,0
Insgesamt	0,0	-56,8	-105,5	-122,8	-140,0
Endenergieverbrauch [PJ]					
Haushalte	0,0	0,8	-15,7	-25,0	-37,4
GHD	0,0	-12,5	-12,4	-11,8	-13,3
Industrie	0,0	-16,0	-33,7	-47,9	-60,3
Verkehr	0,0	-29,1	-43,7	-38,1	-29,0
Energiebedingte CO2-Emissionen					
absolut [Mio. t]	0,00	-5,92	-8,02	-10,83	-11,89
je Kopf [t/a]	0,00	-0,57	-0,80	-1,13	-1,40
je BIP [kg/TEUR95]	0,0	-18,3	-25,7	-33,3	-38,4
Relative Abweichung (Energiedialog Bayern / Bundesenquete Bayern)					
Primärenergieverbrauch [%]					
Bevölkerung [Mio.]	0,0	1,3	2,3	3,7	5,3
BIP [Mrd. Euro95]	0,0	1,0	2,9	4,7	6,7
Primärenergieverbrauch [%]					
Steinkohlen	0,0	-45,9	-46,2	-51,6	-22,6
Braunkohlen	0,0	-32,7	7,7	30,9	29,7
Mineralöle	0,0	-0,6	-0,6	1,5	3,0
Naturgase	0,0	-8,5	-10,7	-7,8	-16,0
Kernenergie	0,0	1,3	1,2	1,2	1,3
Wasser, Wind, PV	0,0	-5,9	-6,6	-7,4	-7,7
Sonstige REG	0,0	11,2	-0,5	2,5	3,5
Importsaldo Strom	0,0	-61,8	-61,8	-62,6	-63,5
Insgesamt	0,0	-5,3	-6,8	-8,1	-8,5
Endenergieverbrauch [%]					
Kohlen	0,0	-11,6	-23,1	-24,2	-25,3
Mineralöle	0,0	-5,5	-7,8	-7,9	-10,0
Gase	0,0	0,6	-3,7	-6,2	-4,3
Strom	0,0	-5,5	-6,9	-8,4	-10,4
Fern-, Nahwärme	0,0	10,2	9,1	4,7	3,2
REG, Sonstige	0,0	-8,4	-27,9	-30,5	-35,3
Insgesamt	0,0	-4,0	-7,2	-8,4	-9,6
Endenergieverbrauch [%]					
Haushalte	0,0	0,2	-3,9	-6,2	-9,3
GHD	0,0	-4,4	-4,3	-4,1	-4,7
Industrie	0,0	-5,6	-11,2	-15,5	-19,0
Verkehr	0,0	-6,2	-9,2	-8,1	-6,3
Energiebedingte CO2-Emissionen [%]					
absolut [Mio. t]	0,0	-6,6	-8,9	-11,3	-10,4
je Kopf [t/a]	0,0	-7,8	-11,0	-14,5	-14,9
je BIP [kg/TEUR95]	0,0	-7,5	-11,5	-15,3	-16,0

Auch auf der Ebene der Primärenergie – ermittelt nach dem Substitutionsprinzip in Anlehnung an die Vorgehensweise im Energiedialog Bayern – setzen sich die Unterschiede in den Verbrauchsstrukturen fort. Größere absolute Abweichungen finden sich hier insbesondere bei der Steinkohle und bei den Gasen, wo die Werte des Bundesenquete-Referenzszenarios für Bayern im Jahr 2020 um 81,0 PJ höher liegen als beim Referenzszenario des Energiedialog Bayern. Bei den erneuerbaren Energieträgern sind in Summe die Abweichungen mit dann -6,6 PJ nur sehr gering, wenn auch die Struktur beim Bundesenquete-Referenzszenario für Bayern stärker die Wasserkraft betont gegenüber den sonstigen erneuerbaren Energieträgern (Geothermie, Umgebungswärme, Biomasse usw.).

Der Szenarienvergleich zeigt somit, dass die Annahmen zu den Effizienzverbesserungen im Referenzszenario des Energiedialog Bayern in allen Sektoren wesentlich optimistischer sind als im Bundesenquete-Referenzszenario für Bayern. Dies bedeutet auch, dass bereits im Referenzszenario des Energiedialog Bayern eine stärkere Ausschöpfung von Energieeinsparmaßnahmen unterstellt ist. So sinkt der spezifische Primärenergieverbrauch je Einheit reales Bruttoinlandsprodukt im Referenzszenario des Energiedialog Bayern von 6,2 MJ je Euro₉₅ im Jahr 1999 um 40,0 % auf 3,7 MJ je Euro₉₅ im Jahr 2020, während sich im Bundesenquete-Referenzszenario für Bayern ein Rückgang nur um 30,0 % auf 4,3 MJ je Euro₉₅ ergibt. Der spezifische Energieverbrauch liegt damit bei den Betrachtungen des Energiedialog Bayern bereits im Referenzszenario um 14,2 % niedriger.

Diese Entwicklungen führen dazu, dass die energiebedingten CO₂-Emissionen des Referenzszenarios des Energiedialog Bayern im Jahr 2020 um 11,9 Mio. t CO₂ niedriger liegen als im Bundesenquete-Referenzszenario für Bayern. Letztlich ist dies durch das niedrigere Verbrauchsniveau bedingt, das gleichzeitig vor allem eine Reduktion des Verbrauchs der CO₂-behafteten fossilen Energieträger Steinkohle und Erdgas zur Folge hat.

3 Vergleich der Klimaschutzszenarien

Im Rahmen des Energiedialog Bayern wurden lediglich zwei Klimaschutzszenarien betrachtet, während bei den Bundesenquete-Szenarien in Teil V insgesamt drei Klimaschutzszenarien auf Bayern übertragen wurden. Es zeigt sich, dass das Klimaschutzszenario 1a des Energiedialog Bayern von der Szenariophilosophie her im wesentlichen mit den Ansätzen des Szenarios Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) der Bundes-Enquete-Kommission übereinstimmt (vgl. Tabelle 3-1). Für das Klimaschutzszenario 1b des Energiedialog Bayern finden sich viele Parallelen im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) der Bundes-Enquete-Kommission (Tabelle 3-2). Somit fehlt für das Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) der Bundes-Enquete-Kommission ein entsprechendes Vergleichsszenario aus dem Energiedialog Bayern.

Tabelle 3-1a: Vergleich wichtiger Kenngrößen des Bundesenquete-Szenarios Fossil-Nuklearer Energiemix für Bayern und des Klimaschutzszenarios 1a des Energiedialog Bayern (Absolutwerte)

	1999	2005	2010	2015	2020
Bundes-Enquete-Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix für Bayern					
Rahmendaten					
Bevölkerung [Mio.]	12,16	12,29	12,32	12,26	12,13
BIP [Mrd. Euro95]	325,6	367,7	403,2	439,9	476,6
Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip) [PJ]					
Steinkohlen	97,1	118,7	97,1	78,3	99,6
Braunkohlen	36,0	5,6	2,7	2,6	2,6
Mineralöle	925,5	913,2	883,5	843,0	826,7
Naturgase	326,7	365,0	392,5	382,0	383,4
Kernenergie	435,0	448,3	448,3	487,7	488,2
Wasser, Wind, PV	127,3	119,7	123,0	124,9	127,3
Sonstige REG	81,4	64,3	72,1	76,5	80,7
Importsaldo Strom	-23,0	43,4	59,6	76,7	49,4
Insgesamt	2006,1	2078,2	2078,9	2071,8	2058,0
Endenergieverbrauch [PJ]					
Kohlen	21,0	23,6	19,1	18,6	18,6
Mineralöle	744,4	748,0	728,4	694,7	684,7
Gase	299,3	324,1	341,8	349,3	339,9
Strom	250,6	267,3	276,3	288,6	295,7
Fern-, Nahwärme	29,0	28,7	31,4	32,1	31,9
REG, Sonstige	38,9	33,4	37,5	39,2	40,8
Insgesamt	1383,2	1425,0	1434,6	1422,5	1411,7
Endenergieverbrauch [PJ]					
Haushalte	365,5	390,1	394,6	389,6	386,5
GHD	286,3	286,9	283,2	279,6	278,2
Industrie	261,1	280,5	283,9	288,7	293,4
Verkehr	470,4	467,5	473,0	464,5	453,6
Energiebedingte CO2-Emissionen					
absolut [Mio. t]	89,67	89,31	86,87	81,51	82,41
je Kopf [t/a]	7,38	7,27	7,05	6,65	6,80
je BIP [kg/TEUR95]	275,4	242,9	215,5	185,3	172,9
Klimaschutzszenario 1a des Energiedialog Bayern					
Rahmendaten					
Bevölkerung [Mio.]	12,16	12,45	12,60	12,72	12,77
BIP [Mrd. Euro95]	325,6	371,3	415,0	460,5	508,4
Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip) [PJ]					
Steinkohlen	97,1	49,9	51,7	29,2	17,4
Braunkohlen	36,0	3,7	3,5	3,4	3,3
Mineralöle	925,5	855,8	822,6	792,8	771,0
Naturgase	326,7	326,0	332,2	315,0	306,4
Kernenergie	435,0	454,0	454,0	496,2	488,0
Wasser, Wind, PV	127,3	112,7	114,9	116,1	117,7
Sonstige REG	81,4	78,4	88,6	98,9	114,8
Importsaldo Strom	-23,0	17,3	17,4	17,4	17,2
Insgesamt	2006,1	1897,8	1884,9	1868,9	1835,8
Endenergieverbrauch [PJ]					
Kohlen	21,0	16,2	15,3	14,5	13,8
Mineralöle	744,4	702,7	673,4	642,2	602,8
Gase	299,3	317,5	314,8	309,2	300,4
Strom	250,6	245,3	250,2	253,4	253,9
Fern-, Nahwärme	29,0	29,7	31,5	32,4	32,4
REG, Sonstige	38,9	45,4	47,0	48,2	55,7
Insgesamt	1383,2	1356,8	1332,2	1300,0	1259,0
Endenergieverbrauch [PJ]					
Haushalte	365,5	384,7	377,6	356,1	336,5
GHD	286,3	271,0	266,9	265,0	250,8
Industrie	261,1	261,3	255,5	248,3	241,8
Verkehr	470,4	439,8	432,2	430,5	429,9
Energiebedingte CO2-Emissionen					
absolut [Mio. t]	89,67	81,73	80,00	75,00	70,00
je Kopf [t/a]	7,38	6,56	6,35	5,90	5,48
je BIP [kg/TEUR95]	275,4	220,1	192,7	162,9	137,7

Tabelle 3-1b: Vergleich wichtiger Kenngrößen des Bundesenquete-Szenarios Fossil-Nuklearer Energiemix für Bayern und des Klimaschutzenszenarios 1a des Energiedialog Bayern (abs. und rel. Abweichungen)

	1999	2005	2010	2015	2020
Absolute Differenz (Energiedialog Bayern - Bundesenquete Bayern)					
Rahmendaten					
Bevölkerung [Mio.]	0,00	0,16	0,28	0,45	0,64
BIP [Mrd. Euro95]	0,0	3,6	11,9	20,6	31,9
Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip) [PJ]					
Steinkohlen	0,0	-68,8	-45,4	-49,1	-82,2
Braunkohlen	0,0	-1,8	0,8	0,9	0,7
Mineralöle	0,0	-57,4	-60,9	-50,2	-55,7
Naturgase	0,0	-39,0	-60,3	-67,0	-77,0
Kernenergie	0,0	5,6	5,6	8,5	-0,2
Wasser, Wind, PV	0,0	-7,0	-8,2	-8,8	-9,7
Sonstige REG	0,0	14,1	16,5	22,3	34,1
Importsaldo Strom	0,0	-26,1	-42,1	-59,4	-32,2
Insgesamt	0,0	-180,5	-194,0	-202,9	-222,2
Endenergieverbrauch [PJ]					
Kohlen	0,0	-7,4	-3,9	-4,1	-4,8
Mineralöle	0,0	-45,3	-55,0	-52,5	-81,9
Gase	0,0	-6,6	-27,0	-40,1	-39,5
Strom	0,0	-22,1	-26,1	-35,1	-41,9
Fern-, Nahwärme	0,0	1,0	0,1	0,3	0,5
REG, Sonstige	0,0	12,0	9,5	9,0	14,9
Insgesamt	0,0	-68,3	-102,4	-122,5	-152,7
Endenergieverbrauch [PJ]					
Haushalte	0,0	-5,5	-17,0	-33,5	-50,1
GHD	0,0	-15,9	-16,2	-14,6	-27,4
Industrie	0,0	-19,2	-28,4	-40,4	-51,6
Verkehr	0,0	-27,8	-40,7	-34,0	-23,6
Energiebedingte CO2-Emissionen					
absolut [Mio. t]	0,00	-7,58	-6,87	-6,51	-12,41
je Kopf [t/a]	0,00	-0,70	-0,70	-0,75	-1,31
je BIP [kg/TEUR95]	0,0	-22,8	-22,7	-22,4	-35,2
Relative Abweichung (Energiedialog Bayern / Bundesenquete Bayern)					
Primärenergieverbrauch [%]					
Bevölkerung [Mio.]	0,0	1,3	2,3	3,7	5,3
BIP [Mrd. Euro95]	0,0	1,0	2,9	4,7	6,7
Primärenergieverbrauch [%]					
Steinkohlen	0,0	-58,0	-46,7	-62,7	-82,5
Braunkohlen	0,0	-33,0	29,2	33,6	28,6
Mineralöle	0,0	-6,3	-6,9	-6,0	-6,7
Naturgase	0,0	-10,7	-15,4	-17,5	-20,1
Kernenergie	0,0	1,3	1,3	1,7	0,0
Wasser, Wind, PV	0,0	-5,9	-6,6	-7,1	-7,6
Sonstige REG	0,0	21,9	22,9	29,2	42,3
Importsaldo Strom	0,0	-60,1	-70,7	-77,4	-65,2
Insgesamt	0,0	-8,7	-9,3	-9,8	-10,8
Endenergieverbrauch [%]					
Kohlen	0,0	-31,4	-20,3	-21,8	-25,7
Mineralöle	0,0	-6,1	-7,6	-7,6	-12,0
Gase	0,0	-2,0	-7,9	-11,5	-11,6
Strom	0,0	-8,3	-9,4	-12,2	-14,2
Fern-, Nahwärme	0,0	3,6	0,4	1,0	1,4
REG, Sonstige	0,0	35,9	25,3	23,0	36,5
Insgesamt	0,0	-4,8	-7,1	-8,6	-10,8
Endenergieverbrauch [%]					
Haushalte	0,0	-1,4	-4,3	-8,6	-13,0
GHD	0,0	-5,5	-5,7	-5,2	-9,8
Industrie	0,0	-6,8	-10,0	-14,0	-17,6
Verkehr	0,0	-5,9	-8,6	-7,3	-5,2
Energiebedingte CO2-Emissionen [%]					
absolut [Mio. t]	0,0	-8,5	-7,9	-8,0	-15,1
je Kopf [t/a]	0,0	-9,7	-10,0	-11,2	-19,3
je BIP [kg/TEUR95]	0,0	-9,4	-10,5	-12,1	-20,4

Tabelle 3-2a: Vergleich wichtiger Kenngrößen des Bundesenquete-Szenarios REG-/REN-Offensive für Bayern und des Klimaschutzszenarios 1b des Energiedialog Bayern (Absolutwerte)

	1999	2005	2010	2015	2020
Bundes-Enquete-Szenario REG-/REN-Offensive für Bayern					
Rahmendaten					
Bevölkerung [Mio.]	12,16	12,29	12,32	12,26	12,13
BIP [Mrd. Euro95]	325,6	367,7	403,2	439,9	476,6
Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip) [PJ]					
Steinkohlen	97,1	119,0	87,9	105,2	157,3
Braunkohlen	36,0	5,6	3,2	2,6	2,6
Mineralöle	925,5	906,9	841,2	785,2	748,3
Naturgase	326,7	366,0	379,7	423,1	563,4
Kernenergie	435,0	448,3	438,2	337,2	71,3
Wasser, Wind, PV	127,3	119,7	124,3	126,9	129,6
Sonstige REG	81,4	64,3	120,6	150,3	150,9
Importsaldo Strom	-23,0	43,4	59,6	97,4	91,4
Insgesamt	2006,1	2073,2	2054,6	2027,9	1914,9
Endenergieverbrauch [PJ]					
Kohlen	21,0	23,6	19,5	17,9	16,3
Mineralöle	744,4	741,3	691,5	640,1	610,4
Gase	299,3	324,4	348,1	353,8	341,3
Strom	250,6	268,0	268,8	280,6	284,2
Fern-, Nahwärme	29,0	28,7	31,8	32,9	33,4
REG, Sonstige	38,9	33,3	60,9	74,6	89,4
Insgesamt	1383,2	1419,3	1420,5	1400,0	1374,9
Endenergieverbrauch [PJ]					
Haushalte	365,5	390,4	392,1	390,5	386,8
GHD	286,3	286,9	282,6	279,7	278,3
Industrie	261,1	280,5	288,0	287,6	284,8
Verkehr	470,4	461,5	457,8	442,3	425,1
Energiebedingte CO2-Emissionen					
absolut [Mio. t]	89,67	88,96	82,30	82,12	92,15
je Kopf [t/a]	7,38	7,24	6,68	6,70	7,60
je BIP [kg/TEUR95]	275,4	241,9	204,1	186,7	193,4
Klimaschutzszenario 1b des Energiedialog Bayern					
Rahmendaten					
Bevölkerung [Mio.]	12,16	12,45	12,60	12,72	12,77
BIP [Mrd. Euro95]	325,6	371,3	415,0	460,5	508,4
Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip) [PJ]					
Steinkohlen	97,1	49,9	51,7	11,4	10,4
Braunkohlen	36,0	3,8	3,5	3,7	3,5
Mineralöle	925,5	856,0	806,8	761,8	692,4
Naturgase	326,7	330,1	342,1	409,2	453,5
Kernenergie	435,0	454,0	443,6	341,3	72,2
Wasser, Wind, PV	127,3	114,1	115,9	118,4	165,2
Sonstige REG	81,4	73,6	94,8	113,6	168,1
Importsaldo Strom	-23,0	17,3	17,2	17,1	17,1
Insgesamt	2006,1	1898,8	1875,7	1776,5	1582,5
Endenergieverbrauch [PJ]					
Kohlen	21,0	16,2	15,3	14,4	13,6
Mineralöle	744,4	702,9	659,0	611,8	525,9
Gase	299,3	321,6	309,8	293,2	249,0
Strom	250,6	245,3	255,8	254,9	260,0
Fern-, Nahwärme	29,0	29,7	31,6	35,2	65,2
REG, Sonstige	38,9	40,4	54,6	62,9	76,6
Insgesamt	1383,2	1356,2	1326,0	1272,3	1190,2
Endenergieverbrauch [PJ]					
Haushalte	365,5	383,0	366,3	344,4	297,9
GHD	286,3	271,9	271,9	256,3	231,1
Industrie	261,1	261,5	255,6	241,1	231,2
Verkehr	470,4	439,8	432,2	430,5	429,9
Energiebedingte CO2-Emissionen					
absolut [Mio. t]	89,67	82,03	80,00	75,00	70,00
je Kopf [t/a]	7,38	6,59	6,35	5,90	5,48
je BIP [kg/TEUR95]	275,4	220,9	192,7	162,9	137,7

Tabelle 3-2b: Vergleich wichtiger Kenngrößen des Bundesenquete-Szenarios REG-/REN-Offensive für Bayern und des Klimaschutzszenarios 1b des Energiedialog Bayern (abs. und rel. Abweichungen)

	1999	2005	2010	2015	2020
Absolute Differenz (Energiedialog - Enquete)					
Rahmendaten					
Bevölkerung [Mio.]	0,00	0,16	0,28	0,45	0,64
BIP [Mrd. Euro95]	0,0	3,6	11,9	20,6	31,9
Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip) [PJ]					
Steinkohlen	0,0	-69,1	-36,2	-93,8	-146,9
Braunkohlen	0,0	-1,8	0,3	1,0	0,9
Mineralöle	0,0	-50,9	-34,4	-23,4	-56,0
Naturgase	0,0	-35,8	-37,6	-13,9	-109,9
Kernenergie	0,0	5,6	5,4	4,2	0,9
Wasser, Wind, PV	0,0	-5,5	-8,4	-8,5	35,6
Sonstige REG	0,0	9,3	-25,8	-36,7	17,2
Importsaldo Strom	0,0	-26,1	-42,3	-80,3	-74,3
Insgesamt	0,0	-174,4	-178,9	-251,4	-332,4
Endenergieverbrauch [PJ]					
Kohlen	0,0	-7,4	-4,3	-3,5	-2,7
Mineralöle	0,0	-38,4	-32,5	-28,3	-84,5
Gase	0,0	-2,8	-38,3	-60,6	-92,3
Strom	0,0	-22,8	-13,1	-25,8	-24,2
Fern-, Nahwärme	0,0	1,0	-0,2	2,3	31,9
REG, Sonstige	0,0	7,1	-6,2	-11,8	-12,8
Insgesamt	0,0	-63,2	-94,5	-127,7	-184,8
Endenergieverbrauch [PJ]					
Haushalte	0,0	-7,4	-25,8	-46,1	-88,9
GHD	0,0	-15,0	-10,7	-23,4	-47,1
Industrie	0,0	-19,0	-32,5	-46,5	-53,5
Verkehr	0,0	-21,8	-25,6	-11,8	4,8
Energiebedingte CO2-Emissionen					
absolut [Mio. t]	0,00	-6,93	-2,30	-7,12	-22,15
je Kopf [t/a]	0,00	-0,65	-0,33	-0,80	-2,12
je BIP [kg/TEUR95]	0,0	-21,0	-11,4	-23,8	-55,7
Relative Abweichung (Energiedialog / Enquete)					
Primärenergieverbrauch [%]					
Bevölkerung [Mio.]	0,0	1,3	2,3	3,7	5,3
BIP [Mrd. Euro95]	0,0	1,0	2,9	4,7	6,7
Primärenergieverbrauch [%]					
Steinkohlen	0,0	-58,1	-41,1	-89,2	-93,4
Braunkohlen	0,0	-32,9	10,3	39,4	36,3
Mineralöle	0,0	-5,6	-4,1	-3,0	-7,5
Naturgase	0,0	-9,8	-9,9	-3,3	-19,5
Kernenergie	0,0	1,3	1,2	1,2	1,3
Wasser, Wind, PV	0,0	-4,6	-6,8	-6,7	27,4
Sonstige REG	0,0	14,4	-21,4	-24,4	11,4
Importsaldo Strom	0,0	-60,1	-71,1	-82,4	-81,3
Insgesamt	0,0	-8,4	-8,7	-12,4	-17,4
Endenergieverbrauch [%]					
Kohlen	0,0	-31,4	-21,9	-19,8	-16,6
Mineralöle	0,0	-5,2	-4,7	-4,4	-13,8
Gase	0,0	-0,9	-11,0	-17,1	-27,1
Strom	0,0	-8,5	-4,9	-9,2	-8,5
Fern-, Nahwärme	0,0	3,6	-0,5	7,0	95,4
REG, Sonstige	0,0	21,3	-10,3	-15,8	-14,3
Insgesamt	0,0	-4,5	-6,7	-9,1	-13,4
Endenergieverbrauch [%]					
Haushalte	0,0	-1,9	-6,6	-11,8	-23,0
GHD	0,0	-5,2	-3,8	-8,4	-16,9
Industrie	0,0	-6,8	-11,3	-16,2	-18,8
Verkehr	0,0	-4,7	-5,6	-2,7	1,1
Energiebedingte CO2-Emissionen [%]					
absolut [Mio. t]	0,0	-7,8	-2,8	-8,7	-24,0
je Kopf [t/a]	0,0	-9,0	-5,0	-11,9	-27,8
je BIP [kg/TEUR95]	0,0	-8,7	-5,6	-12,8	-28,8

Für den Ergebnisvergleich ist dabei entscheidend, dass sich bei Übertragung der Bundesenquete-Szenarien auf Bayern im Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE) energiebedingte CO₂-Emissionen in Bayern im Jahr 2020 von 82,4 Mio. t CO₂ ergeben und im Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) von 92,2 Mio. t CO₂ (bei einer Reduktion der THG-Emissionen in Deutschland um 35 % gegenüber 1990), während beim Energiedialog Bayern für die beiden Klimaschutzszenarien von einem Zielwert der CO₂-Emissionen in Bayern von 70 Mio. t ausgegangen wurde.

Damit bestehen im Klimaschutzszenario 1b des Energiedialog Bayern stärkere Minderungserfordernisse der energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2020 sowohl gegenüber dem Szenario REG-/REN-Offensive der Bundes-Enquete-Kommission (vgl. Tabelle 3-2) als auch im Vergleich zu dem jeweiligen Referenzszenario (vgl. Tabelle 3-3). Um diese Reduktion zu erreichen, erfolgt insbesondere eine weitaus stärkere Energieträgersubstitution hin zu erneuerbaren Energien und weg von den Naturgasen. Zudem ist im Bundesenquete-Szenario REG-/REN-Offensive unterstellt, dass es möglich ist, Strom aus erneuerbaren Energien zu importieren. Diese Option wurde im Rahmen des Energiedialog Bayern nicht berücksichtigt, was die Vergleichbarkeit der beiden Szenarien weiter erschwert.

Demgegenüber wird im Szenario 1a des Energiedialog die Emissionsminderung im Vergleich zum Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix zu einem großen Teil über eine weitere Reduktion des Endenergieverbrauchs in allen Sektoren erreicht (vgl. Tabelle 3-1).

Tabelle 3-3: Veränderung der CO₂-Emissionen in den Klimaschutzszenarien im Vergleich zum jeweiligen Referenzszenario

	1999	2005	2010	2015	2020
Absolute Differenz [Mio. t CO₂]					
Energiedialog Bayern					
1a gg. Referenz	0,00	-1,66	-1,81	-9,88	-32,26
1b gg. Referenz	0,00	-1,36	-1,81	-9,88	-32,26
Bundesenquete-Szenarien für Bayern					
FNE gg. Referenz	0,00	0,00	-2,96	-14,20	-31,74
RRO gg. Referenz	0,00	-0,35	-7,53	-13,59	-21,99

Zudem ist zu beachten, dass in den Szenarien des Energiedialog Bayern trotz niedrigerer CO₂-Zielwerte ein höheres gesamtwirtschaftliches Wachstum für Bayern angenommen wurde, als es sich vergleichsweise bei Übertragung der Bundesenquete-Annahmen auf Bayern ergeben würde. Bezogen jeweils auf diese unterschiedlichen Annahmen des Bruttoinlandsprodukts (BIP) stellen sich die Szenarien-Unterschiede bei der CO₂-Minderung in Bayern noch deutlicher dar. So werden je Mio. Euro₉₅ BIP, ausgehend von 275,4 t CO₂ im Jahr 1999, im Bundesenquete-Szenario REG-/REN-Offensive (RRO) für Bayern in 2005 noch 241,9 t CO₂, im Jahr 2010 dann 204,1 t CO₂ und in 2020 schließlich 193,4 t CO₂ emittiert (vgl. Abbildung 3-1). Dagegen betragen die vergleichbaren Werte im Klimaschutzszenario 1b des Energiedialog Bayern nur 220,9 t CO₂ im Jahr 2005, 192,7 t CO₂ in 2010 und 137,7 t CO₂ im Jahr

2020. Die CO₂-Intensität des BIP ist damit im Szenario 1b des Energiedialog Bayern in 2005 um 9 %, in 2010 um 6 % und in 2020 schließlich um 29 % niedriger als in dem auf Bayern übertragenen Bundesenquete-Szenario REG/REN-Offensive.

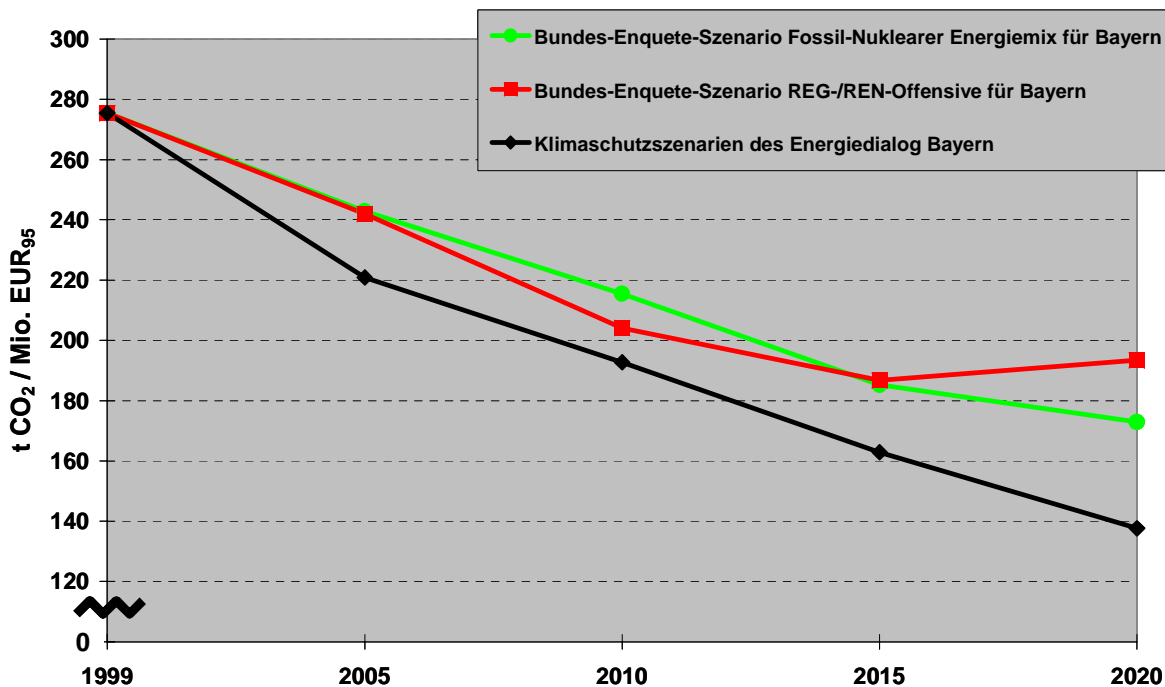


Abbildung 3-1: Entwicklung der CO₂-Intensität des Bruttoinlandsproduktes der Klimaschutzszenarien des Energiedialog Bayern im Vergleich mit den Bundesenquete-Szenarien für Bayern

Diese unterschiedlichen CO₂-Minderungen bzw. CO₂-Intensitäten des BIP bis 2020 in den Szenarien erschweren einen Vergleich der jeweils ermittelten Differenzkosten der CO₂-Reduktion. Die wesentlich geringeren CO₂-Intensitäten des BIP in den Klimaschutzszenarien des Energiedialog Bayern erklären aber ansatzweise, warum die bis 2020 kumulierten Differenzkosten gegenüber dem jeweiligen Referenzszenario im Szenario 1b des Energiedialog Bayern um 21 Mrd. Euro₉₈ höher liegen als bei den auf Bayern übertragenen Bundesenquete-Szenarien. Damit wird deutlich, dass die Höhe der vorgegebenen Minderungsziele neben den zur Verfügung stehenden Minderungsoptionen eine wesentliche Bedeutung für die Höhe der anfallenden Kostenbelastungen von Klimaschutzstrategien aufweist.

Literatur zu Teil VI

/IER, TA-Akademie 2001/ IER, TA-Akademie: Abschlussdokument Energiedialog Bayern, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart, München, Dezember 2001

Teil VII: Vergleich der Ergebnisse des Energiedialog Bayern mit dem Energiebericht des BMWi

1 Aufgabenstellung

Im Dezember 2001 wurden die Arbeiten zum Energiedialog Bayern abgeschlossen. Nahezu zeitgleich hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Oktober 2001 den Energiebericht „Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung“ veröffentlicht. Hierin wird auf zwei Studien von der PROGNOSE AG und dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln (EWI) unter Mitwirkung des Bremer Energie Instituts (BEI) verwiesen, in denen ein Referenzszenario und ein CO₂-Reduktionsszenario für Deutschland betrachtet werden. Es wird dargelegt, dass dieser Klimaschutzpfad gegenüber dem Referenzszenario über den Zeitraum von 2000 bis 2020 zu kumulierten Zusatzkosten (Differenzkosten) von etwa 256 Mrd. Euro (500 Mrd. DM) führen würde. Im Rahmen der Szenarioanalysen des Energiedialog Bayern werden demgegenüber für das Klimaschutzszenario 1a kumulierte Kosteneinsparungen gegenüber dem Referenzszenario zwischen bis 2020 von 51,5 Mrd. Euro (100,8 Mrd. DM) ausgewiesen und für das Klimaschutzszenario 1b kumulierte Zusatzkosten von 31,2 Mrd. Euro (61,0 Mrd. DM) angegeben. Im Folgenden werden diese Aussagen in einer vergleichenden Betrachtung analysiert.

2 Szenarien des Energieberichts

Die beiden Szenarien des Energieberichts der Bundesregierung betrachten zwei unterschiedliche Entwicklungspfade für Deutschland bis zum Jahr 2020 von einem gemeinsamen Ausgangspunkt aus. Im Szenario I (Referenzszenario) prognostizieren die Autoren von PROGNOSE und EWI die aus ihrer Sicht „wahrscheinlichste Entwicklung“ bis 2020. Die energiebedingten CO₂-Emissionen sinken dabei gegenüber 1990 um 15 % bis zum Jahr 2010 und um 16 % bis 2020. Für das Szenario II (Reduktionsszenario) ist demgegenüber der Ausgangspunkt, dass im Jahr 2020 eine rund 40 %ige Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen gegenüber 1990 erreicht sein soll. Beide Szenarien gehen von einem Auslaufen der Kernenergienutzung in Deutschland aus. Die im Reduktionsszenario bezifferten direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten sind als Zusatzkosten der CO₂-Reduktionsmaßnahmen für die Gesamtwirtschaft im Vergleich zum Referenzszenario berechnet. Das sind z. B. die Ausgaben für Investitionen in energiesparende Geräte und Anlagen, vermindert um die Kosten der eingespar-

ten Energie. Steuern/Abgaben bzw. Subventionen gehen in die direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten nicht ein, da sie in rein statischer Betrachtung nur eine Umverteilung zwischen Verbrauchern und Staat bewirken. Tabelle 2-1 aus dem Energiebericht des BMWi fasst die wichtigsten Ergebnisse auf einen Blick zusammen.

Tabelle 2-1: Wichtigste Ergebnisse der beiden Szenarien des Energieberichts auf einen Blick /BMWi 2001/

	Referenzszenario	Reduktionsszenario
Verbrauchsentwicklung	Zunächst leichter Anstieg des PEV. Bis 2020 Absinken auf ein Niveau, das 3 % unter dem Wert für 1999 liegt.	Kontinuierliches Absenken um 18 % bis 2020 wäre notwendig.
Entwicklung der Verbrauchsmärkte	Differenzierte Verbrauchsentwicklung bis 2020. Stromerzeugung+ 8 % Prozessenergie+ 5 % Verkehrsbereich- 4 % Wärmemarkt- 3 %	Mit Ausnahme der Stromerzeugung wäre sinkende Verbrauchsentwicklung erforderlich Stromerzeugung+ 7 % Prozessenergie- 10 % Verkehrsbereich- 18 % Wärmemarkt- 14 %
Energieträgerstruktur in 2020	Relativ ausgeglichene Versorgungsstruktur. Öl41 % Gas28 % Kohlen22 % Kernenergie4 % Erneuerbare4 %	Dominanz von Öl und Gas; Kohlenutzung müsste massiv eingeschränkt werden. Öl36 % Gas41 % Kohlen11 % Kernenergie2 % Erneuerbare10 %
Energieimporte	Ingesamt hohe Importabhängigkeit. 74 % in 2020	Importabhängigkeit würde sich weiter verschärfen. 76 % in 2020
Energieeffizienz	Jährliche Reduktion der Energieintensität um 2,1 % (PEV je Einheit BIP) bis 2020. Bereits ehrgeiziges Ziel gemessen an der Entwicklung der Vergangenheit (1991 bis 2000: -1,9 %/a)	Energieintensität müsste bis 2020 um jährlich 2,7 % reduziert werden. Ausgesprochen ehrgeiziges Ziel.
CO₂-Emissionen	Absinken bis 2010 um 15 % gegenüber 1990. Bis 2020 nur noch geringfügiger Rückgang auf 16 % gegenüber 1990.	Absenkung bis 2010 um 29 % gegenüber 1990. Bis 2020 Erreichung des vorgegebenen Reduktionsziels von rund 40 %.

Im Reduktionsszenario werden die Einsparmaßnahmen so gesteuert, dass die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2020 um 40 % unter dem Niveau von 1990 liegen. Im Jahr 2010 betrüge der Rückgang knapp 29 %. Damit wäre die von der Bundesrepublik im Rahmen der Kyoto-Vereinbarungen eingegangene Verpflichtung zur THG-Minderung (-21 % gegenüber 1990) bezüglich der energiebedingten CO₂-Emissionen erfüllt. Die Beiträge der einzelnen Verbrauchssektoren zur Absenkung der CO₂-Emissionen sind recht unterschiedlich (vgl. Tabelle 2-2). Zu der notwendigen Gesamtreduktion in Höhe von 395 Mio. t gegenüber 1990 trägt der Umwandlungsbereich mit 195 Mio. t oder 50 % bei, die Beiträge von Industrie mit 85 Mio. t und Privaten Haushalten (PHH) sowie Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) mit zusammen 95 Mio. t sind gleichfalls bedeutend. Deutlich kleiner ist die CO₂-Reduktion mit 20 Mio. t im Verkehrssektor.

Die Verringerung der CO₂-Emissionen um 40 % ist mit direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten in Höhe von 21 Mrd. DM (10,9 Mrd. Euro) im Jahr 2010 und rund 63 Mrd. DM (32,1 Mrd. Euro) im Jahr 2020 verbunden (vgl. Tabelle 2-3). Von den Gesamtkosten entfallen im Jahr 2020 rund 12,8 Mrd. DM (6,5 Mrd. Euro) auf den Sektor Private Haushalte / GHD, ca. 1,8 Mrd. DM (0,9 Mrd. Euro) auf die Industrie, 40,5 Mrd. DM (20,7 Mrd. Euro) auf den Verkehr und knapp 7,7 Mrd. DM (3,9 Mrd. Euro) auf den Umwandlungsbereich. Kumuliert

über den Betrachtungszeitraum von 2000 bis 2020 ergeben sich direkte gesamtwirtschaftliche Kosten in Höhe von rund 500 Mrd. DM (256 Mrd. Euro). Dabei ist bei der Bewertung der Kostendifferenzen nach Ansicht der Gutachter von Prognos, EWI und BEI zu beachten, dass bei der Ermittlung der Reduktionskosten in der Industrie nach dem Prinzip der Anlegbarkeit gerechnet werden musste (nur rentable Investitionen zur CO₂-Minderung werden durchgeführt). Zudem sind im Verkehrsbereich aufgrund der hohen Belastung der Kraftstoffe mit Steuern die Unterschiede zwischen den direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten der CO₂-Reduktion, bei denen die Steuerbelastung unberücksichtigt bleibt, und den einzelwirtschaftlichen Kosten, die die Steuerlast mit einbeziehen, am größten. D. h., die im Verkehrsbereich unterstellten Minderungsmaßnahmen sind aufgrund der hohen Kraftstoffbesteuerung zwar einzelwirtschaftlich optimiert, gesamtwirtschaftlich aber vergleichsweise teuer.

Tabelle 2-2: CO₂-Emissionen nach Sektoren [Mio. t] in den Szenarien des Energieberichts

	1990	Referenzszenario		Reduktionsszenario	
		2010	2020	2010	2020
Alle Sektoren	991	845	835	707	596
PHH / GHD	219	190	175	161	124
Industrie	170	117	110	99	85
Verkehr	164	189	174	169	144
Umwandlungsbereich	438	349	376	277	243
Veränderung Reduktion gegenüber Referenz					
		in Mio. t	in Mio. t	in %	in %
		2010	2020	2010	2020
Alle Sektoren		-139	-239	-16,4%	-28,6%
PHH / GHD		-29	-51	-15,4%	-29,0%
Industrie		-17	-25	-14,8%	-22,6%
Verkehr		-20	-30	-10,4%	-17,4%
Umwandlungsbereich		-73	-133	-20,7%	-35,4%
Veränderung Reduktion gegenüber 1990					
		in Mio. t	in Mio. t	in %	in %
		2010	2020	2010	2020
Alle Sektoren		-284	-395	-28,7%	-39,8%
PHH / GHD		-58	-95	-26,6%	-43,3%
Industrie		-70	-85	-41,4%	-49,8%
Verkehr		6	-20	3,5%	-12,1%
Umwandlungsbereich		-162	-195	-36,8%	-44,6%

Im Reduktionsszenario sind im Durchschnitt im Jahr 2010 rund 154 DM je vermiedene Tonne CO₂ aufzuwenden und im Jahr 2020 ca. 263 DM/t CO₂. Wird der Verkehrsbereich nicht mit berücksichtigt, so liegen die durchschnittlichen CO₂-Minderungskosten bei 84 DM/t CO₂ im Jahr 2010 und bei 107 DM/t CO₂ in 2020. Ohne die Maßnahmen im Verkehr beläuft sich dann die Minderung der CO₂-Emissionen im Jahr 2020 gegenüber 1990 auf 37,8 % (anstatt 40 %) und im Vergleich zum Referenzszenario auf 25,0 %.

Tabelle 2-3: Direkte gesamtwirtschaftliche Kosten der CO₂-Reduktion im Reduktionsszenario des Energieberichts nach Verbrauchssektoren in Mio. DM bzw. in DM/t CO₂

	Jahreskosten in Mio. DM		Durchschnittskosten in DM/t CO ₂ -Reduktion	
	2010	2020	2010	2020
Alle Sektoren	21342	62771	154	263
PHH / GHD	5806	12794	199	252
Industrie	736	1807	43	73
Verkehr	11400	40470	582	1340
Umwandlungsbereich	3400	7700	47	58
Summe ohne Verkehr	9942	22301	84	107

3 Szenarien des Energiedialog Bayern

Im Rahmen des Energiedialog Bayern wurden ein Referenzszenario und zwei Klimaschutzszenarien betrachtet. Dabei geht das Klimaschutzszenario 1a von einem möglichen Ausbau der Kernenergienutzung in Bayern aus, so dass es sich nicht als Vergleichsszenario zu den Analysen des Energieberichts der Bundesregierung eignet. Damit werden im Folgenden das Referenzszenario und das Klimaschutzszenario 1b aus dem Energiedialog Bayern weiter betrachtet. Beide Szenarien gehen – wie auch die Szenarien des Energieberichts – von einer Umsetzung der Vereinbarung bezüglich der Kernenergienutzung vom Juni 2001 aus, so dass die Kernkraftwerke in Bayern nach und nach stillgelegt werden würden. Ebenso sind auch hier liberalisierte Energiemärkte und ein Einfluss durch die Globalisierung der Weltwirtschaft unterstellt. Während jedoch für Deutschland gegenüber 1999 mit 82,2 Mio. ein Bevölkerungsrückgang um 1,6 % bis auf 80,8 Mio. im Jahr 2020 angenommen wird, wird für Bayern noch ein Anstieg der Bevölkerung um 5,1 % auf 12,77 Mio. im Jahr 2020 erwartet. Und auch bezüglich der Wirtschaftsentwicklung sind Unterschiede festzustellen. Im Energiebericht des BMWi wird für Deutschland ein durchschnittliches Wirtschaftswachstum zwischen 1997 und 2020 von 1,9 % pro Jahr unterstellt, während für Bayern die vergleichbare Annahme des Energiedialog Bayern 2,2 % pro Jahr beträgt. Die daraus resultierenden wesentlichen Ergebnisse der beiden Szenarien des Energiedialog Bayern zeigt Tabelle 3-1.

Damit die vorgegebenen Reduktionsziele des Klimaschutzszenarios 1b des Energiedialog Bayern (unter 80 Mio. t CO₂ im Jahr 2010 und unter 70 Mio. t CO₂ in 2020) erreicht werden können, bedarf es einer Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern gegenüber dem Referenzszenario des Energiedialog Bayern von 1,8 Mio. t oder 2,2 % im Jahr 2010 und von 32,3 Mio. t oder 31,5 % in 2020 (vgl. Tabelle 3-2).

Tabelle 3-1: Wichtigste Ergebnisse von zwei Szenarien des Energiedialog Bayern auf einen Blick

	Referenzszenario	Klimaschutzszenario 1b
Verbrauchsentwicklung	Kontinuierliches Absinken des PEV, so dass in 2020 ein Niveau erreicht wird, das 6 % unter dem Wert für 1999 liegt.	Kontinuierliches Absinken um 21 % bis 2020 wäre notwendig.
Entwicklung der Verbrauchsmärkte	Moderat sinkende Verbrauchsentwicklung bis 2020 gg. 1999. Stromerzeugung- 5 % Industrie- 1 % Verkehrsbereich- 9 % Haushalte / GHD- 2 %	In allen Bereichen wäre sinkende Verbrauchsentwicklung gg. 1999 erforderlich Stromerzeugung- 8 % Industrie- 11 % Verkehrsbereich- 9 % Haushalte / GHD- 19 %
Energieträgerstruktur in 2020	Relativ ausgeglichene Versorgungsstruktur. Öl46 % Gas23 % Kohlen15 % Kernenergie4 % Erneuerbare12 %	Dominanz von Öl, Gas und Erneuerbaren Energien; Kohlenutzung müsste massiv eingeschränkt werden. Öl44 % Gas29 % Kohlen1 % Kernenergie5 % Erneuerbare21 %
Energieimporte	Ingesamt hohe Importabhängigkeit. 84 % in 2020	Importabhängigkeit würde weiter bestehen bleiben. 83 % in 2020
Energieeffizienz	Jährliche Reduktion der Energieintensität um 2,4 % (PEV je Einheit BIP) bis 2020. Bereits sehr ehrgeiziges Ziel gemessen an der Entwicklung der Vergangenheit (1990 bis 1999: 1,1 %/a)	Energieintensität müsste bis 2020 um jährlich 3,2 % reduziert werden. Ausgesprochen ehrgeiziges Ziel.
CO₂-Emissionen	Absinken bis 2010 noch um 3 % gegenüber 1990. Bis 2020 dann starker Anstieg: + 21 % gegenüber 1990.	Absenkung bis 2010 (80 Mio. t) um 5 % gegenüber 1990. Bis 2020 Erreichung des vorgegebenen Reduktionsziels von rund 17 % gg. 1990 (70 Mio. t).

Die Beiträge der einzelnen Verbrauchssektoren zur Absenkung der CO₂-Emissionen sind recht unterschiedlich (vgl. Tabelle 3-2). Zu der notwendigen Gesamtreduktion in Höhe von 14,5 Mio. t gegenüber 1990 trägt der Umwandlungsbereich mit 11,5 Mio. t oder 80 % bei und auch der Beitrag der Industrie mit 7,0 Mio. t ist gleichfalls bedeutend. Demgegenüber sind die CO₂-Emissionen der Privaten Haushalten (PHH) sowie Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) mit zusammen +1,2 Mio. t und des Verkehrs mit +2,9 Mio. t im Jahr 2020 im Klimaschutzszenario 1b noch höher als im Basisjahr. Während dies für den Bereich Haushalte und GHD mit der Umstellung der statistischen Basis im Jahr 1995 zusammenhängt (Umstellung der Klassifikation der Wirtschaftszweige auf die statistische Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft (NACE)), leistet der Verkehrsbereich aufgrund der hohen direkten gesamtwirtschaftlichen CO₂-Minderungskosten keinen Beitrag zu einer kosteneffizienten Minderungsstrategie. So verzeichnet der Bereich Haushalte/GHD gegenüber dem Referenzszenario mit einer Minderung um rund 12,1 % nach dem Umwandlungsbereich (-87,5 %) die stärkste Emissionsreduktion, gefolgt noch von der Industrie mit -8,0 %.

Kumuliert über den gesamten Betrachtungszeitraum ergeben die für die CO₂-Emissionsminderung notwendigen Maßnahmen in Bayern direkte gesamtwirtschaftliche Kosten von 61,0 Mrd. DM₉₈ im Vergleich zum Referenzszenario. Dabei fällt der Großteil der Zusatzkosten in den letzten Jahren des Betrachtungszeitraumes an, in denen auch die stärksten Minderungserfordernisse bestehen. So sind im Jahr 2020 alleine rund 14,1 Mrd. DM₉₈ aufzuwenden. Hieraus ergeben sich im Jahr 2020 durchschnittliche spezifische CO₂-Minderungskosten von 425 DM/t CO₂. Eine zu den deutschen Analysen in Abschnitt 2 vergleichbare sektorale Auflösung der Kostangaben liegt für die Szenarien des Energiedialog Bayern nicht vor.

Tabelle 3-2: CO₂-Emissionen nach Sektoren in zwei Szenarien des Energiedialog Bayern [Mio. t]

	1990	Referenzszenario		Klimaschutzszenario 1b	
		2010	2020	2010	2020
Alle Sektoren	84,5	81,8	102,3	80,0	70,0
PHH / GHD	25,4	31,5	30,2	31,2	26,6
Industrie	15,5	10,2	9,2	9,7	8,5
Verkehr	27,9	30,4	30,0	31,1	30,9
Umwandlungsbereich	15,6	9,8	32,8	8,0	4,1
Veränderung Szenario 1b gegenüber Referenz					
		in Mio. t	in Mio. t	in %	in %
		2010	2020	2010	2020
Alle Sektoren		-1,8	-32,3	-2,2%	-31,5%
PHH / GHD		-0,2	-3,7	-0,8%	-12,1%
Industrie		-0,5	-0,7	-4,8%	-8,0%
Verkehr		0,7	0,8	2,4%	2,7%
Umwandlungsbereich		-1,8	-28,7	-18,7%	-87,5%
Veränderung Szenario 1b gegenüber 1990					
		in Mio. t	in Mio. t	in %	in %
		2010	2020	2010	2020
Alle Sektoren		-4,5	-14,5	-5,3%	-17,1%
PHH / GHD		5,8	1,2	22,8%	4,6%
Industrie		-5,8	-7,0	-37,2%	-45,5%
Verkehr		3,2	2,9	11,4%	10,5%
Umwandlungsbereich		-7,7	-11,5	-49,1%	-73,7%

4 Ergebnisvergleich

Wenn man die durch die Wiedervereinigung bedingte energiebezogene CO₂-Minderung in Deutschland einmal außen vor lässt, so sind im CO₂-Reduktionsszenario für Deutschland Minderungserfordernisse gegenüber dem Jahr 1995 (876 Mio. t) von 170 Mio. t bzw. 19,3 % im Jahr 2010 und von 280 Mio. t bzw. 32,0 % in 2020 zu leisten. Für Bayern erfordern die Szenarien des Energiedialog Bayern gegenüber 1995 mit 80 Mio. t CO₂ in 2010 und 70 Mio. t CO₂ in 2020 eine Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen von 8,0 Mio. t bzw. 9,1 % im Jahr 2010 und von 18,0 Mio. t bzw. 20,5 % in 2020. Rein prozentual hat es den Anschein, als müssten damit die unterstellten CO₂-Minderungen in den Szenarien des Energiedialog Bayern gegenüber 1995 einfacher zu erreichen sein als die im Energiebericht des BMWi vorgesehene CO₂-Minderung in Deutschland.

Der Vergleich berücksichtigt jedoch nicht, dass der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung in Bayern etwa doppelt so hoch ist wie in Deutschland, so dass ein zusätzlich notwendiger CO₂-neutraler Kernenergieersatz bei unterstelltem Ausstieg in Bayern wesentlich stärkere Anstrengungen erfordern würde als in Deutschland insgesamt. Dies wird wiederum durch die auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) bezogenen CO₂-Emissionen deutlich (vgl. Abbildung 4-1). Während die spezifischen CO₂-Emissionen im CO₂-Reduktionsszenario des BMWi-Energieberichts im Jahr 2020 in Deutschland immer noch bei 207,2 t CO₂ je Mio.

Euro₉₅ BIP liegen, werden in dem Klimaschutzscenario 1b des Energiedialog Bayern je Mio. Euro₉₅ BIP nur 137,7 t CO₂ emittiert. Bezogen auf die CO₂-Intensität des BIP müssen damit im Klimaschutzscenario 1b des Energiedialog Bayern um 34 % niedrigere Emissionen erreicht werden als im CO₂-Reduktionsszenario des BMWi-Energieberichtes.

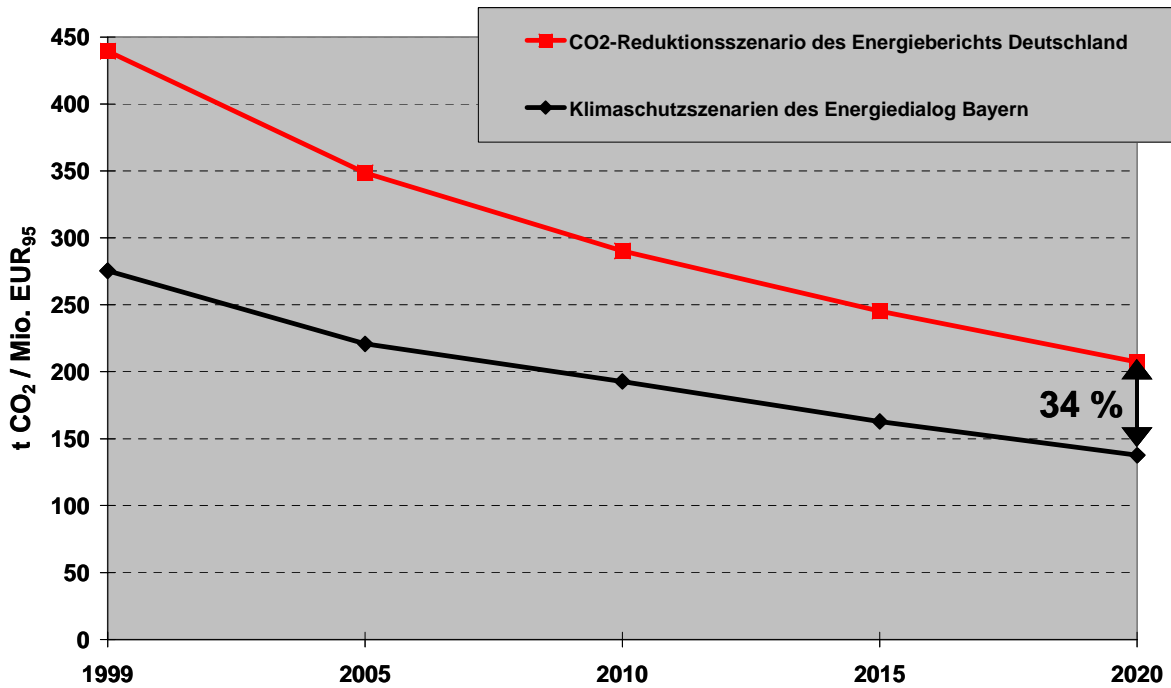


Abbildung 4-1: Entwicklung der CO₂-Intensität des Bruttoinlandsproduktes der Klimaschutzszenarien des Energiedialog Bayern im Vergleich mit dem CO₂-Reduktionsszenario des Energieberichts des BMWi

Zur Erreichung dieser wesentlich geringeren CO₂-Intensität des BIP wären für Deutschland entsprechend den Betrachtungen für Bayern ebenfalls deutlich höhere Kostenbelastungen anzusetzen. Aufgrund der progressiv ansteigenden CO₂-Minderungskosten bei verschärften Minderungszielen erscheinen damit die für Bayern ermittelten kumulierten gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten von 31,2 Mrd. Euro zwischen dem Klimaschutzscenario 1b und dem Referenzscenario im Vergleich zu den für Deutschland ermittelten Differenzkosten in Höhe von 256 Mrd. Euro eher niedrig und keinesfalls zu hoch. Ebenso bedeutet dies, dass der prozentuale Anteil Bayerns an den Gesamtkosten für Deutschland, der beim Vergleich der Szenarien mit 12,2 % etwas unterhalb des Bevölkerungsanteils Bayerns von 14,8 % in 1999 und deutlich unterhalb des BIP-Anteils Bayerns in 1999 von 17,1 % liegen würde, tendenziell in den spezifischen bayerischen Szenarien eher zu niedrig liegt. Diese Bewertung der Kostendifferenzen gilt auch, wenn man berücksichtigt, dass ein Teil der Differenzkosten bei den Szenarien des BMWi-Energieberichtes auf nicht-kosteneffiziente Maßnahmen im Verkehr zurückzuführen ist, die in den spezifisch bayerischen Szenarien nicht unterstellt wurden.

Literatur zu Teil VII

- /BMWi 2001/ BMWi: Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung, Energiebericht. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin, Oktober 2001
- /IER, TA-Akademie 2001/ IER, TA-Akademie: Abschlussdokument Energiedialog Bayern, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart, München, Dezember 2001
- /Prognos, EWI 1999/ Prognos, EWI: Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Endbericht der Prognos AG und des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität Köln (EWI), Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin, Basel, November 1999
- /Prognos, EWI, BEI 2001/ Prognos, EWI, BEI: Energiepolitische und gesamtwirtschaftliche Bewertung eines 40%-Reduktionsszenarios, Endbericht der Prognos AG in Kooperation mit dem Energiewirtschaftlichen Institut der Universität Köln (EWI) und dem Bremer Energie Institut (BEI), Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, BMWi Dokumentation Nr. 492, Berlin, Juli 2001