

Implikationen unterschiedlicher Stromerzeugungsstrategien in der Bundesrepublik Deutschland unter Berücksichtigung des Klimaschutzes: Analyse mit einem Optimierungsmodell der Stromerzeugung.

**Von der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
- Fachbereich 4 Wirtschafts- und Rechtswissenschaften -
genehmigte**

DISSERTATION

zur Erlangung des Grades eines
Doktors der Wirtschaftswissenschaften (Dr. rer. pol.)

vorgelegt von

Hans-Jörg Gerdey

geb. am 07. Juli 1964 in Osnabrück

Referent: Prof. Dr. W. Pfaffenberger

Koreferent: Prof. Dr. H. Welsch

Tag der Disputation:

07. November 2001

Implikationen unterschiedlicher Stromerzeugungsstrategien in der Bundesrepublik Deutschland unter Berücksichtigung des Klimaschutzes: Analyse mit einem Optimierungsmodell der Stromerzeugung.

**Von der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
- Fachbereich 4 Wirtschafts- und Rechtswissenschaften -
genehmigte**

DISSERTATION

zur Erlangung des Grades eines
Doktors der Wirtschaftswissenschaften (Dr. rer. pol.)

vorgelegt von

Hans-Jörg Gerdey

geb. am 07. Juli 1964 in Osnabrück

Referent: Prof. Dr. W. Pfaffenberger

Koreferent: Prof. Dr. H. Welsch

Tag der Disputation:

07. November 2001

Vorwort

Die Arbeit entstand im Wesentlichen zwischen 1999 und 2001 am bremer energie institut, quasi als Abschluss meiner mehrjährigen Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter an diesem Institut. Meinen dortigen Kollegen möchte ich herzlich danken für die fundierte fachliche Unterstützung und die wertvollen Hinweise zu inhaltlichen Details; nicht zuletzt aber auch für deren Geduld, mein gelegentliches energiepolitisches Querdenken in den unzähligen Diskussionen auf dem täglichen Weg zur Mensa zu ertragen.

Besonders danke ich Herrn Prof. Dr. Wolfgang Pfaffenberger, Leiter des bremer energie instituts, für die außerordentlich gute Betreuung und die zahlreichen fachlichen und auch persönlichen Impulse auf dem Weg zur Fertigstellung dieser Arbeit. Herrn Prof. Dr. Heinz Welsch danke ich für die hilfreichen Fachgespräche im Rahmen der Modellexperimente des Forums für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen sowie für die konstruktive Diskussion des ersten Entwurfs.

Danken möchte ich auch meinen Eltern, die mir geholfen haben, Freiräume für diese Arbeit zu haben. Meiner Partnerin Sibel Besir, die mehr als einmal Korrektur gelesen hat, gebührt ein ganz besonderer Dank für ihre Unterstützung durch langjährige Zuversicht.

Implikationen unterschiedlicher Stromerzeugungsstrategien in der Bundesrepublik Deutschland unter Berücksichtigung des Klimaschutzes:

Analyse mit einem Optimierungsmodell der Stromerzeugung.

Inhaltsverzeichnis

<i>Inhaltsverzeichnis</i>	<i>i</i>
<i>Abbildungsverzeichnis</i>	<i>iii</i>
<i>Tabellenverzeichnis</i>	<i>iv</i>
1. EINLEITUNG	5
2. KLIMASCHUTZPOLITIK ALS RESTRIKTION DER STROMERZEUGUNG ...	9
2.1. ZUR LEGITIMATION VON KLIMASCHUTZPOLITIK	9
2.2. GRUNDZÜGE DER INTERNATIONALEN KLIMASCHUTZPOLITIK.....	13
2.3. DAS PROTOKOLL VON KYOTO	15
2.4. DIE NATIONALE KLIMASCHUTZPOLITIK.....	19
2.5. ZUSAMMENSTELLUNG DER REDUKTIONSZIELE FÜR DEN STROMSEKTOR	22
3. DIE ELEKTRIZITÄT SERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND	28
3.1. DIE ENERGIEPOLITISCHEN RAHMENBEDINGUNGEN DER ELEKTRIZITÄT SERZEUGUNG	28
3.1.1. <i>Die Besteuerung von Energieträgern</i>	30
3.1.2. <i>Die Liberalisierung des Strommarktes</i>	32
3.1.3. <i>Die Kernenergiepolitik</i>	34
3.1.4. <i>Die Steinkohlepolitik</i>	36
3.1.5. <i>Die Energiepolitik zur Förderung der erneuerbaren Energien</i>	36
3.1.6. <i>Die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung</i>	40
3.2. DIE ENTWICKLUNG DER STRUKTUR DER ELEKTRIZITÄT SERZEUGUNG.....	42
3.3. DIE ENTWICKLUNG DER CO ₂ -EMISSIONEN DER ELEKTRIZITÄT SERZEUGUNG.....	44
4. MODELLIERUNG DER ELEKTRIZITÄT SERZEUGUNG	47
4.1. ZUR KLASSIFIZIERUNG VON ENERGIEMODELLEN	48
4.2. DIE CHARAKTERISTIKA VON STROMMODELLEN	49
4.3. ZUR INTERPRETATION DER ERGEBNISSE VON STROMMODELLEN	52
4.4. DAS STROMMODELL EMS	54
4.5. EXKURS: DAS MODELLEXPERIMENT II.....	56
5. DIE PARAMETRISIERUNG DES EMS-MODELLS	62
5.1. DIE PARAMETRISIERUNG DES BESTEHENDEN KRAFTWERKSPARKS.....	65
5.1.1. <i>Kernkraftwerke</i>	65
5.1.2. <i>Fossile Kraftwerke</i>	67
5.1.3. <i>Wasserkraftwerke</i>	67
5.1.4. <i>Windkraftwerke</i>	69
5.1.5. <i>Photovoltaikanlagen</i>	70
5.1.6. <i>Sonstige erneuerbare Energien</i>	71

5.1.7. Kraft-Wärme-Kopplung.....	71
5.2. DIE ERGEBNISSE DER BESTANDSDATENBANK	73
5.2.1. Die Sterbelinien der Kraftwerke.....	74
5.2.2. Die Entwicklung des Jahresnutzungsgrades	77
5.2.3. Die Entwicklung der Kapitalkosten	79
5.3. DIE PARAMETRISIERUNG VON KRAFTWERKSNEUBAUTEN	80
5.3.1. Fossile Kraftwerke.....	80
5.3.2. KWK.....	84
5.3.3. Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	86
5.3.3.1 Wasserkraftwerke	86
5.3.3.2 Windkraftwerke	87
5.3.3.3 Photovoltaik.....	90
5.3.3.4 Sonstige erneuerbare Energien	92
5.4. SONSTIGE PARAMETER	93
5.4.1. Import und Export von Strom	93
5.4.2. Stromnachfrage und Stromeinsparung	93
5.4.3. Brennstoffpreise.....	94
5.4.4. Netzgutschriften.....	98
5.4.5. CO ₂ -Emissionsfaktoren.....	99
6. VORGEHENSWEISE ZUR ANWENDUNG DES EMS-MODELLS	102
6.1. DER ZEITHORIZONT	103
6.2. ZUR AUSWAHL DER SZENARIEN	104
6.3. DIE ABBILDUNG DER SZENARIEN IM EMS-MODELL.....	106
6.4. DIE GRENZEN DES SZENARIENVERGLEICHES	107
7. DARSTELLUNG DER UNTERSUCHTEN SZENARIEN.....	109
7.1. DIE PROGNOSE VON PROGNOS	109
7.2. DIE SZENARIEN DER STUDIE ‚ENERGIEWENDE 2020‘	114
7.3. DIE SZENARIEN DER STUDIE ‚POLITIKSZENARIEN FÜR DEN KLIMASCHUTZ‘	121
7.4. DAS ‚SOLARE LANGFRISTSZENARIO FÜR DEUTSCHLAND‘	130
8. ERGEBNISSE UND SCHLUSSFOLGERUNGEN	136
8.1. ZUR WAHL DES REFERENZSYSTEMS	136
8.2. VERGLEICH DER ERZEUGUNGSSTRUKTUREN	139
8.3. VERGLEICH DER CO ₂ -EMISSIONEN	141
8.4. VERGLEICH DER GESAMTKOSTEN.....	146
8.5. SENSITIVITÄTSRECHNUNG ZU DEN BRENNSTOFFKOSTEN	152
8.6. ZUSAMMENFASSUNG: ZUR PHILOSOPHIE DER SZENARIEN.....	153
LITERATURVERZEICHNIS.....	159

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1 Sektorale Entwicklung der CO ₂ -Emissionen.....	25
Abbildung 3.2 Bruttostromverbrauch, Bruttoinlandsprodukt und Stromintensität.....	42
Abbildung 3.3 Bruttostromerzeugung von 1991 bis 2000 nach Energieträgern	44
Abbildung 3.4 Absolute und spezifische CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung.....	45
Abbildung 4.5 Modellexperiment II: Ergebnisvergleich der Strommodelle	60
Abbildung 5.6 Reststrommenge für Kernkraftwerke gemäß Vereinbarung.....	66
Abbildung 5.7 Entwicklung des Kraftwerksbestands in Deutschland	77
Abbildung 5.8 Entwicklung des Jahresnutzungsgrads vorhandener fossiler Kraftwerke	78
Abbildung 5.9 Entwicklung der Kapitalkosten vorhandener Kraftwerke	79
Abbildung 5.10 Spezifische Investitionskosten für PV-Systeme	92
Abbildung 7.11 Prognos-Studie: Bruttostromerzeugung	111
Abbildung 7.12 Prognos-Studie: Erneuerbare Energien.....	112
Abbildung 7.13 Prognos-Studie: CO ₂ -Emissionsziele und CO ₂ -Emissionen	113
Abbildung 7.14 Szenario Öko-Politik: Bruttostromerzeugung	117
Abbildung 7.15 Szenario Öko-Potenzial: Bruttostromerzeugung	118
Abbildung 7.16 Szenario Öko-Politik: Erneuerbare Energien	119
Abbildung 7.17 Szenario Öko-Potenzial: Erneuerbare Energien.....	119
Abbildung 7.18 Energiewende 2020: CO ₂ -Emissionen und Reduktionsziele	120
Abbildung 7.19 Szenario Politik-R30: Nettostromerzeugung	125
Abbildung 7.20 Szenario Politik-R40: Nettostromerzeugung	126
Abbildung 7.21 Szenario Politik-R30: Erneuerbare Energien	127
Abbildung 7.22 Szenario Politik-R40: Erneuerbare Energien	128
Abbildung 7.23 Politikszenerarien: CO ₂ -Emissionen und Reduktionsziele	129
Abbildung 7.24 Das solare Langfristszenario: Bruttostromerzeugung.....	131
Abbildung 7.25 Das solare Langfristszenario: Erneuerbare Energien	132
Abbildung 7.26 Das solare Langfristszenario: CO ₂ -Emissionen und Reduktionsziele.....	133
Abbildung 8.27 Referenzfall: CO ₂ -Emissionen des Stromsektors	138
Abbildung 8.28 Vergleich der Erzeugungsstrukturen 1999 – 2020 - 2050.....	139
Abbildung 8.29 Vergleich der Kapazitätsstruktur 1999 – 2020.....	141
Abbildung 8.30 Vergleich der CO ₂ -Emissionen der Szenarien.....	142
Abbildung 8.31 CO ₂ -Emissionen des solaren Langfristszenarios	144
Abbildung 8.32 Kumulierte Differenz der CO ₂ -Emissionen	145
Abbildung 8.33 Kumulierte Reduktion der CO ₂ -Emissionen 1999-2020	146
Abbildung 8.34 Vergleich der spezifischen Stromgestehungskosten 1999 - 2020	149
Abbildung 8.35 Vergleich der spezifischen CO ₂ -Vermeidungskosten 1999-2020	151

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1 Zielindikation zur Reduktion der Treibhausgase 23

Tabelle 2.2 CO₂-Emissionen des Energiesektors 1990 25

Tabelle 3.3 Steuersätze der Stromsteuer 31

Tabelle 3.4 Aktuelle Mindestvergütungssätze nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz..... 39

Tabelle 3.5 Stromerzeugung erneuerbare Energien..... 40

Tabelle 5.6 Kraftwerksparameter im EMS-Modell..... 62

Tabelle 5.7 Betriebs- und Brennstoffkosten der Kernenergie 65

Tabelle 5.8 KWK-Stromerzeugung in Deutschland 1998 nach Energieträgern..... 72

Tabelle 5.9 KWK-Kapazität in der Bestandsdatenbank..... 73

Tabelle 5.10 Kapazität und Nutzungsdauer der Kraftwerke in der Bestandsdatenbank..... 75

Tabelle 5.11 Entwicklung der spezifischen Investitionskosten fossiler Kraftwerke..... 82

Tabelle 5.12 Entwicklung des Nutzungsgrades fossiler Kraftwerke..... 83

Tabelle 5.13 Betriebskosten fossiler Kraftwerke 84

Tabelle 5.14 Parametrisierung der KWK-Anlagen im EMS-Modell..... 85

Tabelle 5.15 Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Windkraftanlagen 89

Tabelle 5.16 Parametrisierung von Windkraftanlagen im EMS-Modell 90

Tabelle 5.17 Parametrisierung von Photovoltaikanlagen im EMS-Modell..... 90

Tabelle 5.18 Struktur der Systemkosten von Photovoltaikanlagen 91

Tabelle 5.19 Parametrisierung der sonstigen erneuerbaren Energien 93

Tabelle 5.20 Parametrisierung der Stromeinsparung 94

Tabelle 5.21 Entwicklung der Energiepreise Variante „H“ 98

Tabelle 5.22 CO₂-Faktoren der Brennstoffe..... 100

Tabelle 7.23 Energiepreisentwicklung der Prognos-Studie 110

Tabelle 7.24 Energiepreisentwicklung in ‚Politiksznarien für den Klimaschutz‘ 123

Tabelle 7.25 Das solare Langfristszenario: Kapazitätsentwicklung PV und Windkraft 132

Tabelle 8.26 Vergleich der Differenzkosten der Reduktionsszenarien 148

Tabelle 8.27 Differenzkosten zwischen Energiepreisvariante „K“ und „H“..... 153

Tabelle 8.28 Vergleich der Szenarienergebnisse..... 154

1. Einleitung

Die im Wesentlichen durch die Nutzung von Energie verursachte Emission von klimarelevanten Spurengasen führt mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer Verstärkung des natürlichen Treibhauseffektes, wenn auch das Ausmaß und die Geschwindigkeit, mit der die resultierenden Veränderungen des Klimas eintreten, noch nicht eindeutig geklärt sind. Klimaschutzpolitik bedingt somit eine Umgestaltung des gegenwärtigen Energiesystems dahingehend, dass die mit der Bereitstellung von Nutzenergie verbundenen klimarelevanten Emissionen weitgehend zurückgeführt werden. Dazu wurden sowohl auf nationaler als auch auf supranationaler Ebene quantitative Reduktionsziele formuliert.

In Bezug auf den Stromsektor¹ als ein Segment des Energiesystems sind zur Erreichung solcher Klimaschutzziele mehrere mögliche Pfade einer Umgestaltung in zeitlicher und struktureller Ausprägung denkbar. Beispielsweise kann mit erneuerbaren Energiequellen Strom bereitgestellt werden, ohne klimaschädliche Stoffe zu emittieren, sieht man einmal von den Emissionen ab, die bei der Herstellung entsprechender Anlagen anfallen. Erneuerbare Energiequellen sind aber abgesehen von wenigen Ausnahmen bei der Wasserkraftnutzung unter gegenwärtigen Bedingungen weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt, so dass eine energiepolitische Einflussnahme erforderlich ist, um sie für Investoren attraktiver zu machen. Durch die bisherigen politischen Rahmenbedingungen ist zwar der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung seit ungefähr einem Jahrzehnt steigend, jedoch wäre zur signifikanten Verminderung der Emissionen der gesamten Stromerzeugung ein wesentlich stärkerer Ausbau und damit eine weitaus höhere Förderung notwendig.

Eine weitere Strategie zur Reduktion der mit der Stromerzeugung verbundenen Emission von Klimagasen und hier insbesondere dem Kohlendioxid wäre es, anstelle der CO₂-intensiven Brennstoffe Braun- und Steinkohle den CO₂-ärmeren Brennstoff Erdgas einzusetzen.² Dazu wären allerdings nicht nur Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke zu ersetzen, sondern es müsste auch auf die mit der Stein- und Braunkohleförderung verbundene inländische Wertschöpfung verzichtet werden. Die Konsequenz wäre zudem eine hohe Abhängigkeit von Gasimporten.

¹ Unter Stromsektor wird im Folgenden die Erzeugung und der Verbrauch von Strom in der Bundesrepublik Deutschland verstanden. Die Erzeugung umfasst dabei die Summe aller Kraftwerke der öffentlichen Versorgung, der Industrie, der Deutschen Bahn AG sowie privater Betreiber zur reinen Stromerzeugung sowie zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung.

² Inwieweit die Kernenergie einen Beitrag leisten kann, die klimarelevanten Emissionen des Stromsektors zu reduzieren, wird im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht. Es wird davon ausgegangen, dass der von der gegenwärtigen Bundesregierung beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie umgesetzt wird (vgl. dazu Kapitel 3.1.3).

Eine dritte Möglichkeit zur Erreichung von Klimaschutzzielen im Stroms Sektor besteht darin, den Stromverbrauch durch eine Steigerung der Anwendungseffizienz oder eine Verbrauchsvermeidung zu verringern. Die dafür erforderlichen Maßnahmen verursachen allerdings Kosten, die erfahrungsgemäß umso höher liegen, je größer die Einsparung ausfallen soll. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sogar an sich wirtschaftliche investive Maßnahmen zur Stromeinsparung nicht oder nicht vollständig umgesetzt werden, ohne dass entsprechende Informationen zur Verfügung gestellt werden bzw. Aufklärungs- und Überzeugungsarbeit geleistet wird, was wiederum Kosten verursacht. Das gilt auch für die notwendigen Verhaltensänderungen beim Stromnutzer.

Diese Beispiele zeigen ein Spektrum möglicher Optionen zur Umstrukturierung des Stromsektors mit dem Ziel, die zukünftige Stromerzeugung mit den Reduktionszielen der Klimaschutzpolitik zu verbinden. Durch die Kombination und Anordnung dieser Optionen in struktureller und zeitlicher Hinsicht können unterschiedliche Entwicklungspfade in Form von Szenarien skizziert werden.

Auf Grund der Komplexität des Stromsektors und seiner vielfältigen Beziehungen zur übrigen Volkswirtschaft wurden als Instrument zum systematischen Entwurf und zur Analyse solcher Szenarien computergestützte Modelle entwickelt. Diese bilden den Stromsektor vereinfacht in arithmetischer Form ab und erlauben es, beliebige Veränderungen an der Modellwelt derart vorzunehmen, dass bestimmte Ziele, wie beispielsweise eine definierte Stromerzeugung unter Beachtung einer vorgegebenen Höchstgrenze von CO₂-Emissionen, erreicht werden. Die Modelle unterscheiden sich hinsichtlich ihres methodischen Ansatzes, ihrer Systemgrenzen, ihrer Komplexität der Ausgestaltung und insbesondere durch ihre Datenbasis.

Insbesondere in den letzten Jahren wurden von verschiedenen Institutionen eine Reihe von Szenarien zur zukünftigen Entwicklung des Stromsektors vorgelegt, die auf der Basis von Modellen erstellt wurden. In ihnen werden Wege aufgezeigt, wie das Ziel einer klimaverträglichen Stromerzeugung erreicht werden kann. Die Szenarien unterscheiden sich aber erheblich darin, welche Instrumente, Maßnahmen und Veränderungen des bestehenden Erzeugungssystems dazu herangezogen werden.

Das Ziel der vorliegenden Untersuchung ist es, eine Auswahl aus den bisher vorliegenden Szenarien zu analysieren und zu vergleichen und auf dieser Basis zu bewerten. Herausgearbeitet werden soll, welche unterschiedlichen Strategien diesen Szenarien zu Grunde liegen und welche ökologischen, ökonomischen und auch gesellschaftlichen Implikationen mit ihrer Umsetzung verbunden sind. Dazu wurde als Analyseinstrument ein eigenes Modell des Stroms sektors entwickelt, mit dem die Vergleichbarkeit der Szenarien hergestellt werden soll.

Für dieses Vorhaben ist es zunächst erforderlich, die von der Klimapolitik formulierten Zielsetzungen für die Reduktion der gesamten klimarelevanten Emissionen so aufzubereiten, dass sie für einen Vergleich von Szenarien, die sich mit der Um-

strukturierung des Stromsektors befassen, verwendet werden können. In Kapitel 2 werden dazu nach einem kurzen Abriss des politischen Entstehungsprozesses der nationalen und internationalen Klimaschutzziele für Deutschland die quantitativen Minderungsvorgaben für CO₂-Emissionen zusammengestellt und in sektoraler Hinsicht für den hier betrachteten Stromsektor sowie in zeitlicher Hinsicht bis zum Jahre 2050 konkretisiert.

Kapitel 3 stellt die bisherige Entwicklung der Struktur der Kraftwerkskapazität und der Elektrizitätserzeugung und die damit verbundenen CO₂-Emissionen dar und befasst sich mit den energiepolitischen Rahmenbedingungen, die zu dieser Entwicklung geführt haben. Auf der Basis dieser Beschreibung des Ist-Zustandes des Stromsektors wird in Kapitel 4 und 5 die Modellierung der Elektrizitätserzeugung beschrieben.

Kapitel 4 befasst sich zunächst grundsätzlich mit Energiemodellen. Es wird dargestellt, welche unterschiedlichen Arten von Energiemodellen es gibt, welche Eigenschaften Strommodelle auszeichnen und was bei der Interpretation von Modellergebnissen zu berücksichtigen ist. Weiterhin wird das für diese Untersuchung erstellte EMS-Modell³ beschrieben und in Hinblick auf seine methodischen Stärken und Schwächen untersucht. Ein Exkurs am Ende des Kapitels stellt das Modellexperimentes II des Forums für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen vor. Im Rahmen dieses Modellexperimentes wurde das EMS-Modell während der Erarbeitung der vorliegenden Arbeit im Verbund mit anderen Energiemodellen zur Untersuchung einer konkreten energiepolitischen Fragestellung als Optimierungsmodell eingesetzt.

In Kapitel 5 wird die Abbildung des Stromsektors im EMS-Modells beschrieben. Dazu gehört die Struktur der vorhandenen Kraftwerkskapazität sowie die Parametrisierung der bestehenden und der vom Modell neu zu errichtenden Kraftwerke. Weiterhin werden in diesem Kapitel die sonstigen Modellparameter wie beispielsweise Brennstoffpreise, Netzgutschriften und Emissionsfaktoren dargestellt, um die Ergebnisse der Modellrechnungen weitestgehend transparent zu machen.

Die Vorgehensweise zur Anwendung des EMS-Modells wird in Kapitel 6 beschrieben. Es werden zunächst die Kriterien dargelegt, nach denen die Szenarien, die miteinander verglichen werden sollen, ausgewählt wurden. Anschließend wird erläutert, wie die Szenarien in das EMS-Modell übernommen wurden.

Die zu untersuchenden Szenarien werden in Kapitel 7 zunächst in ihrer ursprünglichen Form ausführlich vorgestellt. Dabei wird für jedes Szenario referiert, welche energiepolitischen Rahmenbedingungen und welche Zielsetzung zur Emissionsreduktion bei der Definition der Szenarien in den betreffenden Studien berücksichtigt wurden. Es wird dargestellt, welche Entwicklung der Struktur der Erzeugungskapa-

³ **E**lectricity **M**odel for **S**ustainability

pazität und der Stromerzeugung über den Betrachtungszeitraum des jeweiligen Szenarios zu erkennen ist und in welchem Zusammenhang diese mit der erreichten Emissionsreduktion steht. Letztlich werden die Modifikationen beschrieben, die an den Szenariendaten bei ihrer Übernahme in das EMS-Modell vorgenommenen wurden, um die Vergleichbarkeit der Szenarien zu verbessern.

Kapitel 8 beinhaltet die Ergebnisse des Szenarienvergleiches. Die mit dem EMS-Modell nachgerechneten Szenarien werden in Bezug auf die Erzeugungsstruktur, die Gesamtkosten und die CO₂-Emissionen miteinander verglichen. Auf dieser Basis werden die Implikationen der unterschiedlichen Strategien zur zukünftigen Stromerzeugung angesichts von Klimaschutzziele herausgearbeitet.

2. Klimaschutzpolitik als Restriktion der Stromerzeugung

Schon zu Beginn des 20. Jahrhunderts vermutete der schwedische Wissenschaftler Svante Arrhenius angesichts der Vielzahl von kohlebefeuernden Dampfmaschinen einen Zusammenhang zwischen steigendem CO₂-Gehalt in der Erdatmosphäre und einem möglichen Temperaturanstieg in der Troposphäre durch einen Treibhauseffekt [Hennicke/Müller (1989), S. 63]. Tatsächlich stieg die globale Durchschnittstemperatur von 1880 bis 1940 an, jedoch kam es zwischen den Jahren 1940 und 1975 wieder zu einem deutlichen Rückgang insbesondere in der Nordhemisphäre. Damals sprachen Klimaforscher von einer drohenden Eiszeit. Seit etwa 1975 steigt die globale Durchschnittstemperatur wieder an [Enquete (1990), S. 353]. Natürliche Klimaschwankungen kurz- und mittelfristiger Art und den Wechsel zwischen Eiszeiten und Warmzeiten gibt es seit jeher.

2.1. Zur Legitimation von Klimaschutzpolitik

Wegen des seit Jahrzehnten ständig ansteigenden Gehaltes der Atmosphäre an Treibhausgasen, wie CO₂, CH₄, N₂O, Fluorkohlenwasserstoffe usw., wird grundsätzlich ein Trend zur Erwärmung des Klimas erwartet, da diese Moleküle die von der Erde ausgehende Wärmeabstrahlung reduzieren [GSF (1996), S. 19]. Die Mehrzahl der Klimaforscher sieht einen kausalen Zusammenhang zwischen den Emissionen von Treibhausgasen und der Klimaveränderung [vgl. IPCC (1996)]. Obwohl schon 1972 auf der 1. Umweltkonferenz der UNO in Stockholm der Nachweis eines solchen anthropogen verursachten Treibhauseffektes zu einer wissenschaftlichen Aufgabe erklärt wurde, liegen dazu aufgrund der Komplexität des Untersuchungsgegenstandes ‚globales Klima‘ bis heute keine eindeutigen Ergebnisse vor. Umstritten ist nach wie vor, welcher Anteil der Erwärmung anthropogen verursacht ist und wie sich zukünftige Emissionen von Spurengasen auf das Klima auswirken werden.⁴

Die Werkzeuge zur Untersuchung von Klimaänderungen sind Klimamodelle, die eine mathematische Abbildung der bisher verstandenen Prozesse im hochkomplexen Klimasystem leisten sollen. Eine Vielzahl von Veröffentlichungen zum Nachweis der durch die Treibhausgase induzierten Klimaänderungen stützt sich auf die Ergebnisse von Klimamodellen, wobei nur in wenigen Fällen betont wird, dass man sich „zur Erforschung der Wechselwirkungen innerhalb des Klimasystems in eine Modellwelt begibt, die erst nach und nach durch Einbeziehung empi-

⁴ So ging es beispielsweise in einer Diskussion namhafter Klimaforscher (Mojib Latif, Max-Planck-Institut für Meteorologie in Hamburg, Prof. Karin Labitzke, Stratosphären-Expertin von der Freien Universität (FU) Berlin und Prof. Martin Claußen, Klimatheoretiker vom Potsdam Institut für Klimafolgenforschung) nicht mehr um die Frage, ob die verstärkten Sonnenaktivitäten überhaupt zur der Erwärmung des Weltklimas beigetragen haben, sondern darum, ob dieser Beitrag eher 30% oder gar 50% ausmacht [Berliner Morgenpost Online vom 22. Februar 2001].

rischer Erkenntnisse mit der realen Welt zunehmende Ähnlichkeit, aber niemals Identität erreichen kann“ [GSF (1996), S. 20].

Von den unterschiedlichen Klassen von Klimamodellen wird von den Zirkulationsmodellen und hier insbesondere von den gekoppelten Ozean-Atmosphäre-Modellen am ehesten erwartet, dass sie die wesentlichen Merkmale des heutigen und zukünftigen Klimas zuverlässig beschreiben können [Enquete (1995), S. 45]. Derartige Modelle beschreiben die Entwicklung atmosphärischer und ozeanischer Zirkulation in einem System aus partiellen Differentialgleichungen. Diese Gleichungen werden gelöst, indem der Raum in diskrete Gitterpunkte und die Zeit in Zeitschritte unterteilt wird. Dadurch kann die räumliche Verteilung und zeitliche Entwicklung der Variablen durch Integration der Gleichungen auf Computern errechnet werden.

Bei gekoppelten Ozean-Atmosphäre-Modellen wird der Raum in Schichten vom Meeresboden bis an die Obergrenze der Atmosphäre unterteilt. Die Schichten bestehen aus einem zweidimensionalen Gitter mit einer Auflösung von mehreren hundert Kilometern. Die Modellgleichungen beschreiben beispielsweise den Transport von Wärme, die Feuchtigkeit der Atmosphäre sowie den Salzgehalt der Ozeanschichten. Diejenigen physikalischen Prozesse wie z.B. Wolkenbildung, die sich unterhalb der Auflösung des Gitters abspielen, werden nicht endogen berechnet, sondern parametrisiert, d.h. deren Eigenschaften werden als Mittel über eine Gitterzelle in das Modell eingesetzt [GSF (1996), S. 24 ff.]. Auf Grund der Komplexität des Klimas und der resultierenden Vielfalt von interdependenten Variablen weisen Klimamodelle eine Reihe von Defiziten auf, von denen im Folgenden die wichtigsten kurz referiert werden [vgl. Cubasch u.a. (1995), GSF (1996), Enquete (1995)].

- Die Flusskorrektur bei gekoppelten Modellen

Obwohl Atmosphärenmodelle und Ozeanmodelle jeweils für sich das Klima in ihrem Subbereich hinreichend genau simulieren können, gilt das nicht zwangsläufig auch für gekoppelte Rechnungen, da sich genau durch die Koppelung das Problem der sogenannten Modelldrift ergibt. Die Modelle errechnen vor der Koppelung jeweils getrennt einen Gleichgewichtszustand, wobei die dabei fehlenden Daten an der Schnittstelle zwischen den Modellen durch Beobachtungsdaten ersetzt werden. Bei der Koppelung der Modelle werden diese Beobachtungsdaten durch die vom jeweils anderen Modell errechneten Daten ersetzt. Da diese sich von den empirischen Daten unterscheiden, muss das gekoppelte System erst einen neuen Gleichgewichtszustand errechnen, was aber ohne Korrektur regelmäßig zu völlig unrealistischen Ergebnissen führt. Deshalb wird eine sogenannte Flusskorrektur durchgeführt, bei der mit Hilfe von Korrekturstermen die Flüsse aus der Atmosphäre in den Ozean (Wärmefluss, Frischwasserfluss) und vom Ozean in die Atmosphäre (Wärmefluss, Verdunstung) korrigiert werden. Letztlich wird so ein nicht unerheblicher Teil der Kopplung wieder rückgängig gemacht.

- Die Anfangsbedingungen und das Kaltstartproblem

Als Anfangspunkt für Klimahochrechnungen wird üblicherweise ein Jahr angesetzt, für das angenommen wird, Ozean und Atmosphäre seien im Gleichgewicht mit der heutigen Konzentration der Treibhausgase. In Wirklichkeit steigt die CO₂-Konzentration aber schon seit Jahrzehnten, wodurch die bereits durch die Treibhausgase verursachte Erwärmung in den Rechnungen nicht berücksichtigt wird. Deshalb müssten die Rechnungen mit Klimamodellen sinnvollerweise im Jahre 1900 oder früher beginnen, was allerdings aus zwei Gründen nicht durchführbar ist. Zum einen verlängert sich damit die Rechenzeit der Modelle um Monate. Zum anderen liegen selbst für das Jahr 1985 nur wenig Informationen beispielsweise über den aktuellen Zustand des Ozeans besonders in den mittleren und tieferen Schichten vor. Mit jedem weiteren zurückliegenden Jahr reduzieren sich die vorliegenden Informationen über die jeweiligen Anfangsbedingungen in der Atmosphäre und im Ozean, da in der Vergangenheit weniger Messdaten erfasst wurden.

- Simulation von Rückkopplungen

Wegen des hohen Rechenaufwandes lassen sich viele klimarelevante Mechanismen nicht in die bestehenden Modelle integrieren, obwohl die entsprechenden Prozesse teilweise oder ganz bekannt und verstanden sind. Beispielsweise sind dies Wechselwirkungen zwischen den Wolken und dem Strahlungshaushalt am Boden, interaktive Prozesse in der Biosphäre, die Dynamik der Bioproduktion der terrestrischen und maritimen Ökosysteme sowie die Berücksichtigung eines Kohlenstoff-Kreislaufmodells beispielsweise zur Simulation einer veränderten Aufnahme von CO₂ in den tiefen Schichten des Ozeans durch Temperaturänderungen. Szenarienrechnungen mit gekoppelten Ozean-Atmosphäre-Modellen berücksichtigen erst seit neuem und erst in Ansätzen die Klimaeinflüsse erhöhter Aerosolkonzentrationen durch anthropogene SO₂-Emissionen sowie die Auswirkungen der verstärkten Sonnenaktivität.

- Natürliche Klimavariabilität

Für das natürliche Klima sind unregelmäßige Schwankungen in allen Zeitskalen charakteristisch. Das gilt auch für den Zeitraum des gerade vergangenen Jahrhunderts, so dass die anthropogenen Klimaänderungen von den natürlichen Klimaschwankungen unterschieden werden müssen. Da der bisherige Anstieg der globalen bodennahen Durchschnittstemperatur mit etwa 0,5°C in 100 Jahren im Bereich der natürlichen Schwankungsbreite des Klimas liegt, kann diese Erwärmung nicht eindeutig der anthropogen bedingten Zunahme der Konzentrationen der klimarelevanten Spurengase in der Atmosphäre zugerechnet werden [Enquete (1995), S. 54]. Das Kernproblem bei der Erforschung des anthropogenen Einflusses auf das Klima liegt genau darin, dass es „wesentlich schwerer ist, eine Klimaänderung zuzuordnen, als sie zu entdecken“ [Cubasch u.a. (1995), S. 14].

Der jeweils aktuelle Stand der Klimaforschung und damit die aktuellen Ergebnisse der Klimamodellrechnungen werden ausführlich in den Sachstandsberichten des Zwischenstaatlichen Ausschusses über Klimaänderungen (Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC) dargestellt. Bisher erschienen sind zwei sogenannte Assessment Reports: First Assessment Report (1990) [IPCC (1990)], Second Assessment Report (1995) [IPCC (1995)]. Für 2001 wird das Erscheinen des dritten Assessment Reports erwartet.

Die wichtigste Aussage des ersten Sachstandsberichts, für dessen Erstellung noch keine gekoppelten Ozean-Atmosphäre-Modelle zur Verfügung standen, ist, dass bis 2100 ein Temperaturanstieg von 1,5-4,5°C und ein Meeresspiegelanstieg von 70-100 cm wahrscheinlich sei [IPCC (1990), S. 98]. Der 1995 veröffentlichte zweite Bericht des IPCC berücksichtigte erstmals die abkühlende Wirkung der Aerosole auf das Klima. Dieser Bericht kam zu dem Ergebnis, dass ohne emissionsverringende Maßnahmen innerhalb der nächsten 100 Jahre mit einer Erwärmung von 1-3,5°C und einem Meeresspiegelanstieg um 15-95 cm zu rechnen sei [IPCC (1996), S. 6]. Angesichts der vielen Unsicherheiten, die sich aus den Unvollkommenheiten der Klimamodelle ergeben, überrascht es nicht, dass schon die darin enthaltene Formulierung „the balance of evidence suggests a discernible human influence on global climate“ umstritten war [ebd., S. 4].

Der eindeutige Nachweis, dass der Mensch die beobachtbare Klimaveränderung mit verursacht hat, steht somit noch aus, obwohl alle bisher durchgeführten Klimasimulationen mit Hilfe gekoppelter Ozean-Atmosphäre-Modelle auf eine globale Erwärmung als Folge des anthropogenen Treibhauseffektes hinweisen [Enquete (1995), S. 46]. Als nachgewiesen gilt der anthropogene Klimawandel dann, wenn es äußerst unwahrscheinlich ist, dass sich die gemessene und mit Klimamodellen simulierte zeitliche Entwicklung des Klimasystems durch die natürliche Klimavariabilität erklären lässt [WBGU (1997), S. 8 ff.].

Wenn es demnach nicht auszuschließen ist, dass die Menschheit durch die Emission von Treibhausgasen eine Veränderung des Klimas mit möglicherweise katastrophalen Konsequenzen für natürliche Systeme und menschliche Gesellschaften verursacht, bleibt als einziger akzeptabler Grundsatz des Handelns das Vorsorgeprinzip⁵, das folgendermaßen definiert werden kann: "Durch den frühzeitigen Einsatz entsprechender Maßnahmen soll über die präventive und repressive Abwehr von Gefahren und die Beseitigung von Schäden hinaus dem Entstehen potenzieller Beeinträchtigungen der Umwelt möglichst an dessen Ursprung vor allem durch eine Minimierung von Risiken vorgebeugt (...) werden" [Storm (1992), S. 44].

⁵ Das Vorsorgeprinzip steht neben dem Verursacher- und dem Kooperationsprinzip als grundlegendes Prinzip der deutschen Umweltpolitik [Wicke 1991: 22 ff.].

Die durch das Vorsorgeprinzip motivierte Klimaschutzpolitik muss wegen der globalen Dimension im internationalen Rahmen erfolgen. Dadurch verkompliziert sich die Schaffung von entsprechenden Institutionen und Verfahren zur Definition, Umsetzung und Kontrolle entsprechender Maßnahmen. Darüber hinaus sind drei Gründe hervorzuheben, die die Langwierigkeit und Schwierigkeit des im nächsten Kapitel dargestellten Klimaprozesses zusätzlich begründen:

- In der Klimaschutzpolitik bedeutet Vorsorge Veränderungen einzuleiten, ohne genau zu wissen, ob ohne diese Veränderungen überhaupt Schäden eintreten. Damit führt das Vorsorgeprinzip zu einem Handeln unter Unsicherheit, bei dem sich die Legitimation zum Handeln darauf beschränken werden muss, die Wahrscheinlichkeit des Eintretens von Schäden zu reduzieren.
- Verursacher- und Betroffeneninteressen fallen räumlich auseinander, da nach derzeitigen Erkenntnissen diejenigen Staaten, die die höchsten Emissionen verursachen, nicht diejenigen Staaten sind, die auch die stärksten Schäden durch Klimaveränderungen zu erwarten haben.
- Verursacher- und Betroffeneninteressen fallen auch zeitlich auseinander, da die heute emittierten Treibhausgase erst in der Zukunft und wohl nicht mehr zu Lebzeiten der Verursacher zu Schäden führen. Es existieren heute keine eindeutig dem anthropogenen Klimawandel zuzuordnenden negativen Folgen, die politisches Handeln begründen lassen.

Klimaschutzpolitik ist demnach eine Herausforderung für supranationale Organisationen, Maßnahmen zu definieren und umzusetzen, die zukünftigen Schaden in einem vielleicht ungeheuren Ausmaß vermeiden sollen, die aber schon heute nicht nur Kosten verursachen, sondern spürbare Eingriffe in die Lebensstile der Menschen erfordern. Die folgenden Unterkapitel zeigen, welche bisherigen nationalen und internationalen klimapolitischen Aktivitäten stattgefunden haben und welche Vereinbarungen zum Klimaschutz dabei getroffen wurden.

2.2. Grundzüge der internationalen Klimaschutzpolitik

Der ersten Umweltkonferenz der UNO in Stockholm folgte 1979 die erste Weltklima-Konferenz in Genf, die den Beginn des World Climate Research Programms markiert. Anfang der 80er Jahre wurden weitere Treibhausgase entdeckt und Mitte der 80er Jahre ein Zusammenhang zwischen der Emission von Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffen (FCKW) und dem Ozonloch über der Antarktis erkannt. Das sich in dieser Zeit in der Bevölkerung vieler Länder entwickelnde Umweltbewusstsein forcierte die Umsetzung der wissenschaftlichen Erkenntnisse in politische Zielsetzungen zum Klimaschutz.

1988 wurde auf der Toronto-Konferenz über die Entwicklung in der Atmosphäre, in deren Rahmen Regierungsvertreter und Wissenschaftler gemeinsam über Handlungsmöglichkeiten gegen den Klimawandel diskutierten, das Toronto-Ziel formu-

liert. Darin wird gefordert, eine Absenkung der CO₂-Emissionen um 20 Prozent bis 2005 zu erreichen. In Folge dieser Konferenz formulierten diverse Staaten nationale CO₂-Ziele, wie beispielsweise Frankreich und Großbritannien (Stabilisierung pro Kopf bzw. Stabilisierung der Absolutwerte), Österreich (Reduzierung um 20%) sowie auch Deutschland (Reduzierung um 25%) [Enquete (1990b), S. 809 ff.].

Zwischenzeitlich wurde 1985 das Wiener Abkommen zum Schutz der Ozonschicht, zu dem es das Montreal-Protokoll von 1987 als Umsetzungsbestimmung gibt, getroffen. Da es in Bezug auf die Umsetzung des Montreal-Protokolls in den Industrieländern sogar eine deutliche Übererfüllung der gesetzten Ziel zu verzeichnen gibt, reduzieren sich die verbleibenden Probleme auf die Einbeziehung der Entwicklungsländer und die Organisation der entsprechenden technischen Hilfe der Industrieländer dazu. Angesichts der relativ kurzen Zeit, die zwischen der wissenschaftlichen Erkenntnis des Zusammenhanges zwischen FCKW und dem Ozonloch und der politischen Umsetzung von Maßnahmen zur Vermeidung der Schadstoffe bzw. der tatsächlichen Emissionsreduktion vergangen ist, kann das Ozonproblem und seine bisherige Lösung auch als ein Musterbeispiel für eine konsequente und erfolgreiche Umweltpolitik bezeichnet werden. Ein Bezug zu der in diesem Kapitel betrachteten Treibhausgasproblematik besteht nur indirekt, da genau die Ersatzstoffe für FCKW den Treibhauseffekt vergrößern und deshalb in den Treibhausgaskorb des Kyoto-Protokolls aufgenommen wurden.

Ein ebenso wichtiges Ergebnis der Toronto-Konferenz war die Gründung des IPCC durch das Umweltprogramm der Vereinten Nationen (UNEP, United Nation Environment Programm) und die Meteorologische Organisation der Vereinten Nationen (WMO, World Meteorological Organisation) [Enquete (1990b), S. 809]. Schon der erste der regelmäßig vorzulegenden Berichte dieses aus ca. 2000 Wissenschaftlern bestehenden Gremiums hatte eine entsprechende Wirkung sowohl auf die Politik als auch auf die allgemeine Öffentlichkeit und beeinflusste in hohem Maße die Verhandlungen über einen Rahmenvertrag über den Klimawandel, die sogenannte Klimarahmenkonvention. In der Abschlusserklärung der 2. Weltklimakonferenz in Genf 1990 wurden keine Angaben über internationale Reduktionsziele für Emissionen formuliert, jedoch wurden eine Reihe von Prinzipien, die später in die Klimarahmenkonvention aufgenommen wurden, entwickelt.

Die Generalversammlung der Vereinten Nationen beschloss im Dezember 1990 die Aufnahme von Vertragsverhandlungen und setzte das Intergovernmental Negotiations Committee (INC) zur Ausarbeitung einer Klimarahmenkonvention (KRK) ein. Die in lediglich 15 Monaten erarbeitete Klimarahmenkonvention wurde am 9. Mai 1992 in New York beschlossen und einige Wochen später in Rio zur Unterschrift aufgelegt. Sie trat 1994 in Kraft, nachdem sie von der erforderlichen Anzahl an Staaten ratifiziert wurde und stellt seitdem die völkerrechtliche Vertragsgrundlage für den internationalen Klimaschutz dar. Auf ihr basieren die in den Vertragsstaatenkonferenzen bis hin zum Protokoll von Kyoto entwickelten Überlegungen und Strategien zur Klimaschutzpolitik [WBGU (1997), S. 28].

In der KRK wurden zunächst zwei wesentliche Instrumente definiert, die die weitere internationale Klimaschutzpolitik erfolgreich koordiniert und weiterentwickelt haben. Zum einen wurde ein Informationssystem geschaffen, das den Regierungen auferlegt, regelmäßig über ihre nationalen Strategien in Bezug auf Treibhausgasemissionen und Klimawandel zu berichten. Zum anderen finden seit 1995 jährlich die sogenannten Vertragsstaatenkonferenzen (VSK) statt, deren Hauptziel es ist, schrittweise die in Rio formulierten qualitativen Klimaschutzziele in völkerrechtlich verbindliche Verträge umzusetzen.

In Artikel 2 der KRK wird als weltweite Reduktionsstrategie die Stabilisierung der Treibhausgaskonzentrationen zum Ziel erklärt: „Das Endziel dieses Übereinkommens und aller damit zusammenhängenden Rechtsinstrumente, welche die Konferenz der Vertragsparteien beschließt, ist es, in Übereinstimmung mit den einschlägigen Bestimmungen des Übereinkommens die Stabilisierung der Treibhausgasemissionen in der Atmosphäre auf einem Niveau zu erreichen, auf dem eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems verhindert wird [...]“ [KRK (1992), Artikel 2]. Damit wird aber die Angabe eines konkreten Reduktionszieles ebenso vermieden, wie die Festlegung auf einen Zeitrahmen zur Zielerreichung, wie der 2. Satz des selben Artikels zeigt: „Ein solches Niveau sollte innerhalb eines Zeitraumes erreicht werden, der ausreicht, damit sich die Ökosysteme auf natürliche Weise den Klimaänderungen anpassen können, die Nahrungsmittelerzeugung nicht bedroht wird und die wirtschaftliche Entwicklung auf nachhaltige Weise fortgeführt werden kann.“ [ebd., Artikel 2]. Deshalb war es das Ziel der dann folgenden Vertragsstaatenkonferenzen, diese Ungenauigkeiten durch ein Protokoll zur Konvention zu konkretisieren. Verabschiedet wurde ein solches Protokoll in Kyoto drei Jahre nach Inkrafttreten der Klimarahmenkonvention.

2.3. Das Protokoll von Kyoto

Auf der dritten Vertragsstaatenkonferenz 1997 in Kyoto wurde das sogenannte Protokoll von Kyoto verabschiedet [vgl. Kyoto (1997)]. Darin werden für alle Industriestaaten differenzierte und quantifizierte Ziele zur Emissionsbegrenzung bzw. Emissionsreduktion von sechs bestimmten Treibhausgasen⁶ festgelegt. Die Reduktionsziele müssen bis zum Zeitraum 2008/2012⁷ erreicht werden und beziehen sich zumindest bei CO₂, Methan und Distickstoffoxid einheitlich auf das Basisjahr 1990. Für die anderen drei Treibhausgase ist es den Vertragsstaaten freigestellt, sich bei unvollständiger Datenbasis auf das Jahr 1990 oder 1995 zu bezie-

⁶ Die sechs Treibhausgase sind Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFC), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFC) sowie Schwefelhexafluorid. Sie können mit ihren jeweiligen global warming potential factors (GWP-Faktoren) in CO₂-Äquivalente umgerechnet und damit mit CO₂ verrechnet werden.

⁷ Um klimatische Effekte und zufällige Einflussgrößen auszugleichen wurde vereinbart, das Mittel aus den vier Jahren 2008 bis 2012 als Zielgröße festzulegen. Zur sprachlichen Vereinfachung wird im Folgenden vom Kyotoziel bis 2010 gesprochen.

hen. In der Summe aller länderspezifischen Emissionsbegrenzungs- bzw. Emissionsreduktionsziele verpflichten sich die Vertragsparteien mit diesem Protokoll, ihre Emissionen bis 2008/2012 um mindestens 5% gegenüber 1990 zu reduzieren. Die im Rahmen des Kyoto-Protokolls erfolgte Verpflichtung der Länder der Europäischen Union beträgt in der Summe 8%, diejenige Deutschlands ebenfalls 8% [Kyoto (1997), Anlage B]

Es ist den Ländern innerhalb der Europäischen Union erlaubt, die europäische Reduktionsverpflichtung in Höhe von 8% gemeinsam zu erreichen, indem innerhalb der Staatengemeinschaft nach den jeweiligen Möglichkeiten der Länder differenziert wird. Im Juni 1998 haben sich die Umweltminister der EU-Länder in Luxemburg auf eine entsprechende Lastenverteilung (Burden Sharing) geeinigt [Rentz (1999), S. 55]. Dort hat sich Deutschland verpflichtet, seine Emissionen der oben genannten sechs Treibhausgase um 21% zu reduzieren, was wegen der absoluten Höhe des deutschen Anteils an den gesamten europäischen Emissionen in etwa 75% der europäischen Emissionsreduktion entspricht. Sollte die EU als Vertragspartei ihr gemeinsames Reduktionsziel von insgesamt 8% verfehlen, gelten gemäß Artikel 4, Abs. 5 des Protokolls von Kyoto die für jedes einzelne Land der EU individuell vereinbarten Emissionsbegrenzungs- bzw. Emissionsreduktionsverpflichtungen. In diesem Fall käme ein zumindest für Deutschland definitiv zu erreichendes Reduktionsziel von 8% zum Tragen, das als solches im Folgenden nicht weiter berücksichtigt wird.⁸

Die in Kyoto vereinbarten Ziele zur Mengenbegrenzung wurden gelegentlich als Durchbruch im internationalen Klimaschutz oder auch als „Sternstunde globaler Klimaschutzpolitik“ bezeichnet [Graßl (1998), S. 113]. Sicherlich ist es als ein großer Erfolg zu bezeichnen, dass es mit der Klimarahmenkonvention gelungen ist eine große Staatengemeinschaft regelmäßig an den Verhandlungstisch zu bringen und damit eine weltweite Klimaschutzpolitik zunächst zu institutionalisieren. Langfristig gesehen kann das die Basis für große umweltpolitische Erfolge einer multinationalen Staatengemeinschaft werden. Daher erscheint es als sinnvoll, den beginnenden Verhandlungsprozess nicht mit übermäßigen Zielvereinbarungen zu belasten. Deshalb ist es zunächst zu akzeptieren, dass mit dem Kyoto-Protokoll letztlich keine Reduktion, sondern das Einfrieren der Summe der Treibhausgasemissionen der Industrieländer auf dem Level der mitneunziger Jahre beschlossen wurde. Denn die gesamten THG-Emissionen der Vertragsstaaten haben schon zwischen 1990 und 1996 um etwa 5% abgenommen, was im Wesentlichen auf den wirtschaftlichen Niedergang in den ehemaligen Ländern der Sowjetunion zu-

⁸ Die Anfang 2000 vorgelegte Zwischenbilanz der Generaldirektion XI der Europäischen Union zeigt zwar, dass die Europäische Union ihr Reduktionsziel als Ganzes bis zum Jahre 2000 bisher aufgrund der Minderungserfolge in den drei Ländern Deutschland, Luxemburg und dem vereinigtem Königreich erfüllen kann. Setzt sich allerdings die zu beobachtende Zunahme der Treibhausgasemissionen in den anderen EU-Staaten fort, wird die EU das Kyotoziel bis 2010 deutlich verfehlen [Schafhausen (2000), S. 23].

rückzuführen ist [Sardemann (1999), S. 8]. Aber selbst wenn dieses Ziel des Kyoto-Protokolls erreicht wird, kommt es dennoch zu einem kräftigen Anstieg der weltweiten Treibhausgasemissionen wegen der zunehmenden Treibhausgasemissionen der Nicht-Vertragsstaaten wie beispielsweise China [ebd., S 15].

Nun ist spätestens seit dem Scheitern der 6. VSK in Den Haag Ende 2000 klar, dass zwischen der Formulierung von Minderungszielen und der konkreten Ausgestaltung von Umsetzungsrichtlinien Interpretationsspielräume liegen, die den Einigungsprozess zwischen den beteiligten Vertragspartnern erschweren, wenn nicht sogar auf lange Zeit verzögern. Es hat sich in den seit der 3. VSK in Kyoto vergangenen drei Jahren (und damit drei vergangenen Vertragsstaatenkonferenzen in Buenos Aires, Berlin und Den Haag) gezeigt, dass sich die Diskussion in Politik und Wissenschaft auf die Auslegung der Flexibilisierungsmechanismen konzentriert, die im Kyoto-Protokoll nur ungenau definiert sind. Hierbei sind folgende drei Bereiche hervorzuheben, die in der Literatur ausgiebig diskutiert werden [vgl. Schafhausen (1999), Rentz (1998), Sardemann (1999)]:

- Der Handel mit Emissionsrechten

Die im Kyoto-Protokoll festgelegten Verpflichtungen der Vertragsstaaten werden dadurch erleichtert, dass sie zum Teil über den An- und Verkauf von Emissionsrechten und die Anrechnung von Emissionsminderungen im Ausland erreicht werden können. Allerdings enthält das Kyoto-Protokoll keine konkrete Ausgestaltung dieser Instrumente. Der Emissionshandel als solcher ist ökonomietheoretisch interessant und ist in innovativen Unternehmen wie beispielsweise BP oder Shell unternehmensintern schon in einer Erprobungsphase. Allerdings wird befürchtet, dass durch dieses Instrument die quantitativen Vorgaben des Protokolls teilweise erfüllt werden können, ohne dass irgendwelche Maßnahmen in die Wege zu leiten wären. Denn beispielsweise haben sich Russland und die Ukraine verpflichtet, ihre Emissionen auf dem Niveau von 1990 zu stabilisieren. Deren Emissionen sind aber seit 1990 um bis zu 40% zurückgegangen, so dass im Rahmen eines Emissionshandels sich andere Staaten diese Reduktion auf ihre Verpflichtung anrechnen lassen könnten [Sardemann (1999), S. 2 ff.].

- Joint-Implementation (JI) und Clean Development Mechanism (CDM)

Joint Implementation stellt eine spezielle projektbezogene Form des Handels mit Emissionsrechten dar. Diejenigen Staaten, die im Annex B des Kyoto-Protokolls aufgeführt sind (Industrieländer) können gemeinsam mit anderen Annex-B-Staaten Projekte zur Emissionsminderung durchführen und sich diese Reduktion auf ihr Reduktionsziel anrechnen lassen. Clean Development Mechanism stellt ebenfalls eine projektbezogene Form des Handelns mit Emissionsrechten dar, bei der Annex-B-Staaten Emissionsminderungen in einem Land ohne Reduktionsverpflichtung (Entwicklungsländer) realisieren und sich diese auf ihr Reduktionsziel anrechnen lassen.

Der Handel mit Emissionsrechten sowie die beiden Formen der projektbezogenen internationalen Kooperation stellen die Basis für eine ökonomisch sinnvolle Herangehensweise dar, bei der zunächst die kostengünstigsten Möglichkeiten zur Reduktion von Klimagasen gesucht und umgesetzt werden. Die Problematik bei diesen Flexibilisierungsmechanismen liegt zum einen bei der konkreten Ausgestaltung dessen, welche Projekte für eine Anrechnung der erzielten Emissionsreduktion in Frage kommen. Zum anderen wird befürchtet, dass die Industrieländer einen zu großen Teil ihrer Reduktionsverpflichtung durch diese Flexibilisierungsmechanismen erfüllen und dabei auf konventionelle Techniken zurückgreifen können. Damit würde der Druck auf die Entwicklung und Einführung neuer CO₂-armer bzw. CO₂-freier Technologien wesentlich vermindert.

- Die Berücksichtigung von Senken

Artikel 3.3 des Kyoto-Protokolls eröffnet die Möglichkeit, Kohlenstoff-Senken durch Änderungen der Landnutzung und forstwirtschaftliche Maßnahmen bei den Emissionsbegrenzungs- und Reduktionsverpflichtungen zu berücksichtigen. Grundsätzlich positiv an dieser Option ist die Tatsache, dass die Flächennutzung damit überhaupt im Rahmen der Klimaschutzpolitik thematisiert wird. Problematisch ist allerdings, dass große Unsicherheiten bei der Erfassung der Größenordnung von Senken in den Treibhausgasinventaren bestehen und dass Landnutzungsänderungen wie beispielsweise Aufforstungen nur vorübergehend als Senken funktionieren und langfristig eine Treibhausgasquelle darstellen können.⁹

Die bisher nicht herbeigeführte Einigung auf die konkrete Ausgestaltung dieser „Kyoto-Mechanismen“ hat dazu geführt, dass das Kyoto-Protokoll bisher nur von ganz wenigen Staaten ratifiziert wurde, die zudem nur für einen kleinen Teil der relevanten Emissionen verantwortlich sind. Auch auf der 6. VSK im November 2000 in Den Haag kam es zu keiner Einigung insbesondere über die Möglichkeiten zur Anrechnung von CO₂-Senken auf die CO₂-Emissionen.¹⁰ Eine besondere Rolle kommt bei den aktuellen Verhandlungen den Vereinigten Staaten zu, die wegen ihres hohen Anteils an den Gesamtemissionen der Vertragsparteien sinnvollerweise das Kyoto-Protokoll ratifizieren sollten¹¹, andererseits aber seit dem Präsidentschaftswahlen Ende 2000 offen das Kyoto-Protokoll ablehnen. Deshalb

⁹ Zu diesem Problemfeld hat der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) ausführlich in einem Sondergutachten Stellung genommen [WBGU 1998].

¹⁰ [GERMANWATCH: Kurzberichte von den Verhandlungen - Klimagipfel ist geplatzt. Verfügbar von: <http://www.germanwatch.org/rio/cop6.htm>, Abfragedatum: 07.04.2001]

¹¹ Der Anteil der Vereinigten Staaten an den Kohlendioxid-Emissionen der in Anlage I des Kyoto-Protokoll aufgeführten Vertragsparteien im Jahr 1990 beträgt 36,1%. Das Kyoto-Protokoll tritt gemäß Artikel 25 dann in Kraft, wenn mindestens 55 Vertragsparteien, auf die 55% der gesamten Kohlendioxidemissionen der Vertragsstaaten entfallen, den Vertrag ratifiziert haben. Demnach kann das Kyoto-Protokoll auch ohne die Vereinigten Staaten in Kraft treten, was allerdings den eigentlichen Zweck des Protokoll erheblich in Frage stellen würde.

ist aus heutiger Sicht der Zeitpunkt des Inkrafttretens des Protokolls und damit die Herstellung einer völkerrechtlichen Verbindlichkeit nicht absehbar.

2.4. Die nationale Klimaschutzpolitik

Die Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ legte schon 1988, drei Jahre nach der ersten Weltklimakonferenz in Villach, ihren ersten Zwischenbericht vor, in dem eine Bestandsaufnahme zum Ozonabbau und zum Treibhauseffekt enthalten ist. Diesem folgte 1990 ein umfangreicher Bericht mit Vorschlägen zu einer neuen Energiepolitik [vgl. Enquete (1990)]. Diese Arbeiten wurden von 1990 bis 1994 von der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" [vgl. Enquete (1995)] fortgeführt. Beide Enquete Kommissionen hatten in Deutschland einen großen Einfluss auf die öffentliche Debatte zum Ozon- und Klimaproblem und wirkten wiederum zurück auf die hiesige Klimaschutzpolitik, die sie eingesetzt hatte, wie folgender kurzer Abriss der Initialisierung der deutschen Klimaschutzpolitik zeigt.

Auf der Basis des dritten Berichtes der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ [vgl. Enquete (1990)], der ein Reduktionspotenzial von 30% für die alten Bundesländer aufgezeigt hatte, wurde mit dem Beschluss des Bundeskabinetts vom 13. Juni 1990 eine interministerielle Arbeitsgruppe zur CO₂-Reduktion (IMA-CO₂) mit dem Auftrag eingesetzt, Vorschläge zu erarbeiten, die eine 25%ige Reduzierung der CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahre 2005 bezogen auf das Emissionsvolumen des Jahres 1987 ermöglichen [vgl. Bundesregierung (1990)]. Die Arbeit der IMA-CO₂ wurde durch ein Forschungsprogramm des BMFT unterstützt [Bundesregierung (1997a), S. 70 ff.]. Mit diesem Kabinettsbeschluss erkennt die damalige Bundesregierung den Treibhauseffekt und die damit verbundene Klimaveränderung als eine Herausforderung zum Handeln an und beruft sich dabei mangels eindeutiger Erkenntnisse über die naturwissenschaftlichen Zusammenhänge einer Umweltbedrohung auf die Notwendigkeit zur Vorsorge für zukünftige Generationen [ebd., S. 70]. Damit folgt sie einer Feststellung der Enquete-Kommission: „Die Enquete-Kommission hält es daher angesichts des aktuellen wissenschaftlichen Kenntnisstandes und nach dem Vorsorgeprinzip für notwendig, geeignete Maßnahmen zur Eindämmung des zusätzlichen Treibhauseffektes auch im nationalen Rahmen unverzüglich einzuleiten“ [Enquete (1990b), S. 85].

In dem Beschluss der Bundesregierung vom 7. November 1990 wird auf der Basis des ersten Berichtes der IMA-CO₂ das CO₂-Reduktionsziel von 25% bis 2005 bezogen auf 1987 für die alten Bundesländer bestätigt und zugleich erweitert um eine nicht quantifizierte Forderung nach einer noch deutlich höheren prozentualen Minderung für die nun beigetretenen neuen Bundesländer [Bundesregierung (1997a), S. 72].

Im Kabinettsbeschluss vom 11. Dezember 1991 wurde das Reduktionsziel einer Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2005 um 25% bis 30% bezogen auf 1987 für Deutschland formuliert [Bundesregierung (1997a), S. 78]. Auf der Grundlage des zweiten Berichtes der IMA-CO₂ benennt die Bundesregierung in diesem Kabinettsbeschluss eine Reihe von geplanten Vorhaben zu deren Umsetzung [ebd., S. 78 ff.]. Beispielsweise wird dort die Einführung einer kombinierten CO₂ - Energiesteuer angestrebt, mit dem Ziel der Verteuerung und dem damit verbundenen Verbrauchsrückgang derjenigen Energieträger, die zum Klimaproblem durch ihre CO₂-Emissionen beitragen. Ebenso wird die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes für die laufende Legislaturperiode angekündigt, deren Ziel die Deregulierung der leitungsgebundenen Energieversorgung und damit verbunden die Stärkung des unternehmerischen Handlungsspielraumes der Versorgungsunternehmen ist. Als klimapolitische Begründung wird dazu ausgeführt, dass in einem liberalisierten Energiemarkt energie- und umweltpolitische Ziele besser und wirkungsvoller durch generelle Rahmenbedingungen zu erreichen sind, wozu auch der Zielkatalog des Energiewirtschaftsgesetzes um die Ziele Ressourcenschonung und Umweltschutz erweitert werden soll [ebd., S. 79].

In dem Beschluss der Bundesregierung vom 6. November 1997 auf der Basis des 4. Berichtes der IMA-CO₂ wird das nationale Ziel der Verminderung der CO₂-Emissionen um 25% bis zum Jahre 2005 gegenüber 1990 statt wie bisher gegenüber 1987 angeführt, ohne die Veränderung des Bezugsjahres im Vergleich zu den vorhergehenden Beschlüssen zu kommentieren. Diese bis heute gültige Formulierung erfuhr das Reduktionsziel durch die Rede des damaligen Bundeskanzlers zur Eröffnung der 1. Vertragsstaatenkonferenz am 5.4.1995 in Berlin: „Deutschland hält an seinem Ziel fest, bis zum Jahr 2005 seinen CO₂-Ausstoß gegenüber 1990 um 25% zu senken“, was einer 28%igen Reduktion in Bezug auf 1987 entspricht. Dieses Reduktionsziel wurde in der Regierungserklärung zur fünften Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) im Oktober 1999 in Bonn vom jetzigen Umweltminister erneut bestätigt.¹²

Der zum 18. Oktober 2000 vorgelegte fünfte Bericht der IMA-CO₂ trägt den Titel „Nationales Klimaschutzprogramm“ und wiederholt die Festlegung der Bundesregierung, dass Deutschland bis zum Jahr 2005 seinen CO₂-Ausstoß gegenüber 1990 um 25% senken will [Bundesregierung (2000a), S. 7 ff.]. In diesem Bericht werden zunächst die bisherigen Erfolge bei der Reduktion der Treibhausgase referiert. Demnach konnten bis 1999 die CO₂-Emissionen gegenüber 1990 um 15,3% und die der sechs Treibhausgase des Kyoto-Protokolls um rund 18,5% reduziert werden [ebd., S. 8]. Allerdings wird zugleich auf Untersuchungen (darunter auch die Studie Politikszenerarien II [Politikszenerarien (1999)], deren Szenarien im Rah-

¹² Redeprotokolle des Bundesumweltministeriums. Verfügbar von www.bmu.de, Abfragedatum: 4.2.2001.

men dieser Arbeit zusammen mit weiteren Szenarien analysiert und verglichen werden) verwiesen, die belegen, dass mit den bislang beschlossenen Maßnahmen das Reduktionsziel von 25% bis 2005 nicht erreicht werden kann. Zu dessen Erreichung sind die energiebedingten CO₂-Emissionen von 1990 in Höhe von 987 Mio. t auf 740 Mio. t in 2005 zu reduzieren, also um etwa 250 Mio. t [DIW (1999), Tab. 4]. Die Emissionsmenge betrug 1998, dem Jahr des Regierungswechsels, rund 857 Mio. t, so dass bis 2005 noch ca. 120 Mio. t zu reduzieren sind [ebd.].

Der Bericht der IMA-CO₂ enthält dazu einen umfangreichen Maßnahmenkatalog zur Zielerreichung, der sich auf 64 einzelne Politiken und Maßnahmen in den acht Bereichen querschnittsorientierte Maßnahmen, Private Haushalte, Verkehr, Industrie, Energiewirtschaft, erneuerbare Energien, Abfallwirtschaft und Landwirtschaft verdichten lässt [Bundesregierung (2000b), S. IX ff.]. Darin enthalten sind die Folgenden, von der neuen Bundesregierung schon beschlossenen Maßnahmen zur CO₂-Reduktion, von denen eine Minderung der CO₂-Emissionen bis 2005 um insgesamt ca. 18-20% erwartet wird [Bundesregierung (2000a), S. 8 ff.]:

- Die ökologische Steuerreform
- die Weiterführung des Stromeinspeisegesetzes durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz
- das Markteinführungsprogramm für erneuerbare Energien
- das 100.000 Dächer Programm für Photovoltaikanlagen
- Die Förderung schwefelarmer bzw. schwefelfreier Kraftstoffe für verbrauchungs- und emissionsarme Motortechniken

Um die bis 2005 verbleibende Lücke von ca. 50-70 Mio. t CO₂ zu schließen, werden in den Eckpunkten des nationalen Klimaschutzprogramms folgende Maßnahmen zur Umsetzung in den Jahren ab 2001 hervorgehoben [ebd., S.10 ff.]:

- Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
- Verabschiedung der Energieeinsparverordnung
- Förderprogramm zur CO₂-Minderung im Gebäudebestand
- Weiterentwicklung der Erklärung der Deutschen Wirtschaft zum Klimaschutz
- Maßnahmenbündel im Verkehrsbereich

Ebenso werden erstmals folgende sektorale Reduktionsziele bis 2005 aus der Summe der im Bericht der IMA-CO₂ angeführten Maßnahmen formuliert, wobei für den Fall, dass ein Sektor sein Minderungsziel nicht erreichen kann, dies durch verstärkte Anstrengungen in anderen Sektoren kompensiert werden soll [Bundesregierung (2000b), S. II ff.]

- Private Haushalte und Gebäudebereich: 18-25 Mio. t
- Energiewirtschaft und Industrie: 20 bis 25 Mio. t

- Verkehr: 15 bis 20 Mio. t

Es bleibt allerdings fraglich, ob die den einzelnen Maßnahmen zugeordneten Mengen an CO₂-Einsparung realistisch sind. Ebenso fraglich ist es, ob alle Maßnahmen zur Erreichung des Minderungszieles bis 2005 angesichts der bei jeder Umsetzung anstehenden Widerstände seitens der betroffenen Branchen überhaupt durchgesetzt werden können.

Politische Zielformulierungen haben neben ihrer vordergründigen Absicht einen vorgegebenen Sollwert durch Anstrengung zu erreichen auch immer eine strategische Komponente, die einer Zielverfehlung auch eine positive Seite zumisst. Hierbei wäre zu unterscheiden zwischen einem knappen Verfehlen des nationalen CO₂-Zieles, also im Ergebnis eine 20 bis 24%ige Reduktion und einem deutlichen Verfehlen mit 20% und weniger Reduktion. Im ersten Falle wäre angesichts einer sehr ambitionierten Zielvorgabe bei einem Vergleich dieser Reduktionsleistung mit denen anderen Industrieländer und mit gleichzeitigem Blick auf die damit schon übertroffene Reduktionsverpflichtung gemäß Kyoto für die Politik ohnehin ein Erfolg zu deklarieren.

Im zweiten Falle kann das deutliche Verfehlen des Zieles eingestanden werden, wobei die Mitschuld der Politik durch den Verweis auf nicht oder nur wenige beeinflussbare Gründe verdeckt werden könnte. Die positive Seite der Zielverfehlung läge dann in der Möglichkeit, angesichts des nun anstehenden Reduktionszieles bis 2010 konkrete und vielleicht unpopuläre Maßnahmen in dem sich dann ergebenden Akzeptanzfenster der kurzfristig für die Klimaproblematik sensibilisierten Öffentlichkeit umzusetzen.

2.5. Zusammenstellung der Reduktionsziele für den Stromsektor

Deutschland nimmt im Rahmen der internationalen Bemühungen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen eine besondere Rolle ein. Es wurde nicht nur ein vergleichsweise ambitioniertes nationales Reduktionsziel bis 2005 formuliert, sondern Deutschland hat sich auch im Kyoto-Protokoll in Verbindung mit der Lastenteilung innerhalb der Europäischen Union zu einem überdurchschnittlich hohen Beitrag zur Vermeidung von Treibhausgasen verpflichtet. Für Deutschland wird heute schon eine erhebliche Reduktionsleistung statistisch ausgewiesen. Die folgende Tabelle zeigt die bisherige Entwicklung der Emissionen der im Kyoto-Protokoll erfassten Treibhausgase bis 1998 sowie eine Projektion für das Jahr 2010.

Tabelle 2.1 Zielindikation zur Reduktion der Treibhausgase

Treibhausgas (in Gg)	1990	1998	Veränderung 1990 / 1998	Veränderung 1990 / 1999	Projektion 2010	Veränderung 1990/2010
CO ₂	1.014.500	884.000 (1999: 859.000)	-12,9%	-15,3%	828.000	-18,4%
CH ₄	5.571	3.555	-36,2%		2.628	-52,8%
N ₂ O	225	163	-27,6%		157	-30,2%
H-FKW	2,135	2,884	35,1%		18,825	+781,7%
FKW	0,258	0,221	-14,3%		0,340	-31,8%
SF ₆	0,261	0,238	-8,8%		0,209	+19,9%
Emissionen in CO ₂ -Äquivalenten	1.210.049	1.022.346	-15,5%		956.000	-21%
<p>Die Projektion für die Treibhausgase ohne CO₂ entspricht dem im Nationalen Klimaschutzbericht referierten Szenario „Mit Maßnahmen“. Der Wert für CO₂ in 2010 wurde hier so angesetzt, dass die Reduktion der gesamten Treibhausgasemissionen in CO₂-Äquivalenten dem Kyotoziel in 2010 von 21% entspricht. Quelle: [Bundesregierung (2000a), S. 25], eigene Berechnungen.</p>						

Insgesamt reduzierten sich in Deutschland im Zeitraum 1990 bis 1998 die Treibhausgasemissionen um 15,5%. Dieser Wert erhöht sich auf 18,5%, wenn man den deutlichen CO₂-Rückgang im Jahre 1999 hinzurechnet. Die außergewöhnlich hohe Zunahme der H-FKW-Emissionen ist im Wesentlichen durch die stark zunehmende Verwendung dieser Substanzen im Zuge der durch den Schutz der Ozonschicht motivierten Substitution von FCKW und H-FCKW begründet [Bundesregierung (2000a), S. 123 ff.].

Im Unterschied zum nationalen Reduktionsziel bis 2005 bezieht sich die im Kyoto-Protokoll festgelegte Reduktionsverpflichtung auf einen Treibhausgaskorb von insgesamt sechs Treibhausgasen. Davon haben in Deutschland CO₂, Methan und N₂O -bewertet jeweils mit ihrem GWP- den größten Anteil an den Treibhausgasemissionen. Von diesen ist allerdings nur CO₂ überwiegend energiebedingt.¹³ Es besteht somit für jede Vertragspartei des Kyoto-Protokolls grundsätzlich die Möglichkeit, das Reduktionsziel mit einer geringeren Reduktion der CO₂-Emissionen und dafür mit einer höheren Reduktion bei den übrigen Treibhausgasen zu erreichen. In der Tabelle 2.1 wird davon bei der Bestimmung der maximalen CO₂-Emissionen zur Zielerreichung in 2010 Gebrauch gemacht. Die in dieser Tabelle gezeigte Projektion der Treibhausgasreduktion basiert auf einem ambitionierten „Mit Maßnahmen-Szenario“ und zeigt, dass bei erfolgreicher Reduktion der anderen Klimagase in Bezug auf CO₂ bis 2010 nur noch 18,4% statt 21% einzusparen

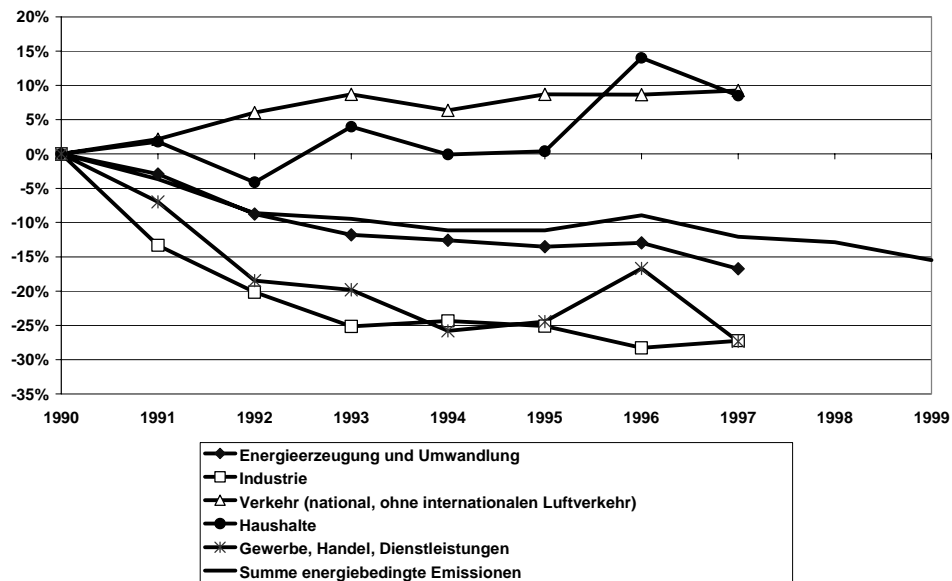
¹³ Ca. 24% der gegenwärtigen CH₄-Emissionen fallen im Energiesektor an. Bei der Förderung von Steinkohle, bei Verbrennungsprozessen sowie in der Gaswirtschaft durch Leitungsverluste. Von den N₂O-Emissionen sind ca. 17% energiebedingt. [Politikszenerien 1997 Tab. 9 und Tab. 13]

sind. Da der Großteil der Emissionen dieser übrigen Treibhausgase nicht im Energiesektor sondern im Landwirtschaftssektor anfällt und damit die Bestimmungsgründe für deren Höhe völlig außerhalb des Betrachtungshorizontes dieser Arbeit liegen, wird diese Option zur Beeinflussung des Kyotoziels hier nicht weiter verfolgt.¹⁴ Deshalb wird das Reduktionsziel des Kyoto-Protokolls über alle sechs Treibhausgase im Folgenden mit einem CO₂-Reduktionsziel gleichgesetzt.

Der in der folgenden Abbildung 2.1 gezeigte Rückgang der CO₂-Emissionen seit 1990 ist das Ergebnis gegenläufiger Trends. Während der Anstieg der Bevölkerung und ein Zuwachs des Sozialproduktes in diesem Zeitraum den Bedarf an Nutzenergie steigen lassen, wirken sich eine Verbesserung der Umwandlungseffizienz und eine Veränderung der Energieträgereinsatzstruktur von kohlenstoffreicheren zu kohlenstoffärmeren Energieträgern emissionsmindernd aus. Die gesamtwirtschaftliche Energieintensität ist zwischen 1990 und 1999 um rund ein Viertel zurückgegangen, was einer Senkung im Jahresdurchschnitt um 3,3% entspricht [Schafhausen (2001), S. 30].

In sektoraler Hinsicht verläuft die Entwicklung der CO₂-Emissionen ebenfalls gegenläufig, wie die folgende Abbildung 2.1 zeigt. Die Emissionsreduktion von 1990 bis 1998 in den Sektoren Industrie (minus 31%), Energieumwandlung (minus 16,1%) sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen fallen so groß aus, dass sie die nahezu kontinuierlichen Zuwächse der CO₂-Emissionen in den Sektoren Haushalte (plus 6%) und Verkehr (plus 11,1%) reichlich überkompensieren. Eine genauere Analyse der Entwicklung der CO₂-Emissionen im Stromsektor erfolgt in Kapitel 3.3.

¹⁴ Weder Strommodelle noch Energiesystemmodelle können ihre Systemgrenzen derart erweitern, dass alle vorhandenen Reduktionspotenziale bei Methan, N₂O und den weiteren Treibhausgasen im Rahmen der Kostenminimierung berücksichtigt werden.

Abbildung 2.1 Sektorale Entwicklung der CO₂-Emissionen


Quelle: [DIW (1999), Tab. 4], eigene Darstellung.

Sowohl das nationale Reduktionsziel bis 2005 sowie das Kyotoziel beziehen sich auf die Summe der Emissionen aller Sektoren. Da im Rahmen dieser Arbeit nur der Stromsektor betrachtet wird, werden in vereinfachender Weise diese Reduktionsziele auf den Stromsektor übertragen. Zur Berechnung der absoluten CO₂-Mengen, die entsprechend der Reduktionsziele zukünftig emittiert werden dürfen, werden in der folgenden Tabelle die absoluten Werte der CO₂-Emissionen für den Stromsektor in 1990 dargestellt.

Tabelle 2.2 CO₂-Emissionen des Energiesektors 1990

Sektor	1990 (Mio. t)
Energieerzeugung / -umwandlung	439,4
davon Kraftwerke	353,3
davon Heizkraftwerke/ Fernheizwerke	42,9
davon übrige Umwandlungsbereiche	43,0
Quelle: [DIW (1998), Tab. 4], eigene Darstellung.	

Wenn in den zu untersuchenden Szenarien das jeweilige Reduktionsziel vom Stromsektor gerade noch erreicht wird, wird damit zugleich unterstellt, dass die übrigen, in dieser Arbeit nicht betrachteten Sektoren, in der Summe ebenfalls eine entsprechende Reduktion erreichen, wenn das für die Summe aller Sektoren geltende Reduktionsziel erfüllt werden soll. Die Kompensation einer geringeren Reduktionsleistung in den anderen Sektoren durch eine höhere Reduktionsleistung im Stromsektor, wie sie in der Vergangenheit erfolgt ist und zu dem Rückgang der Gesamtemissionen in Abbildung 2.1 geführt hat, wäre dann nicht möglich. Im Umkehrschluss ist es ebenso möglich, wenn auch unwahrscheinlicher, dass die E-

missionsreduktion im Stromsektor geringer als das nationale oder internationale Reduktionsziel ausfallen kann, wenn die übrigen Sektoren in der Summe eine höhere Emissionsreduktion leisten.

Da sich das nationale Reduktionsziel ausschließlich auf das Zieljahr 2005 bezieht und im Protokoll von Kyoto nur von einem Verpflichtungszeitraum von 2008 bis 2012 gesprochen wird, stellt sich die Frage, welche Reduktionsziele für die weiteren Jahrzehnte gelten sollen. Der Bericht der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ konkretisiert die ersten beiden Sätze des 2. Artikels der Klimarahmenkonvention auf der Basis der bis dahin vorliegenden Forschungsergebnisse [Enquete (1995), S. 111 ff.]. Demnach ist Artikel 2 der Klimarahmenkonvention so auszulegen, dass bis 2050 die globalen CO₂-Emissionen auf höchstens die Hälfte des bis 1990 erreichten Niveaus abgesenkt werden müssen. Da dies in einer Zeit geschehen muss, in der sich die Weltbevölkerung in etwa verdoppeln wird und dieser Zuwachs nur zu einem kleinen Teil in den Industrieländern stattfinden wird, muss den Entwicklungsländern eine Zunahme der CO₂-Emissionen zugestanden werden. Das führt entsprechend zu einer für die Industrieländer zu leistenden CO₂-Reduktion von 70 bis 80% bis 2050.

Der ‚Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen‘ leitet aus seiner integrierten Analyse von Klimaschutzstrategien bezogen auf das Basisjahr 1990 Reduktionsziele für Treibhausgase für die Jahre 2010 (-23%), 2020 (-43%) und für 2050 (-77%) ab [WBGU (1997), S. 4]. Da weder in der Klimarahmenkonvention noch in dem Protokoll von Kyoto quantitative Reduktionsziele für die Zeit nach 2010 genannt werden und auch in der aktuellen klimapolitischen Diskussion noch keine konkreten Zielvorgaben für 2020 und darüber hinaus genannt werden, werden in dieser Untersuchung die Zielwerte zwischen 2010 und 2050 durch lineare Interpolation ermittelt. Dadurch ergeben sich folgende Reduktionsziele: -36% für 2020, -51% für 2030, -65% für 2040 und -80% für 2050. Da, wie noch zu erläutern sein wird, im Rahmen dieser Untersuchung keine eigenen Szenarien gerechnet werden, hat diese Festlegung keinen Einfluss auf die Szenarienergebnisse, wohl aber auf den Bezugsrahmen zur Bewertung der in den Szenarien erreichten Emissionsreduktionen.

Die folgende Auflistung zeigt zusammenfassend die derzeit für Deutschland existierenden drei Reduktionsziele, an denen die hier zu untersuchenden Szenarien gemessen werden. Zum Zeitpunkt der Abfassung dieser Arbeit ist keines der folgenden drei Ziele völkerrechtlich verbindlich.

- Das nationale CO₂-Reduktionsziel. 25% weniger CO₂-Emissionen bis 2005 gegenüber 1990.

- Das im Protokoll von Kyoto festgelegte Reduktionsziel für die Europäische Union. Durch die Lastenverteilung innerhalb der EU ergeben sich als Ziel für Deutschland 21% weniger CO₂-Emissionen bis 2008/2012 gegenüber 1990.¹⁵
- Das aus der Klimarahmenkonvention abgeleitete Reduktionsziel in Höhe von 80% weniger CO₂-Emissionen bis 2050 gegenüber 1990.

Im Folgenden wird zur sprachlichen Vereinbarung von einem 25%-Ziel bis 2005, von einem 21%-Ziel bis 2010 und einem 80%-Ziel bis 2050 gesprochen.

¹⁵ Wie bereits ausgeführt wird hier vereinfachend das Reduktionsziel des Kyoto-Protokolls für sechs Treibhausgase mit einem CO₂-Reduktionsziel gleichgesetzt.

3. Die Elektrizitätserzeugung in Deutschland

Alle Techniken zur stofflichen und energetischen Umwandlung von Energieträgern umfasst der Umwandlungssektor. Im Folgenden wird die energetische Umwandlung von fossilen und nichtfossilen Energieträgern zu Strom als Teilgebiet des Umwandlungssektors betrachtet. Die Erzeugung von Wärme wird im Folgenden nur insofern berücksichtigt, als dass diese gekoppelt mit der Stromerzeugung erfolgt.

Zunächst folgt ein kurzer Abriss der wesentlichen energiepolitischen Rahmenbedingungen für die Erzeugung von Elektrizität und deren Konsequenzen für die Entwicklung der einzelnen Energieträger. Dadurch werden die Bestimmungsgründe umrissen, die die Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur im letzten Jahrzehnt wesentlich mitbestimmt haben. Die Modellrechnung mit dem EMS-Modell setzt dann auf diesem Ist-Zustand der Stromerzeugungsstruktur des Jahres 1998 auf und führt für das Startjahr 1999 und die folgenden Jahre des Betrachtungszeitraumes die Berechnungen durch. Darüber hinaus werden im Folgenden rechtliche Rahmenbedingungen für die zukünftige Entwicklung einzelner Stromerzeugungstechnologien aufgezeigt, die bei der Parametrisierung des EMS-Modells zu berücksichtigen sind.

3.1. Die energiepolitischen Rahmenbedingungen der Elektrizitätserzeugung

Im Energiewirtschaftsgesetz von 1935 wurde als Ziel formuliert, Strom und Gas zu einem günstigen Preis bereitzustellen und eine flächendeckende Versorgung sicherzustellen [Reichsgesetzblatt (1935), S. 1451 ff.]. In der Bundestarifordnung Elektrizität aus dem Jahre 1989 wird in den allgemeinen Grundsätzen darüber hinaus festgelegt, dass in den Tarifen die Erfordernisse einer rationellen und sparsamen Verwendung von Elektrizität und die Erfordernisse zur Ressourcenschonung und möglichst geringen Umweltbelastung zu berücksichtigen sind [vgl. Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt), §1].

Daraus lassen sich vier grundlegende Ziele der Energiepolitik ableiten: Wirtschaftlichkeit, Umweltschutz, Ressourcenschonung und Versorgungssicherheit. Es liegt auf der Hand, dass diese vier qualitativ formulierten politischen Ziele aufgrund bestehender Zielkonflikte eine andauernde und im Zeitablauf sich entwickelnde Einflussnahme der Politik auf den Energiesektor bedingen. Dies ändert sich auch nicht durch den Verlust nationalstaatlicher Einflussmöglichkeiten auf Unternehmen des Energiesektors, die in einem liberalisierten europäischen Markt operieren. Denn die Liberalisierung der Energiemärkte selbst und die zu beobachtende zunehmende Einflussnahme europäischer Institutionen auf die nationale Energiepolitik ist Ergebnis einer sich etablierenden Energiepolitik auf europäischer Ebene.

Die Schwerpunkte der Energiepolitik der neunziger Jahre in Deutschland bis zum Regierungswechsel waren die Förderung von Energieeinsparung und erneuerbaren Energien, die Neuregelung der Finanzierung deutscher Steinkohle sowie die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte. Die Eckpunkte der Energiepolitik der neuen Bundesregierung sind in der Koalitionsvereinbarung zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschland und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN vom 20. Oktober 1998 unter dem Titel "Aufbruch und Erneuerung - Deutschlands Weg ins 21. Jahrhundert" [vgl. Bundesregierung (1998)], in der Regierungserklärung des Bundeskanzlers vom 10. November 1998 [vgl. Bundesregierung (1998a)] und in den Leitlinien zur Energiepolitik vom 5. Juni 2000¹⁶ formuliert. Dort werden in Bezug auf den Stromsektor folgende Vorhaben angeführt, von denen einige schon umgesetzt wurden:

- Einführung einer ökologischen Steuerreform mit dem Ziel, den Faktor Energie zu verteuern und den Faktor Arbeit zu verbilligen.
- Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie so schnell wie möglich mit einer umfassenden und unumkehrbaren gesetzlichen Regelung noch in der laufenden Legislaturperiode.
- Förderung wirksamer Maßnahmen zur Energieeinsparung und eines breiteren Einsatzes der Kraft-Wärme-Kopplung.
- Schaffung sicherer und fairer Marktchancen für erneuerbare und heimische Energien und einer gerechten Verteilung der Kosten dieser zukunftsfähigen Energien.
- Neugestaltung des Energierechts, insbesondere Herstellung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs durch eine klare rechtliche Regelung.
- Umsetzung des Kohlekompromisses von 1997 sowie Nutzung von Steinkohle und Braunkohle in einem neuen Energiemix, wobei die Verwendung modernster Kraftwerkstechniken mit hohen Wirkungsgraden angestrebt wird.

Im Folgenden wird für die im EMS-Modell erfassten Erzeugungstechniken die bisherige Entwicklung und der Stand der energiepolitischen Rahmenbedingungen dargestellt.

¹⁶ Im Juni 1999 haben Bundeswirtschaftsminister Dr. Werner Müller und der Kuratoriumsvorsitzende des Forums für Zukunftsenergien, Dr. Rolf-E. Breuer, den Energiedialog 2000, einen breiten gesellschaftspolitischen Diskussionsprozess zur Energiepolitik, ins Leben gerufen. Als Ergebnis der einjährigen Debatte wurden die Leitlinien zur Energiepolitik bei der Abschlussveranstaltung des Energiedialogs am 5. Juni 2000 in Berlin der Öffentlichkeit vorgestellt. Auf der Grundlage der Leitlinien zur Energiepolitik wird die Bundesregierung ihr Energiekonzept ausformulieren und dieses dann in der Öffentlichkeit und im Parlament zur Diskussion stellen. [Leitlinien zur Energiepolitik, verfügbar von <http://www.bmwi.de/textonly/Homepage/Politikfelder/Energiepolitik/> Abfragedatum: 5.5.2001].

3.1.1. Die Besteuerung von Energieträgern

Bei der Ausgestaltung des Steuersystems einer Volkswirtschaft sind mehrere Ziele zu berücksichtigen. Die Besteuerung soll in erster Linie Mittel für den Staat zur Finanzierung seiner Aufgaben bereitstellen und zugleich auf die Einkommens- und Vermögensverteilung sowie die Stabilität des Wirtschaftsprozesses Einfluss nehmen. Dabei soll in einer Marktwirtschaft das Marktergebnis durch das Steuersystem so wenig wie möglich beeinflusst werden. Da Steuern unmittelbar oder mittelbar die Marktpreise verändern, kann deren Einfluss auf das Verhalten der Marktteilnehmer nur dann gering gehalten werden, wenn eine möglichst gleichmäßige Besteuerung von Gütern und Produktionsfaktoren erreicht wird.

Das Steuersystem hat weiterhin die Aufgabe, bei Marktversagen korrigierend einzuwirken. Gerade bei der Nutzung der Umwelt reflektieren die Marktpreise von Gütern oder Dienstleistungen, deren Produktion die Umwelt belastet, nur unzureichend die Kosten der Umweltnutzung, die als Kosten für die Wiederherstellung einer nicht geschädigten Umwelt ausgedrückt werden können. Ursache dafür sind fehlende Eigentumsrechte an der Umwelt und Nichtrivalität und Nichtausschließbarkeit von Nichtzahlern bei der Umweltnutzung, die das Gut „saubere Umwelt“ zu einem öffentlichen Gut machen, für das keine marktmäßige Koordination bzw. Allokation möglich ist. Deshalb ist es die Aufgabe der kollektiven Willensbildung und damit in Bezug auf den Umweltschutz die Aufgabe der Umweltpolitik, entweder durch administrative oder durch anreizorientierte Instrumente die bei Produktions- oder Konsumaktivitäten entstehenden externen Effekte, wie beispielsweise Luftverschmutzung, in Grenzen zu halten.

Neben den sehr erfolgreichen administrativen Maßnahmen beispielsweise zur Minderung der Luftbelastung¹⁷ mit Schadstoffen wie Schwefel- und Stickoxide stellt das auf den englischen Nationalökonom Arthur Cecil Pigou zurückgehende Konzept der Besteuerung eines Gutes, dessen Preis die externen negativen Effekte nicht enthält, ein anreizorientiertes Instrument der Umweltpolitik dar. Die Mineralölsteuer, die die Besteuerung von Kraftstoffen, Heizöl, Erdgas und Flüssiggas regelt, ist das bekannteste Beispiel einer solchen Steuer, obgleich insbesondere die Erhöhungen der Besteuerung von Kraftstoffen in den Jahren 1991 (plus 22 Pf/l) und 1994 (plus 16 Pf/l) höchstens vordergründig umweltpolitisch motiviert waren.

Mit Wirkung zum 01. April 1999 trat nach einem jahrzehntelangen Diskussionsprozess das "Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform" in Kraft [vgl. Bun-

¹⁷ In Deutschland gelten zur Zeit die Immissionswerte der TA-Luft aus dem Jahr 1986 und die Grenzwerte der EG-Richtlinie 80/779/EWG von 1980, zuletzt geändert durch die Richtlinie 89/427/EWG. Diese wurde mit der 22. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes 1993 in nationales Recht überführt. [Senatsverwaltung für Stadtentwicklung Berlin. Beurteilungskriterien für Luftverunreinigungen. Verfügbar von <http://www.stadtentwicklung.berlin.de/>, Abfragedatum: 20.02.2001].

desregierung (1999)]. Das Gesetz beinhaltet in Art. 1 das neu geschaffene Stromsteuergesetz (StromStG), sowie in Art. 2 Änderungen im Mineralölsteuergesetz mit entsprechenden Mineralölsteuererhöhungen. Darin wird eine schrittweise Anhebung der Mineralölsteuer auf Kraftstoffe, eine steuerliche Förderung schwefelarmer bzw. -freier Kraftstoffe und eine Einführung mit nachfolgender schrittweisen Anhebung der Stromsteuer beschlossen. Die Stromsteuer sowie die entsprechenden Teile der Mineralölsteuer werden zusammen als "Ökosteuern" bezeichnet.

Mit der Ökosteuern wird der Versuch unternommen, das beschäftigungspolitisch formulierte Ziel einer Entlastung des Faktors Arbeit mittels Reduktion der Beiträge zur Sozialversicherung, speziell der Rentenversicherungsbeiträge zu verbinden mit der Erhebung von indirekten Steuern auf ausgewählte Energieträger. Von dieser Verteuerung der Energieträger wird eine verbrauchslenkende und damit Ressourcenschonende und Schadstoffemissionsmindernde Wirkung erwartet.¹⁸

Die Stromsteuer beinhaltet die in der folgenden Tabelle wiedergegebenen vier verschiedenen Steuersätze je nach der Verwendung des Stromes, nach der Art und Weise der Erzeugung des Stromes sowie nach den verschiedenen Personengruppen bzw. Unternehmen, die den Strom verwenden.

Tabelle 3.3 Steuersätze der Stromsteuer

DM/MWh	Ab 04/1999	2000	2001	2002	2003
Voller Steuersatz für priv. Haushalte und sonstige nichtbegünstigte Gewerbe (§ 3 StromStG)	20	25	30	35	40
Ermäßigter Steuersatz 50% (§ 9 Abs. 2 StromStG)	10	25	30	35	40
Ermäßigter Steuersatz 20% (§ 9 Abs. 3 StromStG)	4	5	6	7	8
Steuerfreier Strom (§ 9 Abs. 1 StromStG)	0	0	0	0	0
Quelle: [Bundesregierung (1999)], eigene Darstellung.					

Der ermäßigte Steuersatz in Höhe von 50% gilt für den Betrieb von Nachtspeicherheizungen, die vor dem 1. April 1999 installiert worden sind (Ausnahmen gibt es bei Unternehmen des produzierenden Gewerbes bzw. der Land- und Forstwirtschaft, welche nur 20% Stromsteuer zahlen) und für den Verkehr von Oberleitungsbussen oder für den Fahrbetrieb im Schienenverkehr mit Ausnahme der betriebsinternen Werkverkehre und Bergbahnen. Der ermäßigte Steuersatz in Höhe

¹⁸ Für eine umfassende Darstellung des Diskussionsprozesses zur Konzeption und Einführung der Öko-Steuer vgl. [Reiche u.a. (1999) und UBA (1999)].

von 20% (zuzüglich des Sockelbetrages¹⁹) gilt für Unternehmen der Land- u. Forstwirtschaft, der Teichwirtschaft und Fischzucht sowie für Unternehmen des produzierenden Gewerbes. Der steuerfreie Strom (zuzüglich des Sockelbetrages) gilt, wenn der Strom aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wurde oder für Eigen-Erzeugung in Anlagen bis zu einer elektrischen Nennleistung von 0,7 MW (ab 1.1.2000: 2 MW) sowie im Rahmen des Contracting.

Grundsätzlich kann durch die Verteuerung des Stromes eine nachfragedämpfende Wirkung erwartet werden, obgleich dieser Effekt derzeit vermindert oder sogar überkompensiert wird durch die seit der Liberalisierung des Strommarktes erfolgten Strompreissenkungen.

Die Anhebung der Mineralölsteuer durch die ökologische Steuerreform betrifft nicht den Einsatz von Öl und Erdgas zur Stromerzeugung. Damit gelten bis heute die auch bis zum 1.4.1999 geltenden Steuersätze zur Stromerzeugung für leichtes Heizöl (8 Pf/l), schweres Heizöl (55 Pf/l), Erdgas (0,36 Pf/kWh) sowie Flüssiggas (5 Pf/kg). Mit der zweiten Stufe der ökologischen Steuerreform wird Erdgas zum Einsatz in Kondensationskraftwerken für zehn Jahre von der Mineralölsteuer befreit, wenn diese einen Wirkungsgrad von mindestens 57,5% erreichen. Das entspricht einer Verbilligung der erzeugten Kilowattstunde von ca. 0,7 Pf/kWh. Alle KWK-Anlagen²⁰ mit einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 70% werden völlig von der gesamten Mineralölsteuer befreit (ab 1.1.2000 dazu monatliche Abrechnung), was einer Rückvergütung der bis zum 1.4.1999 geltenden Mineralölsteuer durch die ökologische Steuerreform entspricht.

In Bezug auf die Entwicklung der Brennstoffstruktur zur Stromerzeugung seit 1990 ging von der Besteuerung von Energieträgern durch die Mineralölsteuer insofern eine Beeinflussung aus, als dass die Erzeugung aus Erdgas und insbesondere aus Heizöl im Vergleich zur Kohleverstromung relativ verteuert wurde. Die ökologische Steuerreform hat die Besteuerung des Erdgaseinsatzes zurückgenommen und bei KWK-Anlagen auch die Besteuerung des Einsatzes von Heizöl. Allerdings stehen die somit verursachten relativen Preisveränderungen in keinem Verhältnis zu den seit Anfang 1999 zu beobachtenden Veränderungen der Weltmarktpreise für Erdöl und damit Erdgas, was die Lenkungswirkung der ökologischen Steuerreform auf die Struktur der Stromerzeugung erheblich verringern dürfte.

3.1.2. Die Liberalisierung des Strommarktes

Bis Ende der neunziger Jahre unterlag die Energiewirtschaft in Deutschland einer Reihe von Regulierungen, die ihr eine besondere Rolle innerhalb der i.w. markt-

¹⁹ Der Sockelbetrag ist die Mindestverbrauchsmenge an Strom, welche das entsprechende Unternehmen in jedem Kalenderjahr zum vollen Steuersatz versteuern muss. Der Sockelbetrag entspricht dabei immer einem "Gegenwert" von 1.000 DM Stromsteuer.

²⁰ Ausgenommen sind explizit Anlagen mit Gasturbinen und nachgeschalteten Dampfturbinen ohne Wärmeauskopplung.

wirtschaftlich organisierten Wirtschaftsordnung zukommen ließen. Durch eine Ausnahmeregelung im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen waren Konzessions- und Demarkationsverträge bis dahin zulässig. Erstere gaben den Unternehmen das Recht, Straßen und Wege für die leitungsgebundene Versorgung gegen Entgelt zu nutzen. Eine Monopolstellung für das jeweilige Unternehmen in einem Versorgungsgebiet ergab sich aus der vereinbarten exklusiven Nutzung der Wegenutzungsrechte. Demarkationsverträge zwischen den Unternehmen verhinderten das Engagement eines Unternehmens im Versorgungsgebiet oder auf der Wertschöpfungsstufe eines anderen Unternehmens und regelten mitunter auch die Aufteilung der Belieferung von Verteilerunternehmen zwischen den Erzeugerunternehmen.

Im Gegenzug für diese staatlich gewährte Ausnahme vom Wettbewerb waren die Unternehmen verpflichtet, die Versorgungssicherheit preiswürdig und flächendeckend, d.h. für alle im Versorgungsgebiet ansässigen Verbraucher zu den gleichen allgemeinen Tarifbedingungen, zu gewährleisten. Das Energiewirtschaftsgesetz gewährte dem Staat durch die Energieaufsicht Einflussmöglichkeiten auf Investitionen, Preise und Geschäftsbedingungen der EVU. Die Bundestarifordnung enthielt Kriterien für die Tarifpreise, wobei sich die Tarife an den Kosten der Elektrizitätsunternehmen zu orientieren hatten. Im Kontext dieser komfortablen rechtlichen Rahmenbedingungen ist es zu sehen, dass die EVU 1990 mit dem Stromeinspeisegesetz verpflichtet wurden, Strom aus bestimmten erneuerbaren Energiequellen abzunehmen und entsprechend den im Gesetz definierten Preisen zu vergüten.

Den EVU war es angesichts dieser wettbewerbsrechtlichen Ausnahmeregelungen möglich, Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur in höchster technischer Qualität zu errichten und die Kosten im Wesentlichen auf den Tarifabnehmerbereich zu überwälzen. Auch kapitalintensive Investitionen in Großkraftwerke stellten kein Risiko dar, da die Abschreibung selbst für Überkapazitäten gesichert war.

Am 19.12.1996 wurde die ‚Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt‘ (Binnenmarkt-Richtlinie Strom) verabschiedet und trat am 19.02.1997 in Kraft, wobei die Umsetzung in nationales Recht der Mitgliedsstaaten bis zum 19.02.1999 erfolgen sollte [vgl. EU (1996)]. Ziel dieser Richtlinie war die schrittweise Liberalisierung der europäischen Strommärkte im Wesentlichen durch die Instrumente ‚Netzzugang Dritter‘ und ‚Leitungsbau‘. Der deutsche Bundestag hat daraufhin am 24. April 1998 das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) beschlossen [vgl. Bundesregierung (1998b)]. Mit diesem Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts wurde nach 63 Jahren ein neuer Ordnungsrahmen für die Elektrizitätswirtschaft durch folgende Regelungen geschaffen:

- Die geschlossenen Versorgungsgebiete werden abgeschafft, indem die kartellrechtliche Freistellung von Demarkationsverträgen aufgehoben wird. Damit wird der Bau von parallelen und zusätzlichen Versorgungsleitungen durch Dritte ermöglicht.
- Das vorhandene Netz darf von Dritten zur Durchleitung von Strom genutzt werden. Die dafür zu entrichtenden Netzentgelte werden nicht staatlich festgesetzt, sondern im Rahmen des verhandelten Netzzuganges von den Marktteilnehmern ausgehandelt. Die dazu notwendigen Regelungen werden von den Verbänden der Stromverbraucher und Stromerzeuger definiert.
- Die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft sind verpflichtet, für die Bereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung sowie ggf. Handel eine getrennte Rechnungslegung einzuführen.

Die Folgen der Liberalisierung in Bezug auf den Erzeugungssektor lassen sich aus dem im Wettbewerb möglichen Preisvergleich der Kunden und dem daraus resultierenden Preisdruck auf die Unternehmen ableiten. Durch diesen müssen die Kostenstrukturen bestehender Kraftwerke nun mit Strombezugsangeboten verglichen werden. Somit besteht zunächst der Zwang zur Senkung der Betriebskosten. Reicht das nicht aus, stehen außerplanmäßige Stilllegungen betriebswirtschaftlich nicht rentabler Kraftwerke an. In Bezug auf die Errichtung von neuen Kraftwerken sind kapitalintensive Investitionen nachteilig. Denn privatwirtschaftliche Unternehmen unterliegen dem Zwang, mittel- und langfristige eine angemessene Kapitalrendite zu erwirtschaften. Damit bestehen Erwartungen an die Verzinsung des in Investitionen gebundenen Kapitals, die umso schwerer erfüllt werden können, je kapitalintensiver ein bestimmtes Projekt ausfällt. Zusätzlich belastet werden kapitalintensive Investitionen durch die verringerte Planungssicherheit der Unternehmen, die zur Bevorzugung von kürzeren Amortisationszeiten führt, da Investitionsentscheidungen auf der Grundlage von Marktgegebenheiten und damit unter unvollständigen Informationen und Risiken gefällt werden müssen.

3.1.3. Die Kernenergiepolitik

Nach siebenjähriger Bauzeit nahm 1989 Neckarwestheim-2 als letztes in Deutschland gebaute Kernkraftwerk die Stromerzeugung auf. Stillgelegt wurden seit 1990 Kernkraftwerke an den Standorten Greifswald (1990), Rheinsberg (1990) und Würgassen (1995) [Atomwirtschaft (2000), S. 95 ff.]. Das Kernkraftwerk Mühlheim-Kärlich wurde 1986 fertiggestellt, aber 1988 aufgrund der gerichtlich aufgehobenen 1. Teilerrichtungsgenehmigung abgeschaltet [ebd., S. 132]. Aufgrund ausreichender Erzeugungskapazitäten bestand auch nach der Wiedervereinigung für den Zubau von Kernkraftwerken in den neunziger Jahren keine wirtschaftliche Notwendigkeit.

Mit dem Regierungswechsel von 1998 erfolgte eine politische Neubewertung der Kernenergie. Im Koalitionsvertrag von 1998 legte die Koalition aus SPD und GRÜNEN fest, dass der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie innerhalb der anstehenden Legislaturperiode umfassend und unumkehrbar gesetzlich geregelt werden soll [Bundesregierung (1998c), S. IV.3]. Die Bundesregierung hat sich dann über zwei Jahre lang bemüht, die Modalitäten für diesen Atomausstieg im Konsens mit der Atomwirtschaft festzulegen. Im Juni 2000 verständigte sie sich mit den Versorgungsunternehmen darauf, die künftige Nutzung der vorhandenen Kernkraftwerke zu befristen und das Atomgesetz dahingehend zu novellieren, Genehmigungen für die Errichtung und den Betrieb von neuen Kernkraftwerken zu verbieten [Bundesregierung (2000), Anlage 5].

In dieser Vereinbarung wird für jedes einzelne Kernkraftwerk festgelegt, welche Strommenge es gerechnet ab dem 1.1.2000 bis zu seiner Stilllegung maximal produzieren darf. Dazu wird auf der Grundlage einer Regellaufzeit von 32 Kalenderjahren ab Beginn des kommerziellen Leistungsbetriebes die ab dem 01.01.2000 noch verbleibende Restlaufzeit bestimmt und mit einer definierten jahresbezogenen Referenzmenge multipliziert [ebd., S. 4].²¹ Diese sogenannten Reststrommengen summieren sich zu einer maximalen Gesamtproduktion in Höhe von 2.516,05 TWh (netto).

Weiterhin wurde vereinbart, dass das Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich nicht mehr in Betrieb geht. Die für dieses Kraftwerk ausgewiesene Reststrommenge in Höhe von 107,25 TWh (netto) kann der Betreiber RWE auf andere Kernkraftwerke übertragen.²² Somit dürfen mit Kernkraftwerken ab dem 01.01.2000 insgesamt noch maximal 2.623,3 TWh (netto) Strom produziert werden, was in etwa der Summe der bisher von allen deutschen Kernkraftwerken bis Ende 1999 erzeugten Strommenge entspricht.

Die Vereinbarung erlaubt ausdrücklich die Übertragung von Strommengen von weniger wirtschaftlichen Kernkraftwerken auf wirtschaftlichere Anlagen. Deshalb kann der genaue Verlauf der zukünftigen jährlichen Erzeugung und auch das jeweilige Jahr der Außerbetriebnahme eines einzelnen Kernkraftwerkes heute nicht eindeutig bestimmt werden. Durch die mögliche Übertragung von Strommengen ist es möglich, dass einzelne Kernkraftwerke durchaus deutlich länger als 32 Jahre betrieben werden können.

²¹ Für das KKW Obrigheim wurde eine Übergangsfrist bis zum 31.12.2002 vereinbart.

²² Diese Strommenge soll auf das KKW Emsland oder andere neuere Anlagen sowie auf die Blöcke B und C des KKW Grundremmingen sowie 20% auf das KKW Biblis B übertragen werden [ebenda S.6].

3.1.4. Die Steinkohlepolitik

Über den Zeitraum von 1980 bis 1995 regelte der sogenannte Jahrhundertvertrag die Lieferbeziehungen zwischen dem deutschen Steinkohlenbergbau und der Elektrizitätswirtschaft. Die darin enthaltene Abnahmeverpflichtung von deutscher Steinkohle durch die Elektrizitätswirtschaft verursachte Mehrkosten im Vergleich zu anderen Alternativen der Stromerzeugung. Diese wurden im Wesentlichen kompensiert durch die Erhebung des sogenannten Kohlepfennigs, einer Ausgleichsabgabe in Form eines Prozentsatzes auf die Stromerlöse der Versorgungsunternehmen, der Ende 1994 vom Bundesverfassungsgericht als verfassungswidrig erklärt wurde. Mit der am 1. Januar 1998 in Kraft getretenen Neuordnung der Steinkohlesubventionierung wird für den Zeitraum 1997 bis 2005 ein Finanzrahmen von knapp 70 Mrd. DM aus Mitteln des Bundes und Nordrhein-Westfalens und Gewinnen der Ruhrkohle AG als Finanzierungshilfe zugunsten deutscher Steinkohle für Verstromung, Kokskohle und Stilllegungen von Zechen gebildet [Schiffer (1999), S. 123 ff]. Damit soll der Unterschiedsbetrag zwischen den durchschnittlichen Produktionskosten deutscher Steinkohle und dem Preis für Drittlandskohle ausgeglichen werden. Als Wirkung der kohlepolitischen Vereinbarung wird ein Rückgang der inländischen Förderung von 50 Mio. t in 1997 auf ca. 30 Mio. t in 2005 erwartet [ebd., S. 126]. Politische Entscheidungen für die Zeit nach 2005 sind bisher noch nicht gefallen.

Bis 1995 bestimmte die energiepolitische Einflussnahme eine Mindestverstromung von Steinkohle. Durch die Neuordnung der Steinkohlesubventionierung ist die Energiepolitik auf die Sicherung von Mindestfördermengen an inländischer Steinkohle ausgerichtet. Der damit verbundene Ausgleich der Preisdifferenz zur Importkohle stellt keine direkte Förderung der Verstromung von Steinkohle mehr dar. Unbeeinflusst von dieser Änderung blieb der Einsatz von Steinkohle zur Stromerzeugung über das gesamte letzte Jahrzehnt betrachtet weitgehend konstant, der Anteil inländischer Steinkohle sank indes kontinuierlich [Ebd., S. 106 ff.]. Auch im letzten Jahr führte die Steigerung der Einfuhren von Importkohle bei rückläufigem Verbrauch der Elektrizitätswirtschaft an Inlandskohle in 2000 insgesamt zu einem im Vergleich zum Vorjahr unveränderten Steinkohlenverbrauch zur Strom- und Wärmeerzeugung in Kraftwerken von rund 48 Mio. t SKE [DIW (2001), S. 4].

3.1.5. Die Energiepolitik zur Förderung der erneuerbaren Energien

Das politische Signal der jetzigen Bundesregierung, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung in Deutschland bis zum Jahr 2010 verdoppeln zu wollen, zeigt den hohen Stellenwert, dem diese Art der Energienutzung beigegeben wird und zeigt zugleich, dass nicht erwartet wird, dass sich dieser anvisierte Zuwachs im nächsten Jahrzehnt ohne politische Hilfe einstellen wird.

Abgesehen von wenigen Wasserkraftwerken kann keine der erneuerbaren Energien als wirtschaftlich bezeichnet werden, d.h. unter den gegenwärtigen Bedin-

gungen ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Kraftwerken teurer als diejenige aus fossil befeuerten Kraftwerken. Da die Nutzung erneuerbarer Energien aber eindeutige Vorteile aufweist, wie z. B. die Schonung fossiler Ressourcen sowie bei Wind-, Wasserkraft und PV die Vermeidung von direkten Emissionen bei der Stromproduktion, wird es als politisch sinnvoll angesehen, deren Markteinführung durch staatliche Förderung voranzubringen. Dazu gibt es eine vielschichtige Förderlandschaft auf Bundes- und Landesebene sowie Förderungen von Energieversorgungsunternehmen.²³ Diese Förderungen haben in Verbindung mit dem privaten und finanziellen Engagement von privaten Haushalten, Interessengruppen und Unternehmen dazu beigetragen, dass die erneuerbaren Energien das heutige Niveau von 1,1% der Nettostromerzeugung (4,4% mit Wasserkraft) erreichen konnten (vgl. Tabelle 3.5).

Für diese Entwicklung war das 1991 in Kraft getretene Stromeinspeisungsgesetz (StromEG) von besonderer Bedeutung. Die auf der Grundlage dieses Gesetzes zu zahlende Einspeisevergütung liegt bei der Windenergie in den meisten Fällen über den Gestehungskosten von Neuanlagen, so dass das Vorhandensein eines geeigneten Standortes Investoren die Möglichkeit zur profitablen Stromerzeugung eröffnet. Profitiert haben von diesem Gesetz in geringerem Umfang auch Kleinwasserkraftanlagen, Biogasanlagen sowie einige Biomasseanlagen, nicht jedoch die Photovoltaik, deren Stromgestehungskosten weit über der Einspeisevergütung lagen. In einem am 13. März 2001 verkündeten Urteil stellte der Europäische Gerichtshof (EuGH) fest, dass das deutsche Stromeinspeisungsgesetz nicht gegen EU-Recht verstößt.²⁴ Damit werden die Mindestvergütungen, die die Stromversorger für die Einspeisung erneuerbarer Energien zahlen müssen, nicht als staatliche Subvention aufgefasst, da die Förderung von Windkraft, Sonnenenergie, Wasserkraft oder Biomasse nicht aus Haushaltsmitteln bestritten wird.

Das StromEG wurde im April 2000 durch das Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) abgelöst. Wesentliche Neuerung ist die Einführung einer bundesweiten Fondslösung mit Kostenausgleich zwischen allen Netzbetreibern, da vorher der jeweilige Netzbetreiber die Vergütung für den Strom aus erneuerbaren Energien allein bezahlen musste und es daher zu regionalen Verzerrungen kam. Somit profitieren nun auch Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die in ihrem Versorgungsgebiet selber derartige Anlagen errichten, von der Einspeisevergütung. In diesem Zusammenhang wurde auch der 5%-Deckel des StromEG aufgehoben, der eine mengenmäßige Begrenzung für den vom Netzbetreiber aufzunehmenden Strom darstellte.

²³ Eine Übersicht über Förderprogramme für erneuerbare Energien findet sich in [Nds. Energie-Agentur 2000], [Klimaschutz 1999] sowie mit Angaben über Fördervolumina in [Prognos 1999]

²⁴ Pressedatenbank IWR-Presse- und Maildienst vom 13.03.2001. Verfügbar von <http://www.iwrmailservice.de>, Abfragedatum 20.3.2001.

Die wesentlichen Änderungen bei den nun überwiegend degressiv ausgelegten Vergütungssätzen betreffen die Windenergie, bei der eine Staffelung nach Standortqualität eingeführt wurde, sowie die Photovoltaik, die nun mit 99 Pf/kWh vergütet wird. Allerdings reicht diese Vergütung gegenwärtig immer noch nicht aus, um einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen zu ermöglichen. Erst die Kumulation der Vergütung mit Fördermaßnahmen aus dem „100.000 Dächer Solarstrom-Programm“ sorgte für einen deutlichen Schub für die Marktentwicklung der Photovoltaik, gemessen an der Anzahl von Anträgen auf Förderung.²⁵ Die folgende Tabelle zeigt eine Übersicht über die aktuellen Mindestvergütungssätze nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz.

²⁵ Vgl. dazu die Statistik des Internationalen Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) zum aktuellen Stand zu Kreditanträgen und Bruttozusagen im 100.000 Dächer-Solarstrom-Programm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Verfügbar von <http://www.uni-muenster.de/Energie/solar/markt/pvprog.html>, Abfragedatum 13.6.2001.

Tabelle 3.4 Aktuelle Mindestvergütungssätze nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz

Erzeugung	Vergütung	Bemerkungen
Windenergie	17,8 Pf/kWh	<ul style="list-style-type: none"> Für mindestens 5 Jahre (Offshore-Anlagen mindestens 9 Jahre) ab Inbetriebnahme Nach diesem Zeitraum sinkt die Vergütung i.d.R. auf 12,1 Pf/kWh. Der genaue zeitliche Verlauf ergibt sich aus einem Vergleich mit einem Referenzstandort. Senkung der Vergütungssätze für Neuanlagen ab 1. Januar 2002/2003 usw. jeweils um 1,5%
Photovoltaik - Anlagen auf Freiflächen bis 100 kWp - Gebäudemontierte Anlagen bis 5 MWp (1)	99 Pf/kWh	<ul style="list-style-type: none"> Senkung der Vergütungssätze für Neuanlagen ab 1. Januar 2002/2003 usw. jeweils um 5% Vergütungspflicht endet für neue Photovoltaikanlagen, wenn eine kumulierte Leistung von 350 MWp überschritten ist.
Biomasse - Für den Leistungsanteil bis 500 kWe - Für den Leistungsanteil von 500 kWe bis 5 MWe - Für den Leistungsanteil von 5 MWe bis 20 MWe	20 Pf/kWh 18 Pf/kWh 17 Pf/kWh	<ul style="list-style-type: none"> Senkung der Vergütungssätze für Neuanlagen ab 1. Januar 2002/2003 usw. jeweils um 5%
Wasserkraft, Deponie-, Gruben- und Klärgas - Für den Leistungsanteil bis 500 kWe - Für den Leistungsanteil von 500 kWe bis 5 MWe	15 Pf/kWh 13 Pf/kWh	<ul style="list-style-type: none"> Die 5 MWp Leistungsgrenze gilt nicht für Grubengas
Geothermie - Für den Leistungsanteil bis 20 MWe - Für den Leistungsanteil über 20 MWe	17,5 Pf/kWh 14 Pf/kWh	---
(1) Der Index p (=peak) bezeichnet die Spitzenleistung bei hoher Einstrahlung, wie sie z.B. mittags bei klarem Himmel erreicht wird. Quelle: [Staiß (2000), S. 161], eigene Darstellung.		

Die folgende Tabelle 3.3 zeigt, dass sich im letzten Jahrzehnt durch das Strom-einspeisegesetz (StromEG) und dessen Fortführung durch das Erneuerbare Ener-gien-Gesetz eine deutliche Steigerung der Stromerzeugung aus Windkraft, Bio-masse und Photovoltaik auf insgesamt 5,5 TWh ergeben hat (das entspricht ei-

nem Anteil an der gesamten Nettostromerzeugung 1998 von ca. 1,1%). Besonders auffällig ist der Anstieg der Stromerzeugung aus Windkraft, der darin begründet liegt, dass die gezahlte Einspeisevergütung von Anfang an für die meisten der errichteten Windkraftanlagen über den gesamten Kosten der Stromproduktion gelegen hat.

Tabelle 3.5 Stromerzeugung erneuerbare Energien

Jahr	Wasser ¹⁾	Wind	Bio-masse	Photo-voltaik ²⁾	Nettostromerzeugung		Anteil erneuerbare Energien	
					Erneuerbare Energien	Gesamte Versorgung ³⁾	Mit Wasserkraft	Ohne Wasserkraft
1990	15.580	40	222	2	15.844	413.421 ³⁾	3,8%	0,1%
1998	17.264	4.486	1.050	40	22.843	514.650	4,4%	1,1%

Strombereitstellung ins Netz der öffentlichen Versorgung
¹⁾ Angaben inkl. Erzeugung aus natürlichem Zufluss aus Pumpspeichieranlagen.
²⁾ Gesamte Erzeugung einschließlich Eigennutzung.
³⁾ Wert näherungsweise berechnet.
Quelle: [Staiß (2000), VDEW (1990), VDEW (1999b)] sowie eigene Berechnungen.

3.1.6. Die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung

In Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird die eingesetzte Energie gleichzeitig in elektrische Energie und in Wärme zur energetischen Nutzung (Nutzwärme) umgewandelt. Dadurch wird eine besonders hohe Ausnutzung der eingesetzten Primärenergie erreicht. Der überwiegende Teil der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen kann damit eine bestimmte Menge an Strom und Wärme mit weniger Primärenergie und damit mit weniger CO₂-Emissionen bereitstellen, als dies bei der getrennten Erzeugung der Fall wäre. Aus diesem Grund wird im Rahmen des Klimaschutzprogramms der Bundesregierung dem zukünftig angestrebten KWK-Ausbau ein CO₂-Minderungsziel von 23 Mio. t bis 2010 zugemessen [Bundesregierung (200a), S. 10]. Dazu bedarf es einer zusätzlichen Förderung der KWK.²⁶ Denn Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung sind bisher so ausgelegt bzw. betrieben worden, dass sie erst in der Kombination von Strom- und Wärmeproduktion ihre Wirtschaftlichkeit erreichen. Da durch die Liberalisierung des Strommarktes der Strompreis dem Wettbewerb unterworfen ist, entsteht der KWK Konkurrenz beim Stromabsatz von zum Teil abgeschriebenen Großkraftwerken. In der Konsequenz besteht die Gefahr, dass KWK-Anlagen im Strompreiswettbewerb nicht konkurrenzfähig sind und daher von dem Betreiber stillgelegt werden, da dieser den Strom günstiger am Markt beziehen kann.

²⁶ Zur Förderung der KWK hat es seit 1975 eine ganze Reihe von Programmen in den alten und neuen Bundesländern gegeben, darunter i.w. Investitionszuschüsse. Vgl. [AGFW 2000: S. 11 ff.].

Die am 1.4.1999 in Kraft getretene ökologische Steuerreform stellte eine erste Besserstellung der KWK-Anlagen dar. Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 70%²⁷ sind von der im Erdgaspreis und im Heizölpreis enthaltenen Mineralölsteuer sowie von der Öko-Mineralölsteuer befreit (vgl. Kapitel 3.1.1). Der sich dadurch ergebende Vorteil von KWK-Anlagen gegenüber getrennter Strom- und Wärmebereitstellung beträgt differenziert nach Anlagengröße, Brennstoffeinsatz und Betreibergruppen zwischen 0,83 und 4,7 Pf/kWh_{el} [AGFW (2000), S. 205].

Das Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 12. Mai 2000 garantiert einen Strompreis von 9 Pfennig für den in KWK-Anlagen produzierten Strom, der jährlich um 0,5 Pfennig reduziert wird [vgl. Bundesregierung (2000c)]. Bei einem Marktpreis von 4 bis 6 Pfennig pro kWh liegt die Garantievergütung um 50 bis 100 Prozent darüber. Die Mehrkosten werden nach dem System des EEG umgelegt und im Ergebnis von den Stromverbrauchern getragen. Bei der Bestimmung des in KWK erzeugten Stromes ergibt sich allerdings das Problem, dass Strom in KWK-Anlagen auch unabhängig von der Erzeugung von Nutzwärme erfolgen kann und damit der eigentliche energetische Vorteil der gekoppelten Erzeugung ganz oder teilweise verloren geht. Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz definiert den gesamten Strom aus KWK-Anlagen als KWK-Strom und begünstigt somit auch große Mengen an Strom, die ohne Auskopplung von Nutzwärme erzeugt werden.

Um diesen Missstand zu beseitigen wird versucht, eine korrekte und praktikable Erfassung des in KWK erzeugten Stroms zu entwickeln um auf dieser Basis eine Grundlage für eine verbesserte KWK-Förderung beispielsweise im Rahmen eines Quotensystems zu erhalten. Ob und in welcher Form ein KWK-Ausbaugesetz zustande kommen wird, ist gegenwärtig nicht abzusehen. Derzeit scheint das Angebot der Wirtschaft, im Rahmen einer Selbstverpflichtung den Ausbau der gekoppelten Stromerzeugung zu leisten, das politisch am ehesten durchsetzbare KWK-Förderinstrument zu sein.

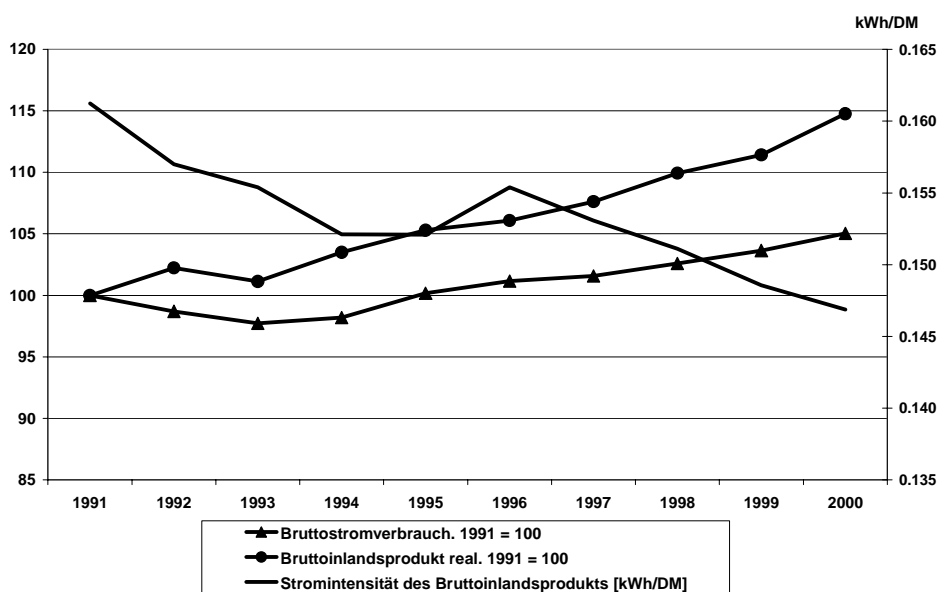
Eine Ableitung eines Zusammenhanges zwischen der energiepolitisch motivierten Förderung der KWK und der Entwicklung der KWK-Stromproduktion in den neunziger Jahren ist nicht möglich, da die Dynamik des Zubaus der Fernwärmeerzeugung erheblich durch andere Faktoren beeinflusst wird wie z.B. durch das Niveau anlegbarer Fernwärmepreise in Abhängigkeit von den Verbraucherpreisen für Heizöl bzw. Erdgas sowie durch Impulse von Kommunen und Bundesländern zur Belegung von Fernwärmeausbauaktivitäten [AGFW (2000), S. 15 ff.].

²⁷ Da viele der Heizkraftwerke den Nutzungsgrad von 70% nur in der Heizperiode aber nicht im Jahresmittel erreichen, gilt die Befreiung jeweils für die Monate, in denen dieser Wert erreicht wird.

3.2. Die Entwicklung der Struktur der Elektrizitätserzeugung

Die Entwicklung im Bereich der Stromerzeugung in Deutschland wird zum einen durch die Stromnachfrage in den verschiedenen Verbrauchssektoren bestimmt (Niveaueffekt) und zum anderen durch die spezifischen Bedingungen in der Elektrizitätswirtschaft selbst, die zu einer Veränderung der Struktur der eingesetzten Energieträger führen (Struktureffekt). Der Niveaueffekt zeigt sich in der folgenden Abbildung 3.2 in dem Rückgang des Bruttostromverbrauches²⁸ von 1990²⁹ bis 1993 um 4,4% und in einem Anstieg des Verbrauches von 1993 bis 2000 um 7,5%.

Abbildung 3.2 Bruttostromverbrauch, Bruttoinlandsprodukt und Stromintensität



Werte für 2000 vorläufig.

Quelle: [DIW (2001), Tab. 7 und Energie Daten 2000, S. 5 f.], eigene Berechnungen.

Diese Daten für Gesamtdeutschland enthalten für die erste Hälfte der neunziger Jahre eine gegenläufige Entwicklung in den alten und neuen Bundesländern. Durch den wirtschaftlichen Einbruch in Ostdeutschland reduzierte sich dort der Bruttostromverbrauch von rund 103 TWh in 1990 auf rund 72 TWh in 1993 [Prognos (1992), S. 385, VWEW (1995), Tafel 2]. In den alten Bundesländern stieg der Bruttostromverbrauch zunächst bis 1992 um 2,3% an, lag aber in 1993, einem Jahr mit negativem Wachstum des Bruttoinlandsproduktes, nur um rund

²⁸ Der Bruttostromverbrauch ergibt sich aus der inländischen Bruttostromerzeugung zuzüglich der Nettostromimporte und setzt sich zusammen aus dem Endenergiebedarf der Sektoren Industrie, Kleinverbrauch, Private Haushalte und Verkehr, dem Stromverbrauch in den Umwandlungssektoren Raffinerien, Kokereien, Zechen, Gruben, Brikettfabriken, Erdöl- und Erdgasgewinnung, dem Kraftwerkeigenverbrauch, den Übertragungsverlusten sowie dem Pumpstromverbrauch.

²⁹ Die Bruttostromproduktion betrug 1990 549,9 TWh [DIW 2001: Tabelle 7].

1,4% über dem Ausgangswert von 1990 [VWEW (1995), Tafel 2]. Damit war die insgesamt rückläufige Entwicklung des gesamtdeutschen Bruttostromverbrauches bis 1993 in erster Linie das Resultat der wirtschaftlichen Entwicklung in den neuen Bundesländern.

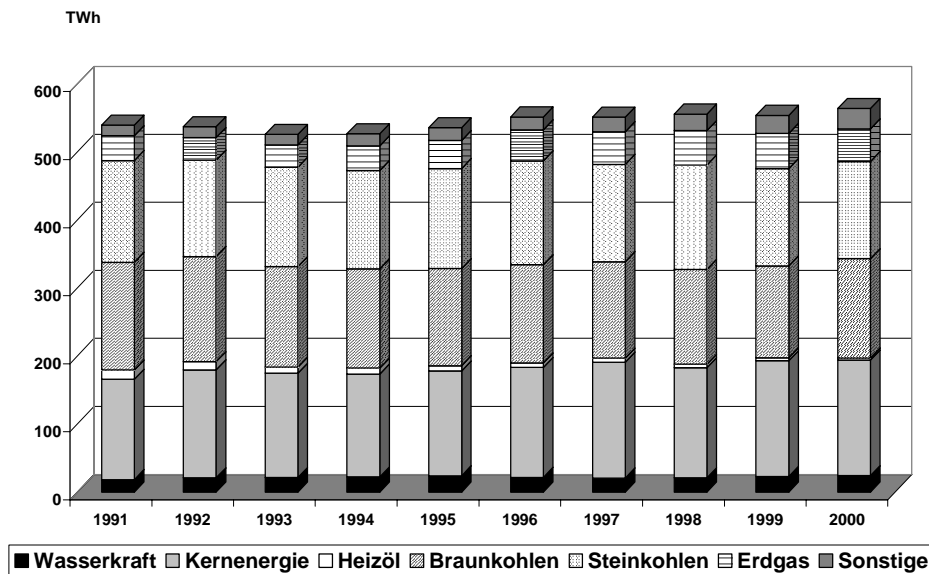
Spätestens mit der Integration des ostdeutschen Stromnetzes in das westeuropäische Stromverbundsystem im September 1995 erübrigt sich die Differenzierung des Bruttostromverbrauches sowie der Bruttostromerzeugung nach neuen und alten Bundesländern. Der Bruttostromverbrauch steigt in Deutschland seit 1993 kontinuierlich an, wobei eine weitgehende Parallelität zur Wirtschaftsentwicklung zu erkennen ist. Die obige Abbildung 3.2 zeigt die indizierte Entwicklung des realen Bruttoinlandsproduktes. Die ebenfalls abgetragene tendenziell abnehmende Stromintensität des BIP resultiert aus der Entkoppelung von Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch durch eine effizientere Stromnutzung. Von 1990 bis 2000 ging die gesamtwirtschaftliche Stromintensität um rund 13% oder jahresdurchschnittlich um 1,3% zurück [DIW (2001), S. 5 ff.].

Die Gründe für den seit 1993 zu beobachtenden Anstieg des Bruttostromverbrauches sind vielschichtig und können in Anlehnung an eine Studie der Prognos AG in vier Gruppen zusammengefasst werden [Prognos (2000a), S. 4 f.]:

- Klimatische Einflüsse.
- Verbrauchsrelevante Bestandsveränderungen wie z.B. Bevölkerung, Wohnflächen Industrieproduktion, Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten etc.
- Technische und politische Einflüsse auf den spezifischen Verbrauch und damit auf die rationelle Energieverwendung.
- Einfluss der Energiepreise auf das Verhalten im Umgang mit Energie.

Eine Analyse der Bestimmungsgründe des steigenden Stromverbrauches in Deutschland kann im Rahmen dieser Arbeit nicht geleistet werden. In der erwähnten Untersuchung der Prognos AG wurde für die Schweiz gezeigt, dass der dort zwischen 1990 und 1999 gestiegene Stromverbrauch durch stromverbrauchsrelevante Bestandsveränderungen verursacht wurde [ebd., S. 43 ff.]. Dadurch wurden sogar die stromverbrauchsreduzierenden Einflüsse von höheren Energiepreisen und von technischen und politischen Einflüssen auf den spezifischen Verbrauch überkompensiert.

Die in Abbildung 3.3 dargestellte Entwicklung der gesamtdeutschen Bruttostromproduktion bis 2000 läuft wegen des in den meisten Jahren relativ ausgeglichenen Importsaldos weitgehend parallel zum Bruttostromverbrauch und zeigt ebenso einen kontinuierlichen Anstieg von 1993 bis 2000 um 7,3% der lediglich von einem leichten Rückgang in 1997 (-0,1%) und 1999 (-0,4%) unterbrochen wurde.

Abbildung 3.3 Bruttostromerzeugung von 1991 bis 2000 nach Energieträgern

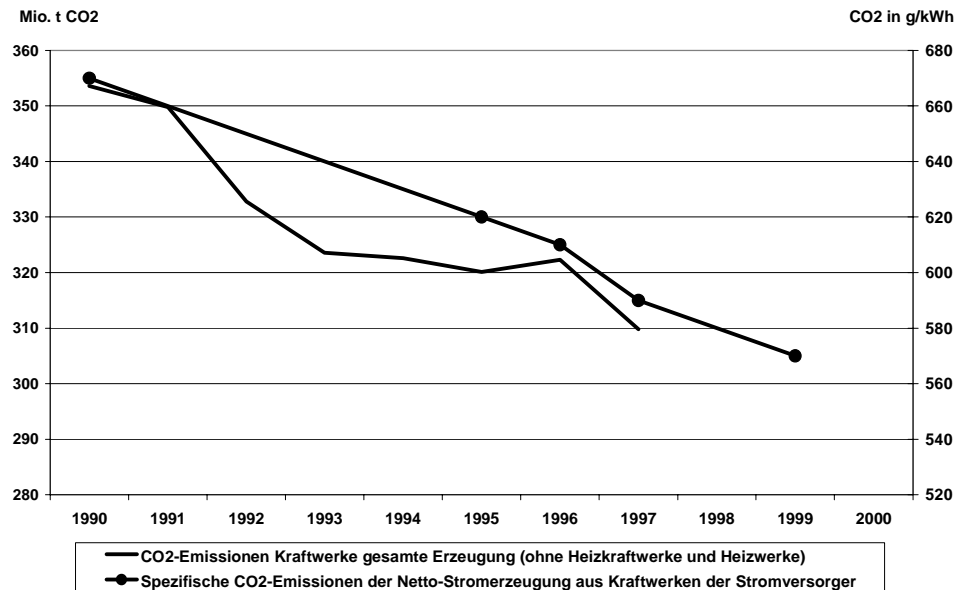
Quelle: [Daten aus DIW (2001), Tab.7], eigene Darstellung.

Die Struktur der Stromerzeugung des letzten Jahrzehnts ist gekennzeichnet durch einen Energiemix aus den drei Säulen Steinkohle, Braunkohle und Kernenergie, die in 2000 zusammen 81% der Bruttostromerzeugung stellen. Eine Veränderung im Zeitablauf ist insofern festzustellen, als dass sich über den Zeitraum von 1991 bis 2000 die Verstromung von Steinkohle (-4,5%) und Braunkohle (-7,8%) sowie Heizöl (-78%) verringert hat. Bis 1999 betrug der Rückgang der Braunkohleverstromung sogar 15%. Bei den anderen Energieträgern ist eine Zunahme der Stromerzeugung festzustellen. Bei Erdgas und Wasserkraft beträgt diese jeweils 32%. Bei der Kernenergie beträgt der Zuwachs bedingt durch die bessere Ausnutzung der bestehenden Anlagen 15%. Die Bruttostromerzeugung der sonstigen Energieträger verdoppelt sich von 15,5 TWh auf 29,8 TWh in 2000. Dahinter verbirgt sich im Wesentlichen der Zuwachs der Windenergie um rund 9 TWh.

3.3. Die Entwicklung der CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung

Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung sind rückläufig, wie in der Abbildung 3.4 zu erkennen ist. Dort abgetragen sind die absoluten und spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung ohne Heizkraftwerke und Heizwerke. Die CO₂-Emissionen sinken trotz der seit 1993 steigenden Stromerzeugung, weil die spezifischen CO₂-Emissionen von 1990 bis 1997 um knapp 14% abgenommen haben.

Abbildung 3.4 Absolute und spezifische CO₂-Emissionen der Stromerzeugung



Quelle: [DIW (1999), Tab. 4 und VDEW (1999b), S. 59], eigene Darstellung.

Grundsätzlich hängen die CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung von der Höhe der Stromproduktion, der Struktur und damit der CO₂-Intensität des Brennstoffeinsatzes und der Effizienz der Energieumwandlung, dem spezifischen Brennstoffeinsatz, ab. Den jeweiligen Anteil dieser drei Komponenten an dem dargestellten Rückgang der CO₂-Emissionen bis 1995 zu bestimmen, versucht eine Untersuchung für das Umweltbundesamt, in der folgende Schlüsse gezogen werden [Bundesregierung (1997), S. 32 ff.]:

- Von 1990 bis 1995 ist der Rückgang der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland überwiegend (mit 57%) durch die reduzierte Stromerzeugung zu erklären. Das gilt insbesondere für die neuen Bundesländer, deren Emissionsminderung um ca. 35 Mio. t CO₂ zum größten Teil auf die gesunkene Stromerzeugung zurückzuführen ist.
- Der sinkende spezifische Brennstoffeinsatz (Energieintensitätseffekt) trug mit 35% zur gesamtdeutschen CO₂-Emissionsvermeidung bei.
- Der Veränderung der Brennstoffstruktur wird nur eine untergeordnete Rolle beigemessen. In den neuen Bundesländern hat sich die Struktur des Brennstoffeinsatzes in dem genannten Zeitraum sogar eher emissionserhöhend verändert (Stilllegung der Kernkraftwerke). In den alten Bundesländern fällt der emissionsmindernde Effekt der Veränderung der Brennstoffstruktur etwas größer aus als derjenige des gesunkenen spezifischen Brennstoffeinsatzes.

Diese Ergebnisse sind in Bezug auf die Rolle der Brennstoffstruktur zur Emissionsminderung überraschend, da die Bruttostromerzeugung seit 1993, wie bereits dargelegt, bei sinkenden CO₂-Emissionen steigt und gleichzeitig der Einsatz von Braunkohle zur Stromerzeugung stark rückläufig ist. Demnach wäre zu erwarten, dass der strukturellen Veränderung des Brennstoffeinsatzes ein höherer Anteil an der Emissionsreduktion bis 1995 zuzumessen ist. Denn schon seit 1990 steht dem sich ständig verringernden Einsatz von kohlenstoffintensiven Brennstoffen ein wachsender Einsatz von kohlenstoffärmeren Brennstoffen wie Erdgas sowie nicht fossilen Energieträgern gegenüber.

Für die Entwicklung der Emissionen von 1998 bis 1999 kann auf Grund bisher noch nicht vorliegender Daten anhand des Brennstoffeinsatzes zur Stromerzeugung vermutet werden, dass sich die rückläufige Tendenz weiter fortgesetzt hat. Denn bei nahezu unveränderter Bruttostromerzeugung und gleichbleibender Verstromung der Steinkohle sank die Braunkohleverstromung, während die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und Gas zwischen 1997 und 1999 anstieg [DIW (2001), Tab. 7]. Nach ersten Schätzungen haben die CO₂-Emissionen in 2000 allerdings im Vergleich zum Vorjahr um 0,2% zugenommen, wobei der Anstieg bei Berücksichtigung des Temperatureinflusses - 2000 war ein besonders warmes Jahr - sogar auf rund 1% (knapp 9 Mio. t CO₂) beziffert wird [DIW (2001), S. 1 ff.]. Als Grund für diese Entwicklung wird die Verschiebung der Energieträgerstruktur in Richtung der emissionsintensiveren Energieträger Braun- und Steinkohle genannt [ebd., S. 3.].

4. Modellierung der Elektrizitätserzeugung

Im zweiten Kapitel wurde dargestellt, dass im Rahmen der Klimavorsorgepolitik Reduktionsziele für Treibhausgase entwickelt wurden und nach Wegen einer international koordinierten Umsetzung gesucht wird. Als Hauptverursacher der Klimagasemissionen, insbesondere der CO₂-Emissionen, steht dabei der Energiesektor und hier insbesondere der Stromsektor im Mittelpunkt. Dass die Entwicklung des Stromsektors schon jetzt einer starken politischen Einflussnahme unterliegt, da nicht nur Umweltschutzziele, sondern auch gesellschaftliche und wirtschaftliche Interessen auf ihn einwirken, wurde im dritten Kapitel gezeigt.

Die wissenschaftliche Analyse der Möglichkeiten einer Gestaltung der zukünftigen Entwicklung des Energiesektors bzw. eines seiner Segmente steht damit vor einer schwierigen Herausforderung. Es müssen für eine umfassende Analyse nicht nur die bisher bestehenden und die in absehbarer Zukunft zu erwartenden Regulierungen des Energiemarktes berücksichtigt werden. Ebenso bedeutsam sind die zahlreichen Parameter der auf der Erzeugungs- und Nutzungsseite zum Einsatz kommenden Technologien, die zudem überwiegend sehr langlebig sind. Letztlich sind alle Aspekte der Energiewirtschaft sowie die Entwicklung der ökonomischen, ökologischen und soziologischen Randbedingungen in Zeiträumen von Jahrzehnten relevant. Das gilt sowohl für den gesamten Energiesektor als auch für seine Teilsegmente, wie die im Rahmen dieser Arbeit untersuchte Stromerzeugung.

Als Instrument zur Unterstützung einer solchen Analyse komplexer Systeme wie es Energiebereitstellungs-, Umwandlungs- und Versorgungssysteme sind, wurden in Deutschland insbesondere im letzten Jahrzehnt eine Reihe von Energiemodellen erstellt [vgl. FZ-Jülich (1997)]. Sie stellen den Versuch dar, die vorhandenen Informationen über die Struktur und die Funktionsweise des komplexen Energiesystems in einer vereinfachten Modellstruktur abzubilden und zumindest einen Teil der Interdependenzen zwischen dem Energiesystem und den Bereichen Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt zu berücksichtigen. Mit Energiemodellen können anstelle von Experimenten in der Wirklichkeit mit Modellexperimenten systematische Analysen durchgeführt werden. Beispielsweise kann ein umweltpolitisch motivierter Eingriff in den Energiesektor zunächst in der Modellwelt umgesetzt werden um dann aus den Ergebnissen der Modellrechnungen auf mögliche Konsequenzen in der Realität zu schließen. Energiemodelle helfen somit Fragen zu beantworten, wie sie im Folgenden beispielhaft und ohne Anspruch auf Vollständigkeit aufgelistet sind:

- Wie viel Emissionen werden bei der Nutzung einer bestimmten Mengenstruktur an Energieträgern freigesetzt?
- Wie muss sich eine Versorgungsstruktur verändern, damit eine vorgegebene Emissionsobergrenze erreicht werden kann?

- Welche volkswirtschaftlichen Effekte haben bestimmte Umstrukturierungen des Energiesektors?
- Wie können bestimmte energiepolitische Ziele mit den geringsten negativen Effekten auf die Volkswirtschaft erreicht werden?

4.1. Zur Klassifizierung von Energiemodellen

Es liegt auf der Hand, dass für die oben beschriebenen Fragestellungen die tatsächliche Komplexität des zu modellierenden Ausschnittes der Realität erheblich zu vereinfachen ist. Die Komplexität des Modells entscheidet darüber, wie weit diese Vereinfachung erfolgen muss. Allerdings ist es unzulässig, von der Modellkomplexität auf die Qualität der Modellergebnisse zu schließen. In der Vergangenheit wurden sehr unterschiedliche Modelle entwickelt. Aufgrund der vielfältigen Mischformen der verwendeten methodischen Ansätze ist eine eindeutige Klassifizierung vorliegender Energiemodelle nicht leistbar.

Praktische Verwendung findet die Unterscheidung von Energiemodellen nach den Kategorien Bottom-up und Top-Down. Bottom-up-Modelle beschreiben das betrachtete System aus der technologischen Perspektive „von unten“ anhand seiner prozesstechnischen Eigenschaften. Dabei stellen diese Modelle auf der Basis detailliert abgebildeter Modelltechnologien auf die Substitution von Prozessen zur Energiebereitstellung oder Energienutzung ab.

Top-Down-Modelle beschreiben die Energiewirtschaft aus einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive „von oben“ und damit auf einem aggregiertem Niveau. Die Produktionsbedingungen im Energiesektor werden in Top-Down-Modellen ohne eine Berücksichtigung diskreter Einzeltechnologien beschrieben. Statt dessen finden Produktionsfunktionen Verwendung, die die Prozess- oder Energieträgersubstitution meist durch Substitutionselastizitäten und Faktorwertanteile bestimmen.³⁰

Geläufig ist ebenfalls die Kategorisierung von Energiemodellen nach ihrer Abgrenzung des Untersuchungsgegenstandes. Dabei wird unterschieden zwischen Energiewirtschaftsmodellen und Energiesystemmodellen.³¹

Energiewirtschaftsmodelle sind üblicherweise Top-Down-Modellen und betrachten neben der Struktur des Energiesektors die Verflechtungen zwischen dem Energiesektor und der übrigen Volkswirtschaft. Wesentliche methodische Entwicklungslinien dieser Modellkategorie sind die auf neoklassischen Produktions- und Nutzenfunktionen basierenden allgemeinen Gleichgewichtsmodelle sowie sogenannte

³⁰ Eine grundsätzliche Erörterung der methodischen Stärken und Schwächen von Bottom-up-Modellen und Top-Down-Modellen sowie ein Ergebnisvergleich anhand einer definierten Fragestellung findet sich in [Grubb 1993].

³¹ Eine detailliertere Darstellung der methodischen Eigenschaften von Energiewirtschaftsmodellen sowie eine Beschreibung einiger für Deutschland vorliegender Energiesystemmodelle und Energiewirtschaftsmodelle findet sich in [Forum 2000].

evolutorische Modelle, die nicht von einer solchen Rationalität der Wirtschaftssubjekte ausgehen und die entsprechenden Verhaltensrelationen aus empirischen Beobachtungen ableiten. Als dritte Kategorie von Energiewirtschaftsmodellen sind Modelle anzusehen, die auf Input-Output-Tabellen beruhen und den Nachteil der in der statistischen Datenbasis ausgewiesenen konstanten Produktionsstruktur durch dynamische Koeffizienten ausgleichen.

Energiesystemmodelle sind überwiegend als Bottom-up-Modelle ausgeführt und leisten die realitätsnahe Erklärung des Einsatzes von Energieträgern und Technologien zur Bereitstellung von Nutzenergie um die damit verbundenen Kosten und Emissionen zu bestimmen.³² Dazu wird im Idealfall der gesamte Energiesektor von der Primärenergiebereitstellung über die Umwandlungstechnologien bis zur Bereitstellung von Nutzenergie in einem Gleichungssystem abgebildet. Die angebotsseitigen Modelltechnologien sowie Einsparttechnologien auf der Verbraucherseite werden in ihren technischen und ökonomischen Eigenschaften beschrieben und zu diskreten Modelltechnologien aggregiert.

Als Unterkategorie von Energiesystemmodellen sind Strommodelle anzusehen, die vom Energiesektor ausschließlich das Teilsegment Stromsektor (zusätzlich ggf. den Fernwärmesektor) betrachten und sich üblicherweise durch eine im Vergleich zu den Energiesystemmodellen deutlich detailliertere prozesstechnische Fundierung auszeichnen.

4.2. Die Charakteristika von Strommodellen

Strommodelle bilden den Stromsektor über eine prozessanalytische Parametrisierung ab, d.h. es wird eine Anzahl von Modelltechnologien zur Stromerzeugung und zur Einsparung des Stromverbrauches mit ihren technischen und ökonomischen Eigenschaften definiert. Da Elektrizität nicht in nennenswertem Umfang gespeichert werden kann, muss Angebot und Nachfrage simultan erfolgen. Strommodelle setzen die definierten Technologien zur Befriedigung der Stromnachfrage ein und berücksichtigen dabei Möglichkeiten der Substitution von Prozessen oder Energieträgern, so dass vorgegebene Ziele, wie beispielsweise minimale Systemkosten oder Emissionsbegrenzungen, erreicht werden können.

Somit stellt die quantitative Dimension der abgebildeten Technologien die variable Größe dar und wird vom Modell entsprechend der ökonomischen Parameter bestimmt. Dazu werden die unterschiedlichen Investitionskosten und variablen Kosten der Technologien in Gleichungen beschrieben. Mittels der linearen Programmierung wird der kostenminimale Einsatz aller Technologien über den Betrachtungszeitraum bestimmt. Es ergibt sich ein optimaler Kraftwerkspark, in dem

³² Energiesystemmodelle können auch als partielle Gleichgewichtsmodelle bezeichnet werden, da sie einen Gleichgewichtszustand auf einem Teilmarkt der Volkswirtschaft betrachten. Allerdings wird Energiesystemmodellen i.d.R. die Nachfrage der Verbraucher nach Nutzenergie vorgegeben, d.h., dass die nachgefragten Mengen preisunelastisch bleiben.

Technologien mit hohen Investitionskosten und niedrigen variablen Kosten den Teil der nachgefragten Arbeit abdecken, der über eine hohe Benutzungsdauer nachgefragt wird. Umgekehrt werden Technologien mit niedrigen Investitionskosten und hohen variablen Kosten den Teil der nachgefragten Arbeit mit einer niedrigen Benutzungsdauer abdecken. Somit entscheiden die Modelle anhand der Höhe der Grenzkosten der Modelltechnologien über deren Einsatz und simulieren so den Wettbewerb zwischen Energieträgern und Energietechnologien auf dem Energiemarkt.

Der methodische Ansatz basiert auf der in der ökonomischen Theorie formulierten Vorstellung, dass bei gegebener Nachfrage, gegebenen Brennstoffpreisen und Investitionskosten ein wettbewerbliches System zu den gleichen Investitions- und Kraftwerkseinsatzentscheidungen führt, wie ein zentral optimiertes System. Unterstellt wird demnach, dass die Stromnachfrage durch den die geringsten Kosten verursachenden Ressourceneinsatz befriedigt wird.

Für die Umsetzung dieses Modellansatzes wird die Optimierung als mathematisches Format der Modellformulierung gewählt.³³ Unter Berücksichtigung von Nebenbedingungen ist eine optimale Lösung für eine Zielfunktion zu finden. Eine entsprechende Optimierungsfunktion setzt sich aus folgenden Elementen zusammen:

Zielfunktion (minimiere / maximiere):	Min $\bar{k}x$
Nebenbedingungen zur Begrenzung des Lösungsraumes:	$\tilde{A}x \leq \bar{Q}$
Nebenbedingung zum Output:	$x \geq N$
Nichtnegativitätsbedingung:	$x \geq 0$

Der Vektor \bar{k} enthält die Kosten des Endproduktes x , dass die Nachfrage N befriedigt. Die Technologiematrix \tilde{A} umfasst die Technologien zur Stromerzeugung bzw. zur Stromeinsparung. Die Ressourcen \bar{Q} umfassen Begrenzungen des Einsatzes der Technologien, die sich aus energiepolitischen Vorgaben oder Ressourcenknappheiten ergeben können.

Ein Optimum für den Lösungsvektor kann grundsätzlich gefunden werden, wenn das Set von möglichen Lösungen $S = \{x | \tilde{A}x \leq \bar{Q}, x \geq 0\}$ begrenzt ist und mindestens eine Lösung enthält.

In Bezug auf die Befriedigung der Stromnachfrage bedeutet das, dass der Kraftwerksbestand und dessen Einsatz zur Stromerzeugung inklusive der Möglichkei-

³³ Die Darstellung zielt hier einseitig auf die Optimierung ab. Genauso denkbar ist es, eine zukünftige Entwicklung des Stromsektors zu simulieren, indem alle Parameter exogen bestimmt werden und eine Mengenstruktur sowie eine Technologiestruktur für den Betrachtungszeitraum vorgegeben wird. Als Ergebnis werden dann die resultierenden Kosten und Emissionen bilanziert. Dieser Ansatz wird hier nicht weiter verfolgt. Der Übergang zwischen Optimierung und Simulation ist fließend. Denn wenn in einem Optimierungsmodell durch Nebenbedingungen der Lösungsraum immer weiter eingeschränkt wird, wird letztlich eine vom Modellierer definierte Entwicklung simuliert.

ten zur Stromverbrauchseinsparung so gestaltet werden, dass die Systemkosten minimiert werden und alle Begrenzungen des Einsatzes von Technologien berücksichtigt werden.

Neben der Modellformulierung als Optimierungsproblem sind weitere Merkmale zur Charakterisierung von Strommodellen von Bedeutung:

- Die Regionalisierung

Strommodelle können die Stromproduktion eines einzigen Kraftwerkes optimieren, die eines regionalen oder unternehmensweiten Kraftwerksverbundes, die einer begrenzten Region oder die eines Landes sowie einer Ländergruppe. In jedem Fall ist zu beachten, wie die Austauschbeziehungen des betrachteten Gebietes mit der jeweiligen Umgebung modelliert sind.

- Die Zeitbehandlung

Nicht nur der Betrachtungszeitraum vom Startjahr bis zum Endjahr der Optimierung ist ein wichtiges Merkmal für Strommodelle, sondern auch die Periodenlänge, für die jeweils die Nachfrage und das Angebot in Übereinstimmung gebracht wird. Üblicherweise entspricht die Summe des erzeugten Stromes eines Jahres der entsprechend summierten Stromnachfrage. Die Fläche unter der geordneten Jahresdauerlinie des Stromverbrauches ist aber nicht rechteckig, da der Stromverbrauch über das Jahr nicht konstant ist. Er weist in Abhängigkeit von der Jahreszeit, vom Wochentag sowie von der Tageszeit charakteristische Schwankungen auf. Deshalb erhöhen kürzere Periodenlängen bis hin zu einer stundengenauen Betrachtung die Realitätsnähe des Modells, da dann die Lastbereiche bei der Bestimmung der Erzeugungskapazität und der Erzeugung berücksichtigt werden.

- Die Entscheidungsfindung

Ist mit einem Strommodell beispielsweise die Erzeugung für einen Zeitraum von zehn Jahren zu modellieren, sind zwei Arten der Entscheidungsfindung zu unterscheiden. Findet das Modell auf der Basis aller Informationen zur Kosten-, Preis- und Nachfrageentwicklung über den Gesamtzeitraum das Gesamtoptimum, so wird diese Art der Entscheidungsfindung mit „perfect foresight“ bezeichnet.

Als myopisch bezeichnet man die Entscheidungsfindung dann, wenn für jede Periode des Untersuchungshorizonts ein separates temporäres Optimum ermittelt wird. Die Dynamik des Modells wird über die Fortschreibung von Bestandsgrößen realisiert, wodurch eine Interdependenz der temporären Optima hergestellt wird. Ein myopisches Modell bestimmt in einer ersten Rechnung das Optimum für einen Teilintervall (i.d.R. ein Jahr), kann dabei nur auf die Parameter des Teilintervalls zurückgreifen und berücksichtigt nicht die spätere Entwicklung der Parameter. In einer weiteren Rechnung wird für das nächste Teilintervall das Optimum bestimmt, wobei wiederum nur auf Informationen über die Parameter bis zur zweiten Teilperiode zurückgegriffen werden kann. Diese Schleife wird für den ge-

samten Betrachtungszeitraum entsprechend der Anzahl der Teilintervalle durchlaufen.

Bei einer solchen Modellcharakteristik ist es somit denkbar, dass es zu Beginn des Betrachtungszeitraumes zu zunächst optimalen Erzeugungsstrukturen kommt, die sich im Nachhinein als Fehlallokation erweisen können. Beispielsweise kann anfänglich ein Kostenoptimum bei der Stromerzeugung durch Investitionen in bestimmte Technologien erreicht werden, das sich nach einiger Zeit, aber vor Ablauf der Abschreibungsdauer der Kraftwerke, als ungünstig erweist, weil sogar die variablen Kosten zur Stromerzeugung dieser Technologie höher liegen als die Vollkosten einer anderen Technologie. Das Modell würde dann trotz bestehender Kapazitäten in der einen Technologie neue Kapazitäten in der nun günstigeren Technologie errichten. Als Konsequenz müssen zusätzlich weiterhin anfallende Kapitalkosten noch nicht abgeschriebener Kraftwerke (sunk costs) getragen werden bzw. bei schon abgeschriebenen Kraftwerken wird bei Verkürzung der technischen Nutzungsdauer auf das „goldene Ende“ einer günstigen Stromproduktion ohne Kapitalkosten verzichtet. Diese zwar grundsätzlich realistischere Modellierung von Entscheidungen unter Unsicherheit führt im Ergebnis dann allerdings nicht zu einer Aussage, wie sich denn bei einer Rechnung mit gegebenen Parametern und der vollständigen Kenntnis derer zukünftigen Entwicklung die optimale Entwicklung der Stromerzeugung über den gesamten Betrachtungszeitraum darstellt.

Für Strommodelle müssen zur Abbildung der Stromerzeugungstechnologien und der Stromeinsparttechnologien zahlreiche Parameter spezifiziert und Nebenbedingungen bestimmt werden. Dazu gehören:

- Die Parametrisierung der Erzeugungs- und Nutzungstechnologien.
- Die Bestimmung der Anwendungspotenziale der Techniken.
- Die Schätzung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen.
- Die Schätzung der Preisentwicklung für Energieträger.

Es ist evident, dass diese datentechnische Fundierung von entscheidender Bedeutung für die Ergebnisse ist, da das Modell selbst nur ein Optimum für die Zielfunktion in genau dem Lösungsraum findet, der durch die Parametrisierung definiert ist.

4.3. Zur Interpretation der Ergebnisse von Strommodellen

Ausgehend von den im vorigen Abschnitt beschriebenen exogenen Parametern und Randbedingungen bestimmen Optimierungsmodelle i.d.R. das kostenoptimale Versorgungssystem, also diejenige Kombination von Technologien, die den Bedarf an Nutzenergie mit den geringsten Systemkosten deckt. Dabei ist die gefundene Lösung allerdings nur in Bezug auf die vorgegebenen Restriktionen als optimal zu

bezeichnen. Als ein weiteres Ergebnis weisen Optimierungsmodelle die sogenannten Schattenpreise aus, die je nach Zielfunktion beispielweise angeben, was die zusätzliche Produktion einer Energieeinheit oder was die Vermeidung einer zusätzlichen Einheit CO₂ kosten würde.

Die bei der Formulierung von Optimierungsmodellen notwendige Komplexitätsreduktion sowie die verwendete mathematische Methode der linearen, nichtlinearen oder gemischt-ganzzahligen Programmierung führen allerdings zu einer Reihe von Schwächen, die bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen sind:

- Aggregierte Betrachtung der Technologien.

Bedingt durch den linearen Optimierungsansatz müssen gleichartige Prozesse sowie deren ökonomische und technische Parameter aggregiert betrachtet werden. Daher werden i.d.R. nicht einzelne Anlagen betrachtet, sondern es wird die Gesamtkapazität ähnlicher Prozesse analysiert. Somit können Zubauten von Kraftwerken in einer beliebigen Kapazität erfolgen, ohne dass dabei Mindest- oder Standardkapazitäten berücksichtigt werden. Weiterhin müssen deshalb für die modellhafte Abbildung von technischen und wirtschaftlichen Parametern Mittelwerte verwendet werden, die deutlich von realen Werten abweichen können. Ebenso können bautechnische und technische Veränderungen, wie z.B. die Kopplung eines Kraftwerks mit einer nachgeschalteten Rauchgasentschwefelungsanlage oder die Wirkungsgradverbesserung im Rahmen von Instandhaltungsmaßnahmen in ihren Konsequenzen in Bezug auf angepasste Kapazitäten, Lebensdauer etc. nur unzulänglich berücksichtigt werden.

- Transaktionskosten

Optimierungsmodelle finden das optimale Versorgungssystem i.d.R. ohne Berücksichtigung von Transaktionskosten. Beispielsweise würde ein Optimierungsmodell eine Stromspartechnologie, die wirtschaftlicher ist als eine Erzeugungstechnologie, im Rahmen der im Modell festgelegten Einsatzgrenzen maximal einsetzen. In der Realität gibt es allerdings Hemmnisse, die die entsprechenden Akteure nicht ökonomisch rational handeln lassen. Dadurch wird diese Stromspartechnologie nicht in dem maximal möglichen Ausmaß umgesetzt, so dass für eine vollständige Umsetzung zusätzliche Maßnahmen, die Transaktionskosten verursachen, ergriffen werden müssten. Somit unterschätzen Optimierungsmodell tendenziell die Kosten von Veränderungen im Energiesystem.

- Penny Switching

Lineare Optimierungsmodelle können die Substitutionsbedingungen der Faktoreinsatzmengen nur durch einen Wechsel von der einen Produktionstechnik auf eine andere darstellen. Bei LP-Modellen können kleine Veränderungen der Inputgrößen große Veränderungen der Ergebnisse bewirken.

- Preiselastische Nachfragefunktion

Optimierungsmodelle können die Rückwirkungen einer neu errechneten veränderten Preis- bzw. Mengenstruktur auf die bisherige Preis- und Mengenstruktur nicht berücksichtigen. Als Hilfskonstruktion zur Vermeidung dieser Schwäche können mehrere Optimierungsrechnungen hintereinander durchgeführt werden, wobei die bei einer Optimierung errechneten Preise und Mengen als Input für die nächste Optimierungsrechnung verwendet werden. Diese Schleifenkonstruktion wird dann so lange wiederholt, bis die Größe der Ergebnisänderung einen Schwellenwert unterschreitet.

4.4. Das Strommodell EMS

Bei dem EMS-Modell handelt es sich um eine Kombination aus einer Kraftwerksdatenbank, dem eigentlichen Optimierungsmodell sowie einem Instrumentarium zur Analyse und zum Vergleich der gerechneten Szenarien. Eine einfache Vorläuferversion des Optimierungsmodells wurde ursprünglich 1998 im Rahmen von Untersuchung des bremer energie instituts zu den Effekten eines Ausstiegs Deutschlands aus der Kernenergie entwickelt [vgl. bei (1998)]. Für die hier vorliegende Untersuchung wurde dieses Optimierungsmodell erheblich verbessert und um die Bestandsdatenbank erweitert. Darüber hinaus wurde speziell für den in dieser Untersuchung angestrebten Vergleich von Szenarien ein umfangreiches Analysewerkzeug programmiert, das die Szenariendaten verwaltet und die Ergebnisse des Optimierungsmodells aufbereitet.

Die Kraftwerksdatenbank bildet die Entwicklung des gesamten Kraftwerksparks der Bundesrepublik Deutschland von 1960 bis 1998 ab. Dazu werden in der Bestandsdatenbank folgende Kraftwerkstypen als Aggregat der Einzelanlagen erfasst (bei Kernkraftwerken und Braunkohlekraftwerken sind die Kraftwerke einzeln erfasst):

- Konventionelle Kraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung
 - o Kernkraftwerke
 - o Steinkohlekraftwerke (einschließlich Mischfeuerung)
 - o Braunkohlekraftwerke (einschließlich Mischfeuerung)
 - o Ölkraftwerke
 - o Gaskraftwerke (GuD-Anlagen und Gasturbinen)
- Erneuerbare Energien
 - o Wasserkraftwerke
 - o Windkraftwerke (differenziert nach drei Standortqualitäten Binnenland, Küste und Off-Shore)
 - o Photovoltaik (differenziert nach 3 Standortqualitäten)
 - o Sonstige erneuerbare Energien
- Kraft-Wärme-Kopplung

- Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis erneuerbarer Brennstoffe
- Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis Gas
- Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis Kohle

Auf dieser Datenbasis (zur Parametrisierung der Kraftwerke vgl. Kapitel 5) setzt ein in GAMS realisiertes lineares Optimierungsmodell auf. Es minimiert die Gesamtkosten der Stromerzeugung, indem der optimale Einsatz vorhandener Kraftwerke sowie der ggf. notwendige Zubau und optimale Einsatz neuer Kraftwerke zur Stromerzeugung bestimmt wird. Die Zielfunktion des linearen Optimierungsmodells ist eine Minimierung aller entscheidungsrelevanten Kosten der Stromerzeugung:

- Investitionskosten und leistungsabhängige Kosten (Personal-, Wartungs- und Instandhaltungskosten) für neue Kraftwerke
- Brennstoffkosten
- Sonstige variable Kosten
- Gutschriften für vermiedene Netznutzung und Wärmeauskopplung

Optimiervariablen sind neben der Auslastung existierender Anlagen (A) auch der Zubau von Neuanlagen (N) sowie der Einsatz bereits in Vorperioden des Betrachtungszeitraumes neu errichteter Anlagen (V). Im Folgenden sind die Zielfunktion und die wesentlichen Restriktionen vereinfacht dargestellt:

Zielfunktion:
$$\sum_k BK(A,V,N) + \sum_k FK(N) + \sum_k VBK(A,V,N) - \sum_k Gut(A,V,N)$$

Kapazitätsbilanz:
$$\sum_{kk} Kap(A,V,N) + \sum_{kr} Kap(A,V,N) \times RF \geq KapMin$$

Erzeugungsbilanz:
$$\sum_k Erz(A,V,N) \geq ErzMin$$

Emissionsbilanz:
$$\sum_k Br(A,V,N) \times EFak(k) \leq EmMax$$

mit

k	alle Kraftwerkstypen
kk	alle Kraftwerkstypen ohne kr
kr	Kraftwerkstypen mit fluktuierender Erzeugung (Wind, Photovoltaik)
BK	Brennstoffkosten
FK	Fixe Betriebskosten
VBK	Variable Betriebskosten ohne Brennstoffkosten
Gut	Gutschriften für vermiedene Netznutzung und Wärmeauskopplung
A	Alte Kraftwerke aus dem Bestand
N	Neue vom Modell eingesetzte Kraftwerke
V	Vorhandene Kraftwerke (vom Modell bereits in einer Vorperiode eingesetzt)
Kap	Kraftwerkskapazität

KapMin	Mindestkapazität des Erzeugungssystems
RF	Faktor zur Anrechnung der Kapazität fluktuierender Erzeugungsleistung
Erz	Stromerzeugung
Br	Zur Stromerzeugung eingesetzte Brennstoffe
ErzMin	Mindeststromerzeugung des Erzeugungssystems
EFak	Emissionsfaktor
EmMax	Maximale CO ₂ -Emissionen

Die Optimierung erfolgt auf der Basis von Vorgaben über zukünftige Energiepreise sowie über zu erwartende Entwicklungen für die ökonomischen und technischen Eigenschaften neuer Kraftwerke. Das Modell setzt eine myopische Erwartungshaltung bei der Kraftwerkseinsatzplanung um, d.h. für jede Periode des Untersuchungshorizonts wird ein separates temporäres Optimum ermittelt und als Ausgangspunkt für die Optimierung in der nächsten Periode verwendet. Über die Fortschreibung von Bestandsgrößen wird eine Interdependenz der temporären Optima hergestellt (quasi-dynamisch). Das Optimierungsmodell beinhaltet ein Emissionsmodell, das für jedes untersuchte Szenario die jeweils bei der Stromerzeugung direkt anfallenden CO₂-Emissionen quantifiziert und auch CO₂-Emissionsgrenzen als Restriktion vorgeben kann.

Als Ergebnis bestimmt das Modell für jede Periode des Betrachtungszeitraumes die Struktur und Einsatzweise des Kraftwerksparks und die damit verbundenen CO₂-Emissionen. Die jährlichen Stromgestehungskosten ergeben sich aus dem Brennstoffverbrauch, den sonstigen variablen Kosten, den Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie den Kapitalkosten des Kraftwerksparks, vermindert um die Gutschriften für vermiedene Netznutzung sowie Wärmeauskopplung.

4.5. Exkurs: Das Modellexperiment II

Mit dem Strommodell EMS wurde im Rahmen des Forums für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen (FEES) zusammen mit anderen Energiemodellen an einer Fallstudie mit harmonisierten Rahmendaten, einem sogenannten Modellexperiment, teilgenommen. Dieses Modellexperiment ähnelt der Fragestellung und Konzeption einiger Szenarien, die in dieser Arbeit mit dem EMS-Modell analysiert werden. Deshalb sollen im Rahmen dieses Exkurses in verkürzter Form das entsprechende Modellexperiment und dessen wesentliche Ergebnisse referiert werden.³⁴

Das ‚Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen‘ soll eine Kommunikationseinrichtung für den intensiven Erfahrungsaustausch zwi-

³⁴ Für eine ausführliche Darstellung der Zielsetzung und Aufgaben des Forums sowie der bisher durchgeführten zwei Modellexperimente vgl. [FEES 2000], [FEES 2001] sowie <http://www.ier.uni-stuttgart.de/extern/forum>, Abfragedatum: 07.04.2001.

schen Entwicklern und Nutzern von Energiemodellen sein und gründet sich auf eine Initiative von Wissenschaftlern, die maßgeblich an der Entwicklung und Anwendung von Energiesystemmodellen beteiligt sind. Hauptziele des Forums sind das Aufzeigen des Anwendungspotenzials und die Förderung der Anwendung von Energiemodellen und energiewirtschaftlichen Systemanalysen für die Energiepolitik und Energiewirtschaft. Als ein wichtiges Instrument werden dafür vom Forum sogenannte Modellexperimente durchgeführt. Ein Modellexperiment zeichnet sich durch eine definierte Fragestellung aus, die mit einer ausgewählten Anzahl von Modellansätzen untersucht wird, wobei möglichst harmonisierte Rahmenannahmen verwendet werden. Bei der vergleichenden Analyse der Ergebnisse des Modellexperimentes sollen Erkenntnisse über die Ergebnisrelevanz der Modellmethodik, des Detaillierungsgrades der Modellierung sowie der verwendeten Datenbasis gewonnen werden.

Bisher wurden zwei Modellexperimente durchgeführt. Das Modellexperiment I zum Thema ‚Strukturelle und Gesamtwirtschaftliche Effekte des Klimaschutzes - Die nationale Perspektive‘ befasste sich mit den Auswirkungen einer Einführung von Ökosteuern auf das Energiesystem und die Volkswirtschaft [vgl. FEES (1999)].

Zielsetzung des zweiten Modellexperimentes war es, ausgewählte Energiesystem- und Energiewirtschaftsmodelle zu nutzen, um die Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs auf die Elektrizitätsversorgung und die Elektrizitätswirtschaft zu analysieren. Beteiligt haben sich an dem Modellexperiment insgesamt elf verschiedene Modellansätze. Davon sieben Vertreter der prozessorientierten Bottom-up Modelle, die sich wiederum in vier Strommodelle und drei Energiesystemmodelle einteilen lassen, sowie drei Energiewirtschaftsmodelle. Von den Energiesystem- und Strommodellen wurden die Auswirkungen hinsichtlich der Stromerzeugungskosten, der Struktur der Erzeugung bzw. des Umfangs von Stromimporten sowie hinsichtlich des Ausstoßes von energiebedingten Luftschadstoff- bzw. Treibhausgasemissionen vor dem Hintergrund von klimapolitischen Zielen ermittelt. Von den Energiewirtschaftsmodellen wurden darüber hinaus auch Effekte auf wichtige volkswirtschaftliche Kenngrößen wie z.B. das Wirtschaftswachstum und die Beschäftigung quantifiziert.

Im Rahmen des zweiten Modellexperimentes wurden auch die methodischen Eigenschaften der teilnehmenden vier Strommodelle³⁵ für einen Vergleich tabellarisch zusammengestellt [FEES (2001), S. 19 ff.]. Das EMS-Modell unterscheidet sich demnach von den übrigen drei Modellen in den folgenden vier Bereichen:

- Entscheidungsfindung: Das EMS-Modell ist das einzige sequentiell dynamisch ausgelegte Modell, dass für jedes Jahr des Betrachtungszeitraumes

³⁵ Die vier Strommodelle sind: DIOGENES (Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, Mannheim), EMS (bremer energie institut), PERSEUS-ICE (IIP, Universität Karlsruhe) und TIMES-GES (IER, Universität Stuttgart).

optimiert und damit kein intertemporales Optimum gemäß „perfect foresight“ bestimmt.

- Das EMS-Modell und das Modell DIOGENES bilden die gesamte Stromerzeugung und die damit verbundene Fernwärmeerzeugung in Deutschland ab. Die Modelle PERSEUS-ICE und TIMES beschränken sich auf die öffentliche Strom- und Fernwärmeerzeugung. Damit unterscheiden sich die Modelle hinsichtlich der Absolutwerte der Netto-Engpassleistung und der Nettostromerzeugung.
- Die Modelle PERSEUS-ICE und TIMES weisen eine wesentlich differenziertere Abbildung der Erzeugungstechnologien auf. In diesen Modellen ist eine Vielzahl unterschiedlicher Kraftwerkstypen parametrisiert und die 19 Kernkraftwerke werden in einzelnen Prozessen abgebildet. Im EMS-Modell sind die Erzeugungstechnologien stärker aggregiert. Einzelne Kraftwerke werden nicht abgebildet.
- In Bezug auf die Analyse der Emissionen der Stromerzeugung beschränkt sich das EMS-Modell auf das Klimagas CO₂. Die anderen Modelle betrachten auch eine Reihe von Luftschadstoffen sowie weitere Klimagase.

Das zweite Modellexperiment umfasst ein Basisszenario sowie drei Ausstiegsszenarien. Das Basisszenario untersucht eine Business-as-usual Entwicklung mit einer unterstellten Betriebszeit der vorhandenen Kernkraftwerke von 40 Zeitjahren. Die drei Ausstiegsszenarien unterstellen dagegen eine Betriebszeit der Kernkraftwerke von 25 Zeitjahren und unterscheiden sich durch drei alternative Varianten der Emissionsentwicklung. Für ein Ausstiegsszenario ist keine Emissionsgrenze definiert, das zweite fordert die Einhaltung des Emissionspfades des Basisszenarios, das dritte verwendet als CO₂-Emissionsbeschränkung das 21%-Ziel des Kyoto-Protokolls bis 2010 und eine Fortschreibung dieses Reduktionspfades bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes mit einer Minderungszielmarke von 43%.

In Bezug auf die Parametrisierung wurden für das EMS-Modell für neu zu errichtende Kraftwerke weitestgehend die vom Forum vorgelegten harmonisierten technischen und ökonomischen Daten verwendet. Für alle Szenarien wird ein nahezu konstanter Stromverbrauch unterstellt (gesamter Zuwachs des Nettostromverbrauches zwischen 1997 und 2030 in Höhe von 3,2%), da im Rahmen des Modellexperimentes von der Annahme ausgegangen wird, dass sich Verbrauchssteigerungen und Einsparungen weitgehend kompensieren. Der für Strommodelle typischen hohen Abhängigkeit der Ergebnisse von den Annahmen zu der zukünftigen Energiepreisentwicklung wurde im Modellexperiment dahingehend Rechnung getragen, dass neben den dazu im Modellexperiment definierten Annahmen auch die der aktuellen Prognos-Studie zugrunde gelegt wurden [vgl. Prognos (2000)]. Die Ergebnisse für alle Szenarien werden deshalb in den Varianten „P“ für den Preisfad von Prognos sowie „F“ für den Preisfad des Forums ausgewiesen.

Beim Ergebnisvergleich des Modellexperimentes ist zu berücksichtigen, dass nicht alle Modelle mit den selben technischen und ökonomischen Daten bezüglich der Neubaukraftwerke gearbeitet haben. Des weiteren weisen die vier Strommodelle wie bereits erwähnt eine unterschiedlich sektorale Abgrenzung auf. Ebenso problematisch für einen Ergebnisvergleich ist die Tatsache, dass jedes Modell ein eigenes Basisszenario berechnet hat und die Kosten und Emissionen der Ausstiegsszenarien jeweils relativ zu diesem Basisszenario ausgedrückt werden. Somit beziehen sich die Ergebnisse der Modelle nicht auf ein für alle Modelle einheitliches Basisszenario. Den Ergebnisvergleich erschwert zusätzlich die Tatsache, dass die Menge des zu ersetzenden Kernenergiestroms zwischen den vier Modellen in einzelnen Jahren des Betrachtungszeitraumes um über 100% abweicht, da kein einheitlicher Ausstiegspfad zugrunde gelegt wurde.

Diese methodischen Probleme waren allen Teilnehmern des Modellexperimentes bekannt, konnten aber dennoch nicht im Rahmen der zur Verfügung stehenden Zeit und Projektmittel abgestellt werden. Deshalb stellt es einen erheblichen Aufwand dar, einen Zusammenhang zwischen den Unterschieden in den Ergebnissen der vier Strommodelle und den verwendeten Modellkonzepten bzw. den in den jeweiligen Modellen verwendeten Parametern herzustellen. Das konnte selbst im Rahmen des Modellexperimentes II nur in Ansätzen geleistet werden.³⁶ Die Ergebnisse der Szenarienrechnungen werden deshalb im Folgenden nur verkürzt wiedergegeben. Damit kann zumindest gezeigt werden, dass sich das EMS-Modell als Optimierungsmodell hinsichtlich der Größenordnung seiner Ergebnisse nicht von den anderen teilnehmenden Strommodellen absetzt.

Die Ergebnisse aller vier Strommodelle in Bezug auf die Modellierung der zukünftigen Kapazitätsentwicklung und Stromerzeugung sowie der damit verbundenen CO₂-Emissionen liegen in allen Szenarien in einer akzeptablen Bandbreite. Ergebnisunterschiede ergeben sich im Wesentlichen aus der modellierten Aufteilung des Kernenergieersatzes auf die Stromerzeugung aus den Energieträgern Kohle und Gas. Bei methodisch ähnlich konzipierten Optimierungsmodellen kann das allerdings angesichts harmonisierter Brennstoffpreise nur durch eine unterschiedliche Parametrisierung der Erzeugungstechnologien verursacht worden sein. Diese unterschiedliche Abbildung der zukünftigen Rolle der Stromerzeugung aus Kohle und Erdgas bedingt weitgehend die Ergebnisunterschiede in Bezug auf die ausgewiesenen CO₂-Emissionen und die resultierenden Zusatzkosten.

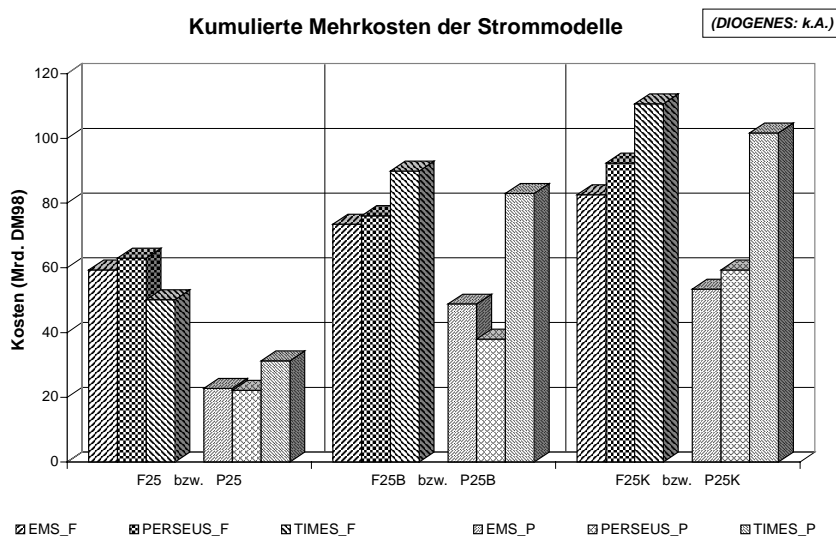
Das EMS-Modell ersetzt konsequenter als die anderen Modelle die Kernenergienutzung durch die Verstromung von Erdgas. Dies erfolgt wegen der myopischen Entscheidungsfindung des EMS-Modells ungeachtet der bei beiden Preispfaden über Verlauf des Betrachtungszeitraumes angesetzten deutlichen Eskalation des Gaspreises. Deshalb werden vom EMS-Modell trotz vorhandener Kapazitäten zur

³⁶ Eine ausführliche Ergebnisdarstellung und Ansätze zur Interpretation der Ergebnisse finden sich im Abschlussbericht des Modellexperimentes [vgl. Forum (2001)].

Verstromung von Gas neue Steinkohlekraftwerke dazugebaut und zwar von dem Punkt an, an dem die Vollkosten der Stromerzeugung aus Kohle die Grenzkosten der Gasverstromung unterschreiten. Somit wäre aus diesem Aspekt heraus zu erwarten, dass die Gesamtkosten des Kernenergieausstieges, wie sie vom EMS-Modell ermittelt werden, bei den im Modellexperiment angesetzten Energiepreispfaden tendenziell höher ausfallen, als in den anderen Modellen, die in Bezug auf die Entscheidungsfindung über „perfect foresight“ verfügen.

Hauptergebnis des Modellexperimentes sind die resultierenden Zusatzkosten in Folge des vorzeitigen Kernenergieverzichts, die in der folgenden Abbildung 4.5 wiedergegeben sind. Die Bezeichnungen F25 und P25 stehen für die beiden Preisvarianten („P“ und „F“) des Szenarios Kernenergieausstieg nach 25 Jahren ohne Emissionsbegrenzung. Die Bezeichnungen F25B bzw. P25B stehen für die beiden Preisvarianten des Szenarios Kernenergieausstieg nach 25 Jahren mit Einhaltung des Emissionspfades des Basisszenarios und die Bezeichnungen F25K bzw. P25K stehen für die beiden Preisvarianten des Szenarios Kernenergieausstieg nach 25 Jahren mit CO₂-Emissionsbeschränkung gemäß des Kyoto-Protokolls in Höhe von 21%-Ziel bis 2010.

Abbildung 4.5 Modellexperiment II: Ergebnisvergleich der Strommodelle



Quelle: [Forum (2001)].

Die Abbildung zeigt die Summe der nicht abdiskontierten Kosten wie sie das EMS-Modell und zwei weitere Strommodelle ermittelt haben.³⁷ Die Bandbreite für den vorzeitigen Kernenergieausstieg ohne Emissionsbeschränkung liegt zwischen 23 und 31 Mrd. DM98 (Energiepreispfad „P“) bzw. zwischen 50 und 63 Mrd. DM98 (Energiepreispfad „F“). Für den Kernenergieausstieg mit Emissionsbegrenzung

³⁷ Die Abbildung 4.5 ist einer Vorabversion des Endberichtes zum Modellexperiment II entnommen und enthält noch nicht die Ergebnisse des Strommodells DOGENES. Die endgültige Version des Endberichtes mit vollständigen Diagrammen lag bei Abfassung dieser Arbeit noch nicht vor.

gemäß Kyoto-Protokoll liegt die Bandbreite zwischen 53 und 102 Mrd. DM98 (Energiepreispfad „P“) bzw. zwischen 83 und 111 Mrd. DM98 (Energiepreispfad „F“).

Die Ergebnisse des EMS-Modells liegen im Vergleich zu den anderen Modellen nicht einheitlich niedriger oder höher. Die Unterschiede im Vergleich zum Modell PERSEUS-ICE fallen wesentlich geringer aus, als die Unterschiede zum Modell TIMES. Das EMS-Modell kann demnach trotz seiner konstruktiven Bescheidenheit Ergebnisse liefern, die nicht weniger plausibel sind, als die anderer Modelle.

5. Die Parametrisierung des EMS-Modells

Für jeden im EMS-Modell eingerichteten Kraftwerkstyp werden die technischen und ökonomischen Parameter und deren Entwicklung über den Betrachtungszeitraum festgelegt. Dabei unterscheidet das Modell zwischen bereits vorhandenen und neu zu errichtenden Kraftwerken. Die Parameter der neu zu errichtenden Kraftwerke sind für jeden Kraftwerkstyp im Optimierungsmodell festgelegt. Für die bereits vorhandenen Kraftwerke werden die Parameter Betriebskosten, maximale Vollbenutzungsstunden sowie Nutzungsdauer und Abschreibungsdauer ebenfalls für jeden Kraftwerkstyp im Optimierungsmodell festgelegt. Die Kapazität der vorhandenen Kraftwerke und die resultierenden Sterbelinien, deren durchschnittlicher Nutzungsgrad sowie deren Kapitalkosten werden in der Kraftwerksdatenbank berechnet und dem Optimierungsmodell übergeben.

Das folgende Kapitel 5.1 beschreibt die Parametersetzungen für die vorhandenen Kraftwerke. Die Definition der drei Parameter vorhandene Kapazität, Nutzungsgrad und Kapitalkosten und deren Bestimmung in der Bestandsdatenbank beschreibt das Kapitel 5.2. In Kapitel 5.3 werden die Parametersetzungen für neu zu errichtende Kraftwerke dargestellt. Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über alle vom Modell gehandhabten Parameter.

Tabelle 5.6 Kraftwerksparameter im EMS-Modell

Parameter	Vorhandene Kraftwerke	Neue Kraftwerke
Kapazität	Aus der Bestandsdatenbank ermittelt.	Im EMS-Modell errechnet.
Nutzungsgrad	Aus der Bestandsdatenbank ermittelt.	Entwicklung über den Betrachtungszeitraum im EMS-Modell definiert.
Kapitalkosten	Aus der Bestandsdatenbank ermittelt.	Im EMS-Modell errechnet.
Spezifische Investitionskosten	---	Entwicklung über den Betrachtungszeitraum im EMS-Modell definiert.
Betriebskosten	Als Konstante über den Betrachtungszeitraum im EMS-Modell definiert.	Als Konstante über den Betrachtungszeitraum im EMS-Modell definiert.
Vollbenutzungsstunden	Als Konstante über den Betrachtungszeitraum im EMS-Modell definiert.	Als Konstante über den Betrachtungszeitraum im EMS-Modell definiert.
Nutzungsdauer und Abschreibungsdauer	Als Konstante über den Betrachtungszeitraum im EMS-Modell definiert.	Als Konstante über den Betrachtungszeitraum im EMS-Modell definiert.
Quelle: Eigene Zusammenstellung.		

Der Nutzungsgrad stellt den über das Jahr gemittelten Brennstoffwirkungsgrad eines Kraftwerkes, wie er sich in Abhängigkeit von diversen technischen Parametern, aber insbesondere der Fahrweise des Kraftwerks ergeben hat, dar. Sofern überhaupt Informationen über den Wirkungsgrad einzelner Kraftwerke verfügbar sind, handelt es sich zumeist um Angaben zum elektrischen Wirkungsgrad, also

einem momentanen, meist optimalen Zustand eines Kraftwerkes mit bestmöglicher Umsetzung des Brennstoffes in den Output elektrische Energie. Der elektrische Wirkungsgrad eines Kraftwerks ist abhängig von dem Entwicklungsstand der Kraftwerkstechnologie und korreliert damit mit dem Jahr der Inbetriebnahme. In manchen Untersuchungen erfolgt daher die Bestimmung dieses Parameters, indem für jeden Kraftwerkstyp ein funktionaler Zusammenhang zwischen Inbetriebnahmejahr und Wirkungsgrad spezifiziert wird. In dieser Untersuchung wurden für die vorhandenen Kapazitäten weitgehend statistische Angaben zur Bestimmung des Wirkungsgrades benutzt. Sofern keine Angaben verfügbar waren, wurde aus den vorliegenden Daten ein solcher funktionaler Zusammenhang abgeleitet und zur Berechnung der noch fehlenden Wirkungsgrade benutzt. Vom Wirkungsgrad wurde auf den Jahresnutzungsgrad geschlossen, indem ein für jeden Kraftwerkstyp spezifischer durchschnittlicher Abschlag (2% für Kohlekraftwerke, 1% für Gaskraftwerke) vorgenommen wurde.

Die Kapitalkosten für die vorhandenen Kraftwerke werden durch eine rückwirkende Bestandsrechnung errechnet. In der Bestandsdatenbank wurden differenziert nach Kraftwerkstyp für jeden Kapazitätszugang seit 1960 die im jeweiligen Jahr aktuellen spezifischen Investitionskosten bestimmt. Daraus wurde ein Bruttokapitalbestand gebildet, der sich jedes Jahr um die Abschreibung vermindert. Diese Abschreibung und die Verzinsung des verbleibenden Nettokapitalbestandes mit einem Realzins von 5% ergeben den Kapitaldienst für die bestehenden Kraftwerke. Somit verursachen diejenigen Kraftwerke, die nach 1979 in den Bestand gekommen sind und über 20 Jahre abgeschrieben werden, Kapitalkosten über das Startjahr des Betrachtungszeitraumes 1999 hinaus bis maximal 2018. Die Kapitalkosten für die vom Modell neu in den Bestand genommenen Kraftwerke werden vom Modell anhand der Investitionen und der Abschreibungsdauer errechnet.

Die Investitionskosten umfassen die Kosten für die „schlüselfertige“ Anlage, die Bauherreneigenleistungen (Grundstück, Infrastruktur, Genehmigungen etc.) sowie die Zinsen während der Bauzeit. In der Literatur werden die Investitionskosten überwiegend pauschal auf die installierte elektrische Nettoleistung in Kilowatt (kW_{el}) bezogen und als spezifische Investitionen in DM/ kW_{el} ausgewiesen. Diese nehmen üblicherweise mit zunehmender Blockgröße eines Kraftwerks ab. Im EMS-Modell wird wie schon erwähnt der Zubau von Kraftwerken nicht blockweise, sondern aggregiert über die Leistung modelliert und dabei auf die Berücksichtigung einer Bauphase verzichtet. Deshalb liegen die angesetzten spezifischen Investitionskosten regelmäßig über der in der Literatur oder gar von Kraftwerksherstellern genannten Kostengrößenordnung für große Kraftwerksblöcke. Somit ist in den Werten ein Zuschlag für die Zinskosten während der Bauphase enthalten sowie eine Mischung zwischen großen, mittleren und kleinen Kraftwerkseinheiten berücksichtigt.

Als Betriebskosten werden hier die während des Betriebs eines Kraftwerks anfallenden Kosten ohne Brennstoffkosten verstanden. Bei den Literaturangaben zu

den Betriebskosten ist wie bei allen Kostenangaben zu beachten, dass diese auf einer unterschiedlichen Preisbasis fußen können und zunächst entsprechend vergleichbar gemacht werden müssen. Im EMS-Modell wird zwischen variablen und fixen Betriebskosten unterschieden. Die fixen Betriebskosten umfassen die Personalkosten, die Instandhaltungs- und Wartungskosten sowie die Steuern und Versicherungen und sind auf die installierte Leistung bezogen. In einigen Untersuchungen erfolgt die Bestimmung der fixen Betriebskosten als Prozentsatz der Investitionssumme. Dieser Ansatz erscheint bei Technologien mit großen Kostendegressionspotenzialen als unzureichend. Deshalb werden hier für jeden Kraftwerkstyp die fixen Betriebskosten in Anlehnung an Literaturangaben festgesetzt. Die variablen Betriebskosten sind auf die Stromproduktion bezogen und beinhalten Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe (z.B. für die Rauchgasreinigung bei Kohlekraftwerken) sowie variable Instandhaltungskosten wie z.B. Katalysatorwechsel. Fixe und variable Betriebskosten werden jeweils für alte und neue Kraftwerke gleich angesetzt und über den Betrachtungszeitraum real konstant belassen. Dahinter steht die Erwartung, dass sich langfristig die Lohnsteigerungen an dem Produktivitätsfortschritt orientieren und damit die Betriebskosten, die zu einem hohen Anteil aus Personalkosten bestehen, in langfristiger Betrachtung real konstant bleiben. Üblicherweise sinken die spezifischen Betriebskosten mit steigender Kapazität eines Kraftwerkes. Dieser Effekt kann im EMS-Modell, dass die Kraftwerkskapazität kontinuierlich handhabt und dabei nicht von definierten Kraftwerksblöcken abhängig ist, nur indirekt berücksichtigt werden. Dazu wird ein Mittelwert aus kleineren Kraftwerken mit höheren bzw. größeren Kraftwerken mit niedrigeren spezifischen Kosten bestimmt.

Der Parameter Vollbenutzungstunden steht für die maximale zeitliche Ausnutzung einer Leistung für die Stromerzeugung pro Jahr und wird im EMS-Modell für vorhandene und neue Kraftwerke gleichgesetzt. Der tatsächliche Wert bis zu dieser Obergrenze wird während des Modelllaufes durch das Modell bestimmt. Die Angabe einer Obergrenze reflektiert bei den erneuerbaren Energien wie Wind und PV die natürliche Einsatzgrenze, bei konventionellen Kraftwerkstypen die technische Einsatzgrenze.

Die Nutzungsdauer für eine vom Modell in den Bestand genommene Kapazität eines Kraftwerkstyps entscheidet darüber, nach wie viel Jahren die entsprechende Kapazität wieder aus dem Bestand genommen wird. Sie wird für jeden Kraftwerkstyp individuell bestimmt. Davon unabhängig ist die Abschreibungsdauer, die ebenfalls für jeden Kraftwerkstyp individuell festgelegt wird und i.d.R. 20 Jahre beträgt. Nur bei Kraftwerken mit einer kürzeren Lebensdauer als 20 Jahre wird die Abschreibungsdauer entsprechend angepasst. Das Modell verwendet die lineare Abschreibungsmethode.

5.1. Die Parametrisierung des bestehenden Kraftwerksparks

Die Parametrisierung der bestehenden Kraftwerke im EMS-Modell erfolgt sowohl in der Bestandsdatenbank als auch im Optimierungsmodell. Die folgenden Unterkapitel beschreiben die Erfassung der Kraftwerke in der Bestandsdatenbank hinsichtlich der Kapazität, der Altersstruktur und dem Nutzungsgrad sowie die Spezifizierung der übrigen Parameter im Optimierungsmodell. Das Kapitel 5.2 stellt die Ergebnisse der Datenaggregation innerhalb der Bestandsdatenbank vor, die als Input für das Optimierungsmodell verwendet werden.

5.1.1. Kernkraftwerke

In der Bestandsdatenbank sind 19 in Betrieb befindliche Kernkraftwerke (ohne Mühlheim-Kärlich) einzeln erfasst. Der Statistik lassen sich detaillierte Informationen zu den Zeitpunkten der Inbetriebnahme und zu der installierten Brutto- und Nettoleistung entnehmen [Atomwirtschaft (2000), S. 131 ff.]. Als durchschnittlicher Nutzungsgrad über alle Kernkraftwerke werden 33% angesetzt, die Vollbenutzungsdauer beträgt über den gesamten Betrachtungszeitraum maximal 7.600 Stunden pro Jahr und entspricht damit näherungsweise einem Mittelwert der letzten fünf Jahre.

Als Kostenparameter werden auf der Basis von Literaturangaben sowie eigenen Berechnungen die in der folgenden Tabelle wiedergegebenen Werte angesetzt [vgl. Hensing u.a. (1997) und Schiffer (1999)]. In den Rückstellungen sind die geschätzten Kosten für den Rückbau der Kraftwerke und die Endlagerkosten enthalten. Die tatsächlich erfolgten Rückstellungen der Unternehmen liegen deutlich höher [Hensing u.a. (1997), S. 17 ff.].

Tabelle 5.7 Betriebs- und Brennstoffkosten der Kernenergie

	Pf/kWhel	DM/kWhel
Rückstellungen	0,57	
Unterhalt/Betrieb		211,2
Brennstoffkosten	0,83	
Entsorgung	1,18	
Quelle: [Hensing u.a. (1997), S. 280 und Schiffer (1999), S. 182] sowie eigene Berechnungen.		

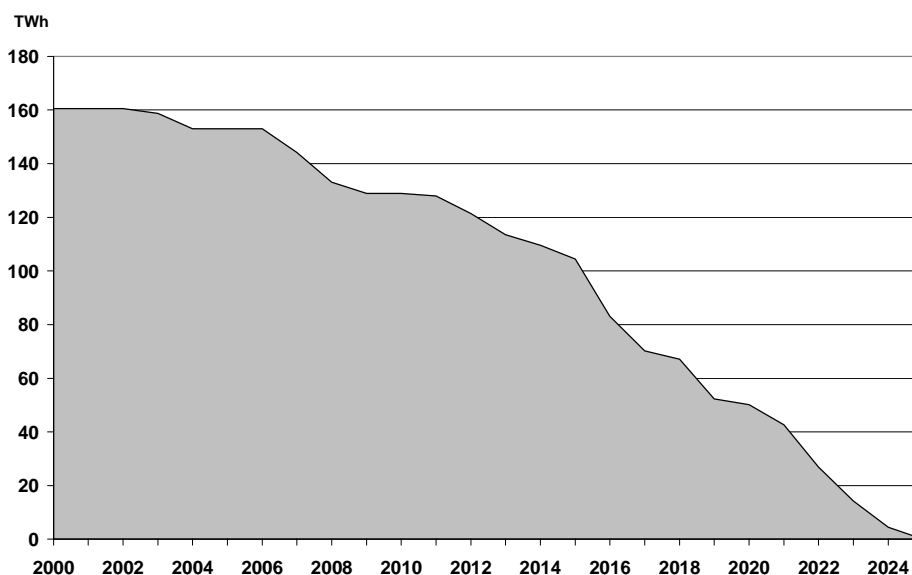
Die Bestimmung der Restkapazität an Kernenergie über den Betrachtungszeitraum des EMS-Modells wird abweichend zu den anderen Kraftwerkstechnologien nicht anhand des Jahres der Inbetriebnahme der Kraftwerke und der angesetzten technischen Nutzungsdauer bestimmt. Statt dessen wird aus der Reststrommenge, die in der in Kapitel 3.1.3 dargestellten Einigung zwischen Bundesregierung und

EVU's festgelegt wurde, die bei der angesetzten Vollbenutzungsdauer von 7.600 Stunden sich ergebende Restnutzung der Kapazität errechnet. In der folgenden Abbildung ist die zeitliche Verteilung dieser Reststrommenge abgetragen, die sich ergibt, wenn:

- die für Mülheim-Kärlich veranschlagte Strommenge in einer angenommenen Verteilung auf die Kernkraftwerke in Besitz der RWE-Energie-AG oder mit einer Beteiligung der RWE-Energie-AG umgelegt wird.³⁸
- das Kernkraftwerk Stade 2003 vom Netz geht und die verbleibende Reststrommenge auf das Kraftwerk Brokdorf übertragen wird.³⁹

Sofern andere Wege der Übertragung von Reststrommengen auf andere Kernkraftwerke von den Betreibern gewählt werden, ergibt sich eine andere zeitliche Verteilung der Reststrommenge. Ein Neubau von Kernkraftwerken ist in allen gerechneten Szenarien ausgeschlossen.

Abbildung 5.6 Reststrommenge für Kernkraftwerke gemäß Vereinbarung



Quelle: Eigene Darstellung.

Bei der hier angenommenen Verteilung reduziert sich bis 2016 die Stromerzeugung aus Kernenergie auf etwa die Hälfte. Als letzte gehen die Kraftwerke Emsland und Neckarwestheim-2 in 2024 bzw. 2025 vom Netz. In Abhängigkeit von der tatsächlichen Ausgestaltung der Umlegung der Reststrommengen von Mülheim-

³⁸ Hier wurden von den umzulegenden 107,25 TWh 40% auf das Kraftwerk Emsland und je 20% auf die Kraftwerke Grundremmingen B und C sowie Biblis B angesetzt [Bundesregierung (2000), Abschnitt II, Punkt 5].

³⁹ Dies wird unterstellt, da das Kernkraftwerk Brokdorf erst Ende 1986 in Betrieb genommen wurde und zudem ebenso wie das Kernkraftwerk Stade von E.ON sowie HEW betrieben wird.

Kärlich und anderen vorzeitig stillgelegten Anlagen ist es auch denkbar, dass einzelne Kernkraftwerke eine Gesamtlaufzeit von 40 Jahren erreichen.

5.1.2. Fossile Kraftwerke

Die Erfassung der zum Startjahr des Modells vorhandenen Kapazität sowie die zeitliche Entwicklung der Inbetriebnahme dieser Kapazität und ebenso die Erfassung der Nutzungsgrade erfolgte bei Kohlekraftwerken mit unterschiedlicher Genauigkeit in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit statistischer Daten. Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von mehr als 100 MW sind in der Kraftwerksdatenbank einzeln und am genauesten erfasst. Zur Erfassung wurde die amtliche Statistik mehrerer Jahrgänge seit 1960 verwendet [vgl. VWEW (1960ff.)] sowie auf aktuelle Beschreibungen der Braunkohleverstromung zurückgegriffen [Schiffer (2001), S. 110 ff.]. Diese Daten wurden für die Großkraftwerke durch telefonische Befragungen der Zuständigen an den jeweiligen Kraftwerksstandorten ergänzt.

Für Steinkohlekraftwerke, Gaskraftwerke und Ölkraftwerke konnte angesichts der Vielzahl an Kraftwerken keine kraftwerksscharfe Erfassung der Kapazität durchgeführt werden. Aus den Informationen der amtlichen Statistik [vgl. VWEW (1960ff.)] sowie einzelnen Berichten in den Fachzeitschriften über größere Kraftwerkseinheiten sowie Darstellungen anderer Kraftwerksdatenbanken [vgl. Markewitz/Nollen (1998)] wurde ein Kapazitätsbestand und dessen Verlauf der Inbetriebnahme abgeleitet. Dabei wurde die bei Steinkohlekraftwerken anzutreffende Mischfeuerung (Öl, Gas) nicht berücksichtigt, die bei den gegenwärtigen Brennstoffpreisen ohnehin keine nennenswerte Rolle spielen dürfte. Die Unterscheidung zwischen Gasturbinen und GuD-Anlagen ist nur indirekt dadurch berücksichtigt, dass der Kraftwerksbestand an Gaskraftwerken in der Datenbank ab Mitte der achtziger Jahre mit den für GuD-Anlagen typischen höheren Nutzungsgraden und auch höheren Investitionskosten abgebildet wurde.

Für die Vollbenutzungsstunden von fossilen Kraftwerken wurde als Obergrenze bei Braunkohlekraftwerken 7.500 h/a angesetzt, bei Steinkohle- und Gaskraftwerken 6.000 h/a und bei Ölkraftwerken 1.000 h/a. Die angesetzte Nutzungsdauer von Gaskraftwerken beträgt 20 Jahre, die der übrigen Kraftwerkstypen 40 Jahre. Die Betriebskosten für vorhandene fossile Kraftwerke entsprechen im EMS-Modell denen von Neukraftwerken und sind im Kapitel 5.3.1 dargestellt. Das gilt allerdings nicht für Ölkraftwerke, die im EMS-Modell nicht hinzugebaut werden können. Hier wurden spezifische fixe Betriebskosten von 30 DM/kWh und keine variablen Betriebskosten angesetzt.

5.1.3. Wasserkraftwerke

Wasserkraft stellte 1998 in Bezug auf die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien rund 75%, wobei der wesentliche Teil des Wasserkraftstroms in Baden-Württemberg sowie in Bayern erzeugt wird [Staiß (2000), S. II-61]. Allerdings ist

der Anteil der Wasserkraft an der Inlandserzeugung von Strom mit knapp 4% gering [ebd., S. II-99]. Der Anteil der Stromerzeugung von Laufwasserkraftwerken bezogen auf die Erzeugung mit natürlichem Wasserzufluss liegt bei 90%, der Rest entfällt zu etwa gleichen Teilen auf Speicherwasserkraftwerke und auf Pumpspeicherkraftwerke [ebd., S. I-32]. Der Teil der Stromerzeugung in Pumpspeicherkraftwerken, der mit Wasser erzeugt wurde, das zuvor zur Speicherung auf ein höheres Niveau gepumpt wurde, kann nicht als regenerativ bezeichnet werden, wenn die Pumpen mit Strom aus konventioneller Erzeugung betrieben werden.

Die statistische Erfassung der vorhandenen Wasserkraftkapazität ist nicht eindeutig. Nach der Statistik war 1998 eine Nettokapazität an Wasserkraftwerken von 8.884 MW vorhanden (gesamte Erzeugung), wovon 4.529 MW auf die Pumpspeicherung entfielen [VWEW (1998), Tafel 9]. Die Bruttostromproduktion belief sich auf 21.234 GWh, davon 4.018 GWh aus Pumpspeicherung [ebd., Tafel 7]. In einer genaueren Aufstellung der VDEW werden für 1998 im Bereich der öffentlichen Versorgung 5.709 Anlagen mit einer Nettokapazität von 4.601 MW und einer Nettostromproduktion von 17.264 GWh angegeben, wobei hier nur die Nettoerzeugung aus natürlichem Zufluss enthalten ist [Elektrizitätswirtschaft (1999), S.12 ff.].

Grundsätzlich führen jahreszeitliche Schwankungen der Niederschläge zu einer unterschiedlichen Stromproduktion. Der Quotient aus jährlicher Erzeugung und dem Regelarbeitsvermögen von Wasserkraftwerken wird für 1998 mit 96% angegeben [Staiß (2000), S. II-60]. Demnach wäre der genannten Kapazität in einem Normaljahr (100%) eine Erzeugung von 17.983 GWh zuzuordnen. Daraus errechnet sich eine Auslastung von 3.909 h/a, wobei dieser Durchschnittswert allerdings problematisch ist, da für 1998 die Ausnutzungsdauer von Laufwasserkraftwerken mit 5.338 h/a, die von Speicherwasserkraftwerken mit 2.471 sowie die von Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss mit 8550 h/a angegeben wird [VDEW (1998), S. 45].

Für 1998 wird im EMS-Modell eine installierte Nettoleistung von 4.949 MW mit einer Ausnutzungsdauer von 4.000 h/a angesetzt, da die Wasserkraftkapazitäten bei der Industrie und bei der Deutschen Bahn AG mitgezählt werden. Da die Pumpspeicherung ohne natürlichen Zufluss nicht im Modell erfasst wird, ergibt sich eine Abweichung von ca. 4 GW zur Gesamtstatistik (vgl. Tabelle 5.9). Dadurch kann die Erzeugung aus Wasserkraftwerken im EMS-Modell vollständig der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zugerechnet werden. Der Vorteil der Pumpspeicherung liegt darin, einen Teil der fossilen Stromerzeugung in Schwachlastzeiten zu speichern um ihn in den Spitzenzeiten wieder abrufen zu können, wobei allerdings ein Umwandlungsverlust in der Größenordnung von rund 25% hinzunehmen ist.

Der zeitliche Verlauf der Inbetriebnahme der bestehenden Kapazität an Wasserkraftwerken kann nur sehr grob rekonstruiert werden. Zum einen existiert eine sehr große Anzahl von zum Teil sehr kleinen Anlagen. Zum anderen wird die sta-

tistische Erfassung dadurch erschwert, dass an zahlreichen Standorten Wasserkraftwerke in den Betrieb genommen und nach einer jahrzehntelangen Nutzungsdauer stillgelegt wurden und diese Anlagen wiederum nach Jahren oder Jahrzehnten für den Betrieb instandgesetzt oder neu errichtet wurden. Deshalb wurde der zeitliche Verlauf der Inbetriebnahme der Wasserkraftkapazität näherungsweise abgebildet, indem zunächst die installierte Leistung aus der Statistik für Stützjahre ab 1960 entnommen wurde. Die entsprechenden Werte für die Zwischenjahre wurden interpoliert. Eine Leistungserhöhung zwischen den Jahren entspricht dabei der (netto-) Neuerrichtung von Kapazität, die dann mit der entsprechenden Nutzungsdauer im Bestand verbleibt. Die in diesem Leistungsverlauf enthaltenen Anlagenabgänge wurden geschätzt.

Die angesetzten Werte für die Betriebskosten (330 DM/kW) und die Nutzungsdauer (60 Jahre) entsprechen denen für Neuanlagen und werden im Kapitel 5.3.3.1 erläutert.

5.1.4. Windkraftwerke

Bei Windkraftanlagen kann auf einer gut aufbereiteten Statistik aufgesetzt werden [Staiß (2000), S. I-41 ff.]. Die seit Ende der achtziger Jahre gebauten Anlagen sind in der Bestandsdatenbank aggregiert über ihre Kapazität mit ihrem Jahr der Inbetriebnahme erfasst. Der Verlauf dieser Kapazitätsentwicklung zeigt eine dynamische Entwicklung der Windenergie im letzten Jahrzehnt. Insgesamt 9.375 Anlagen mit einer zum Ende 2000 installierten Kapazität von knapp 6,1 GW (BRD 1989: 18,8 MW) machen Deutschland weltweit mit großem Abstand (zum Vergleich: USA 1999: 2,5 GW) zum Hauptnutzer der Windenergie [vgl. Windenergie (2000)]. Dabei sind es nicht die hiesigen Windverhältnisse oder Flächenpotenziale, die diese Entwicklung begründen. Die 1989 begonnene Förderung durch das Bundesprogramm „100 MW Wind“, das später auf 250 MW aufgestockt wurde, leistete ebenfalls keinen entscheidenden Beitrag. Erst das bereits erwähnte StromEG von 1991 sorgte für die stürmische Entwicklung, da es den eingespeisten Windstrom mit mindestens 16,61 Pf/kWh vergütete. Durch diese sichere Planungsgrundlage und der Ausschöpfung technischer Verbesserungspotenziale bei der Anlagenherstellung erreichten Windkraftanlagen an guten Standorten durchgehend Stromgestehungskosten, die unter der Einspeisevergütung lagen. Somit wurde der Zugriff auf einen geeigneten Standort der limitierende Faktor für den Bau von Windkraftanlagen. Waren es zunächst private Investoren, die einzelne meist kleinere oder mittelgroße Anlagen errichteten, wird die Kapitalbeschaffung für größere Anlagen sowie ganzer Windparks heute von Beteiligungsgesellschaften geleistet.

Zunehmende Widerstände von Anwohnern und auch Naturschutzverbänden insbesondere in Küstenregionen haben auch die Erschließung von windschwächeren Standorten im Inland vorangetrieben, was den Druck auf die Entwicklung effizienterer und zuverlässigerer Anlagen noch vergrößert. Heute entfällt von der insge-

samt installierten Leistung erstaunlicherweise nur knapp die Hälfte auf die fünf küstennahen Bundesländer [DEWI (2000), S. 54].

In einem normalen Windjahr erzeugen die zum Jahresende 2000 in Deutschland vorhandenen 9.375 Maschinen rund 11,5 Milliarden Kilowattstunden Strom und damit rund knapp 2% der gesamten Stromproduktion [ebd.].⁴⁰ Aus der Statistik über den Anlagenbestand sowie dem potenziellen Jahresenergieertrag lässt sich nicht die durchschnittliche Ausnutzungsdauer errechnen. Denn der Anlagenbestand wird als Bestandsgröße am Jahresende bestimmt, die Stromproduktion wird dagegen als Stromgröße über das gesamte Jahr kumuliert ausgewiesen, so dass sich bei der raschen Zunahme an Windkraftanlagen falsche Werte für die Ausnutzungsdauer ergeben.

Als durchschnittliche Vollbenutzungsstunden werden im EMS-Modell für Küstenstandorte 1.400 angesetzt, für Binnenlandstandorte 2.300 h/a [Staiß (2000), S. II-73]. Off-Shore-Anlagen sind im EMS-Modell nur als Neubaukraftwerke vorgesehen.

Die angesetzten Werte für die Betriebskosten und die Nutzungsdauer (20 Jahre) entsprechen denen für Neuanlagen und werden im Kapitel 5.3.3.2 erläutert.

5.1.5. Photovoltaikanlagen

Die Umwandlung der Sonnenenergie in den Energieträger Elektrizität erfolgt bei der Photovoltaik auf rein elektronischem Weg, d.h. es sind keine mechanischen, thermischen oder chemischen Zwischenschritte notwendig. Zudem ermöglicht es der modulare Aufbau dieser Technik schon heute, Photovoltaik in einer Bandbreite vom solaren Taschenrechner bis zum Megawatt-Kraftwerk zu nutzen. Diese grundsätzliche technische Überlegenheit der Photovoltaik gegenüber allen anderen Systemen der Stromerzeugung hat nicht zur Errichtung einer nennenswerten Kapazität geführt, da die naturbedingte geringe Ausnutzungsdauer und die hohen Fertigungs- und Installationskosten der Module zu sehr hohen Stromgestehungskosten von derzeit über 1 DM/kWh führen [ebd., S. II-93].

Auch bei Photovoltaikanlagen kann auf einer gut aufbereiteten Statistik aufgesetzt werden [ebd., S. I-54 ff.]. Die seit 1990 gebauten Anlagen sind in der Bestandsdatenbank aggregiert über ihre Nettoleistung mit ihrem jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme erfasst. Ende 1999 betrug die solarelektrische Leistung 65 MW_p, wovon etwa 85% auf netzgekoppelte Anwendungen im Bereich 1-5 kW_p entfallen, auf die die bestehenden Förderprogramme ausgerichtet sind [ebd., S. I-55].

⁴⁰ In der Tabelle 3.5, die den Kapazitätsbestand an erneuerbaren Energien zum Jahresende 1998 darstellt, ist als Anteil der gesamten erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft an der Nettostromerzeugung in Deutschland 1,1% ausgewiesen. Diese Differenz zu den hier angeführten 2%, die Ende 2000 allein die Windenergie beiträgt, verdeutlicht den raschen Ausbau der Windkraftnutzung in Deutschland.

Im EMS-Modell sind drei Typen von Photovoltaik abgebildet, die sich durch die standortbedingte Ertragsqualität unterscheiden. Die Vollbenutzungsstunden, Betriebskosten sowie technische Nutzungsdauer (20 Jahre) dieser drei PV-Typen sind wie die der Neukraftwerke angesetzt und im Kapitel 0 dargestellt.

5.1.6. Sonstige erneuerbare Energien

Der Kraftwerkstyp sonstige erneuerbare Energien ist im EMS-Modell vorgesehen als Platzhalter für alle erneuerbaren Technologien zur Stromerzeugung, die neben PV, Wind- und Wasserkraft eine Bedeutung in Deutschland haben oder im Betrachtungszeitraum haben können. In Abweichung zu der üblichen Konvention fällt im Rahmen dieser Betrachtung hierunter auch die Stromerzeugung aus Müll, da zum einen die Verbrennung von fester Biomasse in bestehenden Müllverbrennungsanlagen möglich ist und auch vorkommt und eine statistische Trennung daher erschwert wird. Zum anderen erscheint diese Zusammenfassung im Gesamtzusammenhang dieser Untersuchung konsistenter, da in den zu untersuchenden Szenarien häufig die Kategorie „andere Brennstoffe“ ausgewiesen wird, die die Stromerzeugung aus Müll umfasst. Bei diesem besonders heterogenen Kraftwerkstyp „sonstige Erneuerbare Energien“ wurde die Alterstruktur des Bestandes aus den Statistiken der installierten Leistung geschätzt.

Bei der Stromerzeugung auf der Basis der erneuerbaren Energieträger ohne Müllverbrennung handelt es sich derzeit zu zwei Dritteln um Strom aus Deponiegasanlagen. Das restliche Drittel setzt sich zusammen aus der Verstromung von Klärgas, das bei der biologischen Abwasserbehandlung anfällt, aus der Verstromung von Biogas aus landwirtschaftlichen Abfallprodukten sowie aus der Verstromung von Holz, Rinde und Sägeresten. Die Stromerzeugung durch Nutzung der Geothermie spielt in Deutschland keine Rolle [ebd., S. I-17 ff.].

Insgesamt erzeugten 1998 1.080 EVU- und Nicht-EVU-Anlagen aus Biomasse 1.050 GWh Strom bei einer installierten Leistung von insgesamt 409 MW. Das entspricht einem Anteil von rund 0,2% an der gesamten Stromerzeugung [ebd., S. 135]. Anlagen zur Stromerzeugung aus Müll in EVU und kommunalen Anlagen speisten 1998 bei einer Leistung von 540 MW 2.460 GWh in das Netz ein [VDEW (1999), S. 15]. Die Parametrisierung vorhandener Kraftwerke dieses Kraftwerkstyps entspricht der von Neukraftwerken.

5.1.7. Kraft-Wärme-Kopplung

Ein besonderes Problem stellt die Erfassung der vorhandenen Kapazität und der Stromerzeugung der Kraft-Wärme-Kopplung dar. Eine systematische Erfassung der KWK, die im Wesentlichen in der Fernwärmewirtschaft und in der Industrie stattfindet, ist nicht verfügbar.

Die KWK-Stromerzeugung in der Fernwärmewirtschaft wird von der AGFW im Rahmen von Umfragen bei ihren Mitgliedsunternehmen, i.w. kommunale Querver-

bundunternehmen, erfasst, an denen sich für 1998 248 Fernwärmeunternehmen beteiligt haben [vgl. AGFW (1998)]. Ein vollständiges Bild der Fernwärmeaktivitäten in Deutschland wird damit nicht gezeichnet. Demnach wurde 1998 in 621 Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung mit einer elektrischen Nennleistung von 10.973 MW eine Stromproduktion von 28.072 GWh erreicht, was einer durchschnittlichen Ausnutzungsdauer von 2.558 h/a entspricht. Als Brennstoff wurden zur Wärme- und Stromerzeugung ca. 51% Kohle, 41% gasförmige Brennstoffe sowie knapp 6% Müll eingesetzt.

Die Stromproduktion der industriellen KWK in Deutschland wird in den „Statistiken der Energiewirtschaft“ des VIK dargestellt [vgl. VIK (2001)].⁴¹ Demnach wurden 1998 bei einer installierten Leistung von 9.284 MW 39.525 GWh Strom produziert, was einer durchschnittlichen Ausnutzungsdauer von 4.257 h/a entspricht. Eine differenzierte Angabe über die Brennstoffeinsatzmengen in KWK-Anlagen der Industrie wird dort nicht gemacht. In einer Publikation des DIW wird für 1998 eine Stromerzeugung in KWK in industriellen Standorten von 38,3 TWh angegeben [DIW (2000) Tab. 6].

In diesen Angaben von AGFW und VIK sind Blockheizkraftwerke nur zu einem Teil erfasst, der auch nicht näher zu quantifizieren ist. Gemäß der VDEW-Marktuntersuchung „Blockheizkraftwerke 1998“ [vgl. VDEW (1998a)] waren in 1998 2.188 Verbrennungsmotoren mit Nutzwärmeauskopplung mit einer Gesamtleistung $> 40 \text{ kW}_{\text{el}}$ in Betrieb, die zusammen eine Leistung von 1,4 GW darstellen. Andere Statistiken weisen erheblich größere Werte auf wie beispielsweise 5.000 Anlagen [Traube (2000), S. 7] oder 5.755 Anlagen [Voß/Blesl (2000), Tab. 2]. Folgende Übersicht zeigt die KWK-Stromerzeugung nach Energieträgern.

Tabelle 5.8 KWK-Stromerzeugung in Deutschland 1998 nach Energieträgern

Kraftwerkstyp [TWh _{el}]	Gesamt	Industrielle Standorte	Fernwärmeorientierte Standorte	Kleinanwendungen
Steinkohle	20	5	15	0
Braunkohle	7,6	3,8	3,8	0
Heizöl	3,4	2,6	0,5	0,3
Erdgas	34,9	19,3	13,4	2,2
Sonstige Gase	5,5	4,0	0,3	1,2
Andere Brennstoffe	6,7	3,5	3,1	0,1
Summe	78,1	38,3	36,1	3,8

Abweichungen in den Summen durch Rundungen.
Quelle: [DIW (2000), Tab. 6], eigene Darstellung.

⁴¹ Für Anlagen mit einer Nennleistung über 1 MW.

Auf der Basis der genannten Quellen kann keine gesicherte Abbildung der installierten KWK-Kapazität in Deutschland und insbesondere keine Differenzierung nach Brennstoffeinsatz geleistet werden. Beispielsweise würde die in der obigen Tabelle wiedergegebene Erzeugung auf der Basis „anderer Brennstoffe“ in Höhe von 6,7 TWh auch bei einer angenommenen Ausnutzungsdauer von 5.000 h/a eine installierte Leistung von 1,34 GW erfordern, was wiederum den Leistungsangaben in anderen Quellen widerspricht.

Angesichts dieser Schwierigkeiten wurden die Leistungsangaben in der folgenden Tabelle vor dem Hintergrund aller verfügbaren statistischen Informationen abgeschätzt.

Tabelle 5.9 KWK-Kapazität in der Bestandsdatenbank

Kraftwerkstyp	Installierte Kraftwerkskapazität Jahresende 1998 [MW netto]
KWK Reg ¹⁾	660
KWK Gas ²⁾	10.810
KWK Kohle	6.900
Summe	18.370
¹⁾ KWK Reg inkl. Müll. ²⁾ KWK Gas inkl. Öl. Quelle: Eigene Schätzung.	

Der zeitliche Verlauf der Inbetriebnahme der bestehenden Kapazität an KWK-Anlagen kann nur sehr grob rekonstruiert werden, indem zunächst die installierte Leistung aus der Statistik für die Stützjahre 1985, 1990 und 1998 entnommen wurde. Die entsprechenden Werte für die Zwischenjahre wurden interpoliert. Eine Leistungserhöhung zwischen den Jahren entspricht dabei der (netto-) Neuerrichtung von Kapazität, die dann mit der entsprechenden Nutzungsdauer im Bestand verbleibt. Die in diesem Leistungsverlauf enthaltenen Anlagenabgänge wurden geschätzt. Die übrige Parametrisierung entspricht derjenigen von Neukraftwerken und ist im Kapitel 5.3.2 dargestellt.

5.2. Die Ergebnisse der Bestandsdatenbank

In der Bestandsdatenbank werden die zum Stichtag 31.12.1998 in Betrieb befindlichen Kraftwerke der Öffentlichen Erzeugung, der Industrie, der Deutschen Bahn AG und privater Betreiber getrennt nach den im vorigen Kapitel beschriebenen Kraftwerkstypen erfasst. Das Jahr 1999 ist im EMS-Modell das erste Jahr des Betrachtungszeitraumes, für das der Kraftwerkspark errechnet wird. Die Datenquellen für die Bestandsdatenbank sind neben den einschlägigen Fachstatistiken [vgl. VWEW 1960 ff.], Aufsätze der Fachliteratur [vgl. Markewitz/Nollen 1998] und darüber hinaus einzelne Pressenotizen zur Inbetriebnahme bzw. Stilllegung größerer Kraftwerkseinheiten sowie telefonische Betreiberbefragungen.

Aus diesen Bestandsinformationen werden für jeden Kraftwerkstyp und jedes Jahr des Betrachtungszeitraumes folgende Informationen für das Optimierungsmodell abgeleitet:

- Sterbelinien der Kraftwerke: Aus dem Jahr der Inbetriebnahme und der unterstellten Lebensdauer wird der verbleibende Kapazitätsbestand des jeweiligen Jahres berechnet.
- Durchschnittlicher Wirkungsgrad: Über den Kapazitätsbestand des jeweiligen Jahres wird der gewichtete Mittelwert des Nettowirkungsgrades berechnet.
- Kapitaldienst: Aus dem Nettoanlagevermögen des jeweiligen Jahres wird die Verzinsung und Abschreibung berechnet.

Die folgenden drei Unterkapitel beschreiben für jeden dieser drei Parameter die Vorgehensweise zur Zusammenstellung der Daten innerhalb der Bestandsdatenbank und die resultierenden Ergebnisse für das Optimierungsmodell.

5.2.1. Die Sterbelinien der Kraftwerke

Als ein Ergebnis der Bestandsdatenbank soll für die vorhandenen Kraftwerkstypen der Verlauf der Kapazitätsentwicklung über den Betrachtungszeitraum des EMS-Modells ausgewiesen werden. Dieser ergibt sich aus der zum Jahresende 1998 bestehenden Kraftwerkskapazität, dem zeitlichen Verlauf der Inbetriebnahme dieser Kapazität sowie der angesetzten technischen Nutzungsdauer.

Die Bestandsdatenbank weist für die genannten Kraftwerkstypen die folgende Zusammensetzung der Stromerzeugungskapazität in Deutschland zum Jahresende 1998 sowie die angesetzte technische Nutzungsdauer aus. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Leistungsangaben auch Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung beinhalten. Die Tabelle enthält zum Vergleich die im statistischen Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie ausgewiesene Nettoengpassleistung der Kraftwerke.

Tabelle 5.10 Kapazität und Nutzungsdauer der Kraftwerke in der Bestandsdatenbank

Kraftwerkstyp	Gesamte Versorgung. Installierte Kraftwerkskapazität zum Jahresende 1998 [MW netto]		Nutzungsdauer in Jahren
	Bestandsdatenbank	VWEW 1998	Bestandsdatenbank
Kernenergie	21.122	22.314	- ¹⁾
Steinkohle	30.922	30.727	40
Braunkohle	19.178	19.001	40
Öl	8.292	8.292	40
Wasser	4.949	8.884 ²⁾	60
Wind	2.877		20
PV	45		20
Sonstige erneuerbare Energien ³⁾	949		20
Übrige/erneuerbare Energieträger		2.873	
Gas	20.264	20.394	20
Summe	108.598	112.485	

¹⁾ Nutzungsdauer der Kernkraftwerke gem. Kapitel 3.1.3.
²⁾ Einschließlich Pumpspeicherung.
³⁾ Der Kraftwerkstyp ‚sonstige erneuerbare Energien‘ umfasst im Wesentlichen Müll, Deponiegas und feste biogene Brennstoffe.
Abweichungen in den Summen durch Rundungen.
Quelle: [VWEW (1998), Tafel 9], eigene Berechnungen.

Die Abweichung der Kernkraftwerkskapazität zwischen der Statistik und der Bestandsdatenbank des EMS-Modells resultiert aus der Mitzählung des Kraftwerkes Mühlheim-Kärlich in der Statistik. Dieses Kraftwerk ist aus juristischen Gründen seit seiner Inbetriebnahme außer Betrieb und wird gemäß der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen zum Ausstieg aus der Kernenergie nicht mehr in Betrieb genommen (vgl. dazu Kapitel 3.1.3) und deshalb auch nicht in der Bestandsdatenbank erfasst.

Bei Kohlekraftwerken lassen sich Abweichungen bei den Leistungsangaben nicht vermeiden, da in der Bestandsdatenbank für eine Reihe der Kraftwerke der Anlagenabgang rechnerisch bestimmt wurde und nicht auf den tatsächlich gemeldeten Stilllegungen der Kraftwerke beruht, die der Statistik zu Grunde liegen dürften. Die dennoch recht gute Übereinstimmung bei Kohlekraftwerken verdeckt insbesondere bei Steinkohlekraftwerken eine Reihe von Abweichungen, die sich zufällig weitgehend kompensieren.

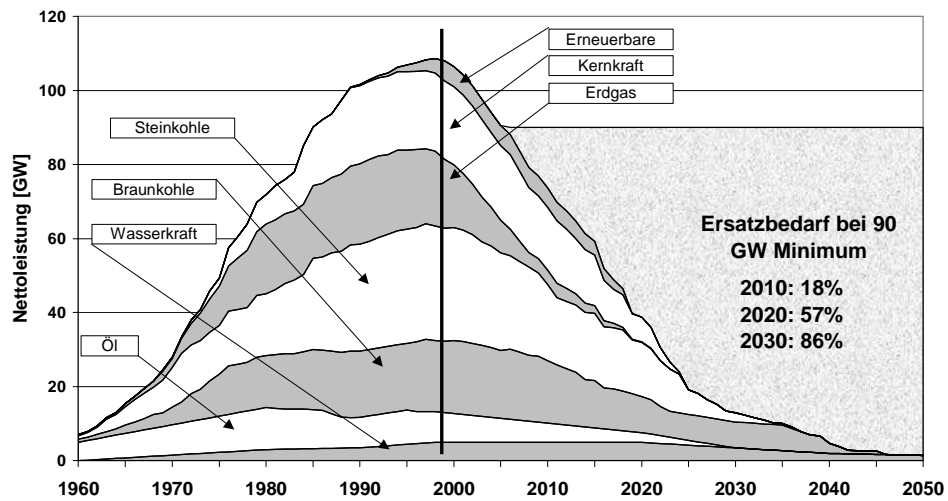
Die exakte Übereinstimmung bei Öl ergibt sich, weil hier die diversen statistischen Berichte des Ministeriums für Wirtschaft als Grundlage verwendet wurden. Der Kraftwerkstyp sonstige erneuerbare Energien umfasst Müllverbrennung, Klärgas, Deponiegas und alle übrigen erneuerbaren Energieträger ohne PV und Wind. Die-

ser Kraftwerkstyp ist damit nicht mit der Kategorie „übrige/erneuerbare Energieträger“ der statistischen Berichte vergleichbar, die neben der Müllverbrennung Wind, Solarenergie und Biomasse umfasst. Bei Wasserkraftwerken ist nur der Teil der Leistung aus Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss enthalten (Vgl. 5.3.3.1).

Durch Annahme einer für jeden Kraftwerkstyp spezifischen durchschnittlichen Anlagenlebensdauer lässt sich der Anlagenbestand fortschreiben und es können die „Sterbelinien“ der Kraftwerke dargestellt werden, die als Eingangsparameter für das EMS-Modell den Ersatzinvestitionsbedarf mitbestimmen (siehe dazu Abbildung 5.7). Dass die Festlegung auf eine bestimmte Lebensdauer erheblichen Einfluss auf den zeitlichen Verlauf der notwendigen Ersatzinvestitionen hat ist evident und wurde entsprechend untersucht [vgl. Markewitz/Nollen (1998)].

Aus mindestens zwei Gründen ist die Vorgabe einer durchschnittlichen Lebensdauer von Kraftwerken problematisch. Zum einen wird diese Vorgehensweise nicht der Modernisierung von Kraftwerkskomponenten gerecht, die sich i.d.R. lebensdauererweiternd auswirkt. Zum anderen ist selbstverständlich eine theoretische, technische Lebensdauer nicht entscheidend für die Stilllegung von Kraftwerken. Vielmehr wird in jedem Einzelfall unter einem betriebswirtschaftlichem Kalkül und vor dem Hintergrund der Zusammensetzung des Kraftwerksparks des Betreibers entschieden, inwieweit der aktuelle Zustand der Anlage einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb erlaubt oder ein ggf. unwirtschaftlicher Betrieb wegen anderer Zielvorgaben akzeptiert wird oder eine Stilllegung erfolgt. Daneben spielen auch gesetzliche Vorschriften, wie z.B. die Großfeuerungsanlagenverordnung eine Rolle. Der tatsächliche Zeitpunkt der Stilllegung kann damit erheblich vor oder nach dem angesetzten Ende der technischen Lebensdauer liegen.

Neben den bisher dargelegten Daten zur Entwicklung des bestehenden Kraftwerksbestandes wurden zusätzliche Bestandsinformationen über das Startjahr des Betrachtungszeitraumes hinaus eingearbeitet. Dazu gehören die Vereinbarung zum Ausstieg aus der Kernenergie (vgl. dazu auch Kapitel 3.1.3) sowie Informationen zur geplanten Inbetriebnahme von Braunkohleblöcken an den Standorten Lippendorf, Niederaußem, Neurath, Boxberg sowie Cottbus zwischen 1999 und 2006 und den damit einhergehenden Stilllegungen von Kraftwerken [vgl. Schiffer (1999) und Schiffer (2001)]. Die folgende Abbildung 5.7. zeigt die Sterbekurven für alle in der Bestandsdatenbank geführten Kraftwerkstypen. Alle Zu- und Abgänge bis zum 31.12.1998 sowie die bereits erwähnten zusätzlichen Bestandsveränderungen sind enthalten. Ab dem 1.1.1999 führen die Kraftwerksabgänge zu einem stetigen Abfall der insgesamt installierten Nettoleistung.

Abbildung 5.7 Entwicklung des Kraftwerksbestands in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung.

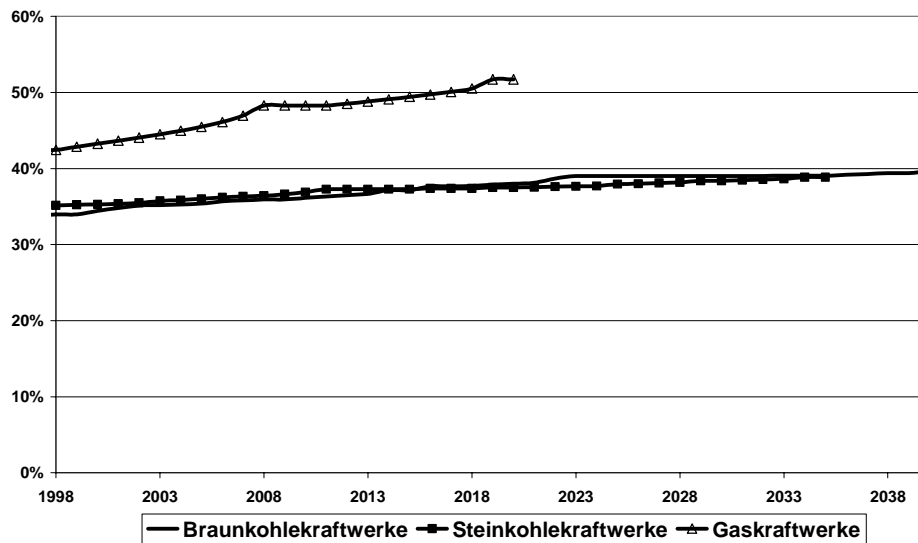
Auffallend ist der ab 2010 besonders deutlich einsetzende Rückgang der installierten Kapazität, der sich auf die hohe Investitionstätigkeit in den 70er Jahren zurückführen lässt. Wird beispielsweise unterstellt, dass es bis 2050 mindestens 90 GW an installierter Leistung in Deutschland geben soll, müssen bis 2020 etwa 60% der Kraftwerkskapazität ersetzt werden, bis 2030 sogar 88%. Damit sind die Investitionsentscheidungen zwischen 2010 und 2020 entscheidend für die Struktur des Kraftwerksparks bis über die Mitte des 21. Jahrhunderts hinaus.

Bei dieser Abbildung ist zu berücksichtigen, dass die Sterbelinien von Wasserkraft- und Ölkraftwerken weitgehend auf Bestandsschätzungen beruhen, da keine detaillierten Angaben über die Inbetriebnahmejahre der sich 1999 noch im Bestand befindlichen Anlagen zur Verfügung standen.

5.2.2. Die Entwicklung des Jahresnutzungsgrades

Neben der Bestimmung der Sterbelinien liefert die Bestandsdatenbank für jeden Kraftwerkstyp den Eingangsparameter Jahresnutzungsgrad. Aus den erfassten Jahresnutzungsgraden, die, wie bereits dargelegt, entweder aus Kraftwerksstatistiken entnommen wurden oder aus der geschätzten funktionalen Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme errechnet wurden, wird der Nutzungsgrad als gewogenes Mittel über den jeweiligen Kraftwerkstyp berechnet. Diese Methode unterstellt vereinfachend, dass alle Kraftwerke des jeweiligen Typs in dem betreffenden Jahr mit einer einheitlichen Volllaststundenzahl betrieben werden.

Abbildung 5.8 Entwicklung des Jahresnutzungsgrads vorhandener fossiler Kraftwerke



Quelle: Eigene Darstellung.

Der durchschnittliche Jahresnutzungsgrad aller drei fossilen Kraftwerkstypen steigt kontinuierlich an, da die älteren Anlagen nach Ablauf der unterstellten Nutzungsdauer zuerst aus dem Bestand gehen und damit der Anteil der neueren Anlagen mit höherem Jahresnutzungsgrad zunimmt. Der stärkere Anstieg bei Gaskraftwerken ab 2003 ist auf die Stilllegung von Gasturbinen, die vor 1980 gebaut wurden zurückzuführen, da dadurch der Anteil der GUD-Anlagen mit deutlich höherem Jahresnutzungsgrad stark zunimmt.

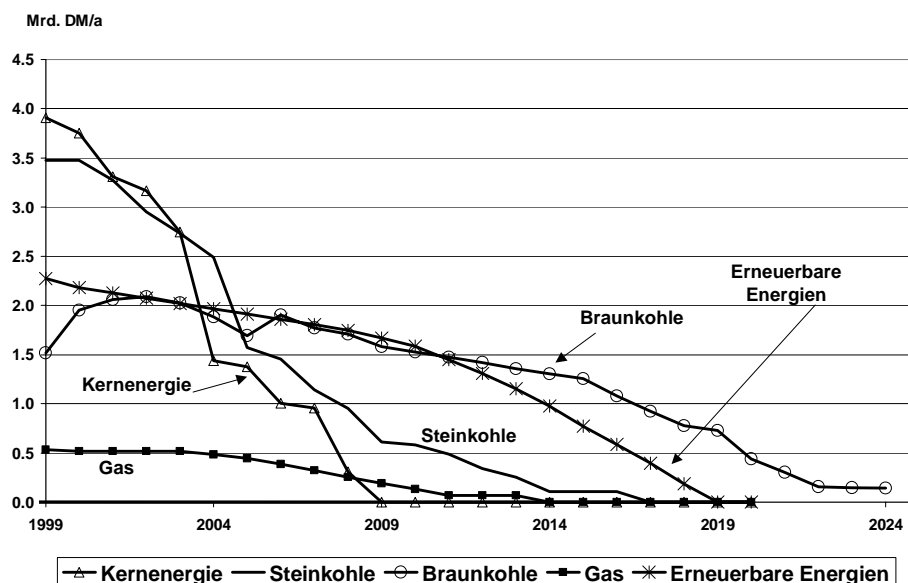
Üblicherweise weisen Braunkohlekraftwerke aus technischen Gründen einen um ein bis zwei Prozentpunkte geringeren Nettowirkungsgrad auf. Der in der Grafik abgetragene Nutzungsgrad zeigt diese Differenz nicht eindeutig, da zum einen die Einsatzcharakteristik der Braunkohlekraftwerke in der Grundlast die Wirkungsgraddifferenz zur Steinkohle, die eher in der Mittellast eingesetzt wird, verringert. Zum anderen ist gegen Ende der neunziger Jahre der Austausch und die Modernisierung von Braunkohlekraftwerken insbesondere in Ostdeutschland weit fortgeschritten. Deshalb weist der Bestand an Braunkohlekraftwerken in einigen Jahren sogar einen höheren durchschnittlichen Jahresnutzungsgrad auf, als der Bestand an Steinkohlekraftwerken, die im Wesentlichen vor 1990 errichtet wurden. Die zur Jahrhundertwende in Betrieb genommenen Braunkohlekraftwerke sind in den Jahren 2020 bis 2040 noch in Betrieb und lassen den durchschnittlichen Nutzungsgrad auf ca. 40% ansteigen.

5.2.3. Die Entwicklung der Kapitalkosten

Als weiteren Eingangsparameter für das EMS-Modell bestimmt die Bestandsdatenbank die im Betrachtungszeitraum für die vorhandenen Kraftwerke zu erbringenden durchschnittlichen jährlichen Kapitalkosten. Bei einer unterstellten Abschreibungsdauer von 20 Jahren (bei Kraftwerken mit einer kürzeren technischen Nutzungsdauer als 20 Jahren entspricht der Abschreibungszeitraum der Nutzungsdauer) fallen Kapitalkosten für die Kraftwerke an, die seit 1979 in den Bestand gekommen sind. Diesen Kraftwerken bzw. den Kraftwerkskapazitäten wurden die in dem jeweiligen Jahr ihrer Inbetriebnahme aktuellen spezifischen Investitionskosten zugeordnet. Hierbei ergibt sich die Schwierigkeit, dass nur unzureichende Informationen über die Investitionskosten von Kraftwerken in den achtziger und neunziger Jahren vorliegen. Zur näherungsweisen Bestimmung wurden dazu für fossile Kraftwerke Informationen aus einer Reihe von Veröffentlichungen zwischen 1993 und 1998, die das Öko-Institut für einen Vergleich zusammengetragen hat, herangezogen [vgl. Öko-Institut (1998)]. Für die erneuerbaren Energien liegen entsprechende Werte vor [vgl. Staiß (2000)].

Aus der Summe der Investitionen und der jährlichen Abschreibung wird in der Bestandsdatenbank der Nettokapitalbestand fortgeschrieben und verzinst. Zinsen und Abschreibungen ergeben die Kapitalkosten, die an das Optimierungsmodell übergeben werden. Die folgende Abbildung 5.9 zeigt die Entwicklung der Kapitalkosten jeweils auf Basis der genannten Abschreibungszeiträume und einem Realzins von 5% für Kohle-, Gas und Kernkraftwerke sowie zusammengefasst für die erneuerbaren Energien.

Abbildung 5.9 Entwicklung der Kapitalkosten vorhandener Kraftwerke



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Kapitalkosten für die bestehenden Kraftwerke gehen bis 2019 auf Null zurück. Bei Braunkohle geschieht dies allerdings wegen der Inbetriebnahme von Blöcken zwischen 1999 und 2006 erst später. Auffallend ist der angesichts des geringen Beitrages zur Stromerzeugung vergleichsweise hohe Kapitaldienst für erneuerbare Energien, der angesichts der hohen spezifischen Investitionskosten anfällt (vgl. dazu Kapitel 0)

Auf Basis der unterstellten 20-jährigen linearen Abschreibung ist zu erwarten, dass im nächsten Jahrzehnt die heute bestehenden Kern-, Gas- und Steinkohlekraftwerke weitgehend ohne Kapitalkosten Strom produzieren können, was insbesondere bei den kapitalintensiven Kernenergie- und Steinkohlekraftwerken zu einer deutlichen Verbesserung derer Wettbewerbsposition führt. Bis die gerade in den letzten Jahren überholten und neugebauten kapitalintensiven Braunkohlekraftwerke ebenfalls ohne Kapitalkosten Strom produzieren können, werden weitere zehn Jahre vergehen. Das erklärt die problematische Situation der VEAG im Wettbewerb mit ihrem hohen Anteil an Stromerzeugung aus Braunkohle. Es darf allerdings davon ausgegangen werden, dass die Abschreibungszeiträume in der internen Kostenrechnung der Unternehmen deutlich kürzer ausfallen, so dass sich in der Praxis die Kurven auf der Zeitachse um etwa fünf bis acht Jahre nach links verschieben.

5.3. Die Parametrisierung von Kraftwerksneubauten

Das EMS-Modell nimmt neue Kraftwerke in den Bestand hinein, wenn die gegebene Stromnachfrage nicht mehr mit den noch vorhandenen Kraftwerken befriedigt werden kann, wenn die Vollkosten eines neuen Kraftwerkes unterhalb der Grenzkosten eines bereits vorhandenen Kraftwerkes liegen oder wenn Emissionsrestriktionen dies erfordern. Die Literaturangaben zu den Parametern neuer konventioneller Kraftwerke variieren erheblich. In einer Zusammenstellung von Veröffentlichungen zu Kraftwerksparametern von fossilen Großkraftwerken, darunter [DIW (1995)], [RWI (1996)] sowie [VDEW (1987)], werden Bandbreiten für Investitions- und Betriebskosten genannt [Öko-Institut (1999), S. 18 ff.]. Im Rahmen des Modellexperimentes II wurden auf der Basis vorliegender Datenbestände der beteiligten Forschungsinstitute gemeinsame Kraftwerksparameter definiert, die eine Vergleichbarkeit der Modellergebnisse gewährleisten sollen [vgl. FEES (2001)]. Aus diesen beiden Quellen wurden die im Folgenden dargestellten Parameter fossiler Kraftwerke abgeleitet.

5.3.1. Fossile Kraftwerke

Zu den fossilen Kraftwerkstypen, die im Modell abgebildet sind, gehören Steinkohle-, Braunkohle- und Gaskraftwerke. Ölkraftwerke werden nur insofern modelliert, als dass sie zu Beginn des Betrachtungszeitraumes schon vorhanden sind. Ein Zubau dieser Kraftwerke ist nicht vorgesehen. Wie bei den vorhandenen Kraftwerken repräsentiert jeder Kraftwerkstyp unterschiedliche Kraftwerkstechnologien und

ist in seiner Parametrisierung durch Durchschnittsbildung so ausgelegt, dass die Entwicklung der Investitionskosten, des Nutzungsgrades und der Betriebskosten eine sich über den Betrachtungszeitraum verändernde plausible Mischung dieser Technologien widerspiegelt, wie sie sich bei technologischem Fortschritt darstellen kann.

Der Kraftwerkstyp Steinkohlekraftwerke umfasst trockenstaubgefeuerte Steinkohlekraftwerke und für zukünftige Neubauten auch die Kombination von Gas- und Dampfturbine in den zwei Entwicklungslinien der Kohlevergasung und der Druckwirbelschichtfeuerung. Die Nutzungsdauer dieser Kraftwerke wird mit 40 Jahren angesetzt.

Auch für Braunkohle lassen sich technologische Weiterentwicklungen, die mit denen für Steinkohlekraftwerke vergleichbar sind, absehen. Durch den Übergang von der Staubfeuerung zu GuD-Prozessen, wie beispielsweise dem Hochtemperatur-Wirbelbettvergasungsverfahren, werden für die Zukunft Wirkungsgrade von bis zu 50% erwartet [Fahl u.a. (1995), S. 67]. Die Nutzungsdauer dieser Kraftwerke wird ebenfalls mit 40 Jahren angesetzt.

Der Kraftwerkstyp Gaskraftwerke umfasst Gasturbinen, die insbesondere für das Abfahren von Stromspitzen eingesetzt werden, sowie die seit Mitte der achtziger Jahre gebauten GuD-Anlagen. Bei GuD-Anlagen erzeugen die heißen Abgase der Gasturbinen Wasserdampf, der in einer nachgeschalteten Dampfturbine zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Bei neuen Kraftwerken dieses Kraftwerkstyps wird im EMS-Modell ausschließlich dieser GuD-Prozess berücksichtigt, der schon heute Wirkungsgrade von weit über 50% aufweist. Die Nutzungsdauer dieser Kraftwerke wird mit 20 Jahren angesetzt.

Die Setzung der Annahmen für die zukünftige Entwicklung der Kraftwerkparameter ist mit großen Unsicherheiten behaftet. Selten sind Literaturangaben zu finden, die Vermutungen über die erreichbaren Nutzungsgradsteigerungen, Investitionskosten und Betriebskosten für die nächsten zwei bis drei Jahrzehnte anstellen. Für die Modellierung in einem einheitlichen Analyserahmen bis 2050 wurde wie bereits erwähnt auf den Parametern des Modellexperimentes II aufgebaut und darüber hinaus in Gesprächen mit Kraftwerksexperten Parameterwerte angesetzt, die aus heutiger Sicht als plausibel bezeichnet werden können.

Für die Investitionskosten fossiler Kraftwerke werden für das Basisjahr des Modells und über den Betrachtungszeitraum die in der folgenden Tabelle wiedergegebenen spezifischen Kosten angesetzt. Entgegen der üblichen Annahme sinkender spezifischer Investitionskosten im Zeitablauf für definierte und standardisierte Kraftwerkstechnologien wurden für die hier gebildeten Kraftwerkstypen konstante spezifische Investitionskosten angesetzt. Dahinter steht die Überlegung, dass die Kraftwerkstypen nicht eine unveränderliche Technologie repräsentieren, sondern unterschiedliche Kraftwerkstechnologien umfassen, von denen einige im Zeitablauf von neuen Technologien abgelöst werden. Solche technologischen Weiter-

entwicklungen, wie beispielsweise Kohlekraftwerke mit integrierter Kohlevergasung oder Kraftwerke auf Basis der Brennstoffzellentechnologie, weisen zum Zeitpunkt ihrer Markteinführung deutlich höhere spezifische Investitionskosten auf, als die bis dahin etablierten Technologien. Somit wird mit diesem konstanten Wert der spezifischen Investitionskosten unterstellt, dass die realen Preissenkungen für standardisierte Kraftwerkstechnologien durch die jeweils höheren Investitionskosten neu eingeführter Technologien kompensiert werden.

Tabelle 5.11 Entwicklung der spezifischen Investitionskosten fossiler Kraftwerke.

Kraftwerkstyp	Spezifische Investitionskosten [DM/(kW _{el} *a)]	
	1999	2050
Steinkohle	2.500	2.500
Braunkohle	2.700	2.700
Gas	900	900
Die spezifischen Investitionskosten umfassen die Kosten für die „schlüsselfertige“ Anlage, die Bauherreneigenleistungen (Grundstück, Infrastruktur, Genehmigungen etc.) sowie die Zinsen während der Bauzeit. Quelle: Eigene Annahmen.		

Bei den Annahmen zu den zukünftigen Nutzungsgraden fossiler Kraftwerke bis 2050 ist zunächst zu berücksichtigen, dass eine grundsätzliche thermodynamische Obergrenze für die Transformation von Wärme in Elektroenergie besteht, die bei mittleren Temperaturen der Wärmezufuhr von 1.000 C bei knapp 80% liegt (Carnot-Wirkungsgrad). Aber auch schon einer Annäherung an diese theoretische Obergrenze sind Grenzen gesetzt, da dies eine weit höhere mittlere Dampftemperatur im Kraftwerk erfordert, als bis heute realisiert werden konnte. Temperaturerhöhungen und damit verbunden Druckerhöhungen setzen aber Materialien und Technologien voraus, die heute noch nicht existieren. Zudem wird der Gesamtwirkungsgrad im thermodynamischen Kreisprozess bedingt durch die Entropiezunahme im Verdichtungs- und Entspannungsprozess in Abhängigkeit vom Gütegrad des Kraftwerksprozesses reduziert.

Bei Kohlekraftwerken wird die GuD-Technik mittels Kohlevergasung in der Zukunft noch deutliche Wirkungsgradsteigerungen bei konventionellen thermischen Kohlekraftwerken ermöglichen. Durch die Kohlevergasung wird die Nutzung der Brennstoffzellentechnologie auch für den Brennstoff Kohle theoretisch möglich. Der Vergasungsprozess selber ist aber energetisch aufwendig, so dass ein Abstand zur Stromerzeugung auf Gasbasis verbleiben wird.

Grundsätzlich ist zu erwarten, dass dem Vorantreiben konventioneller Kraftwerkstechnologien zur Steigerung des Anlagenwirkungsgrades in Richtung des thermodynamisch Möglichen eine ökonomische Grenze gesetzt ist, wenn das eigentliche Ziel der Primärenergieeinsparung bzw. Emissionsreduktion durch andere verfügbare Technologien wirtschaftlicher verfolgt werden kann. Unter dieser Prämisse und mangels Literaturangaben wurden die in der Tabelle 5.12 ausgewiesenen Nutzungsgrade fossiler Kraftwerke in Expertengesprächen als grundsätzlich bis zum Jahr 2050 erreichbar definiert. Die Werte sind aber nicht als obere Begrenzung des technisch Vorstellbaren anzusehen.

Aus heutiger Sicht nur schwer einzuschätzen ist die zukünftige Bedeutung der Brennstoffzelle als Ersatz für konventionelle Kraftwerksprozesse. Die elektrochemische Brennstoffoxidation ermöglicht die direkte Umwandlung des Brennstoffes in elektrische Energie. Dadurch entfallen die hohen Exergieverluste, die bei der Verbrennung in klassischen Wärme-Kraft-Prozessen unvermeidbar sind, so dass eine Brennstoffzelle prinzipiell ein höheres Wirkungsgradpotenzial aufweist und damit eine interessante Option zur Erreichung von Zielen zur Treibhausgasreduktion darstellt.

Die Brennstoffzelle findet in dieser Untersuchung bei Kraftwerken ohne Kraft-Wärme-Kopplung eine indirekte Berücksichtigung in den spezifischen Investitionskosten und Nutzungsgraden. Es wird, wie schon erwähnt, bei der Annahme langfristig konstanter Investitionskosten für Kraftwerkstypen davon ausgegangen, dass die zu erwartenden sinkenden spezifischen Investitionskosten für definierte und standardisierte Kraftwerkstechnologien kompensiert werden durch neu eingeführte, zunächst deutlich teurere Technologien wie beispielsweise die Brennstoffzelle. Die höheren Investitionskosten korrespondieren mit hohen Nutzungsgraden, die aus heutiger Sicht allein mit thermischen Kraftwerken zu diesen Kosten nicht erreichbar sind.

Tabelle 5.12 Entwicklung des Nutzungsgrades fossiler Kraftwerke.

Kraftwerkstyp	Nutzungsgrad (%)		
	1999	2020	2050
Steinkohle	41	51	65
Braunkohle	40	48	60
Gas	55	63	75
Quelle: Eigene Annahmen.			

Die Annahmen zu den fixen und variablen Betriebskosten von fossilen Kraftwerken sind in der folgenden Tabelle 5.13 dargestellt.

Tabelle 5.13 Betriebskosten fossiler Kraftwerke

Kraftwerkstyp	Spezifische fixe Betriebskosten [DM/(kW _{el} *a)]	Spezifische variable Betriebskosten [Pf/(kWh*a)]
Steinkohle	86	0,60
Braunkohle	106	0,60
Gas	30	0,12
Quelle: Eigene Annahmen.		

Wie bei den bestehenden Kraftwerken werden die fixen und variablen Betriebskosten für neue Kraftwerke über den Betrachtungszeitraum real konstant belassen. Die fixen Betriebskosten für Braunkohlekraftwerke liegen wegen dem höheren Personalbedarf und den höheren Instandhaltungs- und Wartungskosten über denen von Steinkohlekraftwerken. Gaskraftwerke haben deutlich niedrigere Personal-, Instandhaltungs- und Wartungskosten. Die spezifischen variablen Betriebskosten liegen bei Kohlekraftwerken wegen der aufwendigen Rauchgasreinigung und der zukünftig zu erwartenden Kohlevergasung wesentlich höher als bei Gaskraftwerken.

5.3.2. KWK

Es werden drei Anlagentypen unterschieden, um das Spektrum möglicher Auslegungen je nach Siedlungs- und Wärmedichte bzw. Brennstoffeinsatz abbilden zu können. Die gewählten Anlagentypen mit einem Leistungsspektrum von 1 MW_{el} bis 200 MW_{el} decken den Teil der technisch möglichen Anlagengrößen ab, der für die zukünftige Stromerzeugungsstruktur in einem liberalisierten Strommarkt in Deutschland relevant erscheint. Hauptunterscheidungsmerkmal der drei KWK-Typen ist neben dem Brennstoffeinsatz und der Leistung das Verhältnis von Strom- zu Wärmeerzeugung, die Stromkennziffer. Die Annahmen zum elektrischen und thermischen Wirkungsgrad führen zu einer Bandbreite der Stromkennziffer von 0,62 bis 1,1 und damit verbunden zu einer Vollbenutzungsdauer zwischen 4.000 und 5.000 Stunden pro Jahr. Je höher die ausgekoppelte Wärmemenge eines Anlagentyps, desto niedriger wurde die Vollbenutzungsdauer angesetzt, damit eine ganzjährige Nutzung der produzierten Wärme wahrscheinlich ist.

Für die zukünftige Entwicklung der KWK wird von einer Verbesserung des Nutzungsgrades durch technischen Fortschritt insbesondere durch die Brennstoffzellentechnologie bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes in 2050 um 30% bezogen auf den Eingangswert ausgegangen. Damit erreichen KWK-Anlagen einen elektrischen Nutzungsgrad zwischen 45% und 60% je nach Anlagengröße und Brennstoffeinsatz.

In Bezug auf die spezifischen Investitionskosten wird auch bei KWK-Anlagen von einer realen Konstanz ausgegangen. Denn ebenso wie bei den fossilen Konden-

sationskraftwerken wird auch hier erwartet, dass sich im langfristigen Mittel zwei gegenläufige Entwicklungen kompensieren. Zum einen erfolgt ein kontinuierlicher Übergang zu immer effizienteren KWK-Technologien. Den höheren Kosten für diese technologischen Neuerungen stehen Kostensenkungen im Rahmen der Standardisierung und Serienfertigung von etablierten Technologien gegenüber.

Für die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen ist es notwendig, die mit der Stromproduktion erzeugte Wärme weitgehend zu nutzen. Da der jahreszeitliche Verlauf des Wärmeverbrauches stark schwankt, ist es nicht sinnvoll, die Kapazität einer KWK-Anlage an die Wärmehöchstlast eines definierten Versorgungsgebietes anzupassen. Die nur in wenigen Stunden des Jahres auftretenden Wärmespitzen werden durch eine konventionelle Kesselanlage abgedeckt, so dass die Kapazität der KWK-Anlage im Jahresverlauf besser ausgenutzt werden kann. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, eine KWK-Anlage modular aufzubauen.

Für die Kraftwerke mit Wärmeauskopplung wird eine Gutschrift für den Verkauf der im Kopplungsprozess erzeugten Wärme angerechnet. Diese Gutschrift wird an die dem jeweiligen Szenario zugrundeliegende Gaspreisentwicklung (vgl. Kapitel 5.4.3) angepasst. Die Höhe der angerechneten Wärmegutschrift liegt deutlich unter dem zu erwartenden durchschnittlichen Verkaufspreis für Wärme, da aus dem Wärmeverkaufserlös auch die zur Wärmeverteilung notwendige Infrastruktur zu finanzieren ist. Die Werte in der folgenden Tabelle geben die Parameter für KWK-Anlagen für das Startjahr der Berechnungen wieder.

Tabelle 5.14 Parametrisierung der KWK-Anlagen im EMS-Modell

Parameter	Einheit	KWK EE	KWK Gas	KWK Kohle
		1 MW	200 MW	150 MW
Brennstoffeinsatz		100% erneuerbare Energien	90% Gas, 10% Heizöl el	78% Steinkohle, 22% Braunkohle
Nutzungsdauer	[a]	12	15	15
Wärmegutschrift	[DM/MWh]	20	20	20
Daten der KWK-Anlagen				
el. Leistung	[kW]	1.000	200.000	150.000
Th. Leistung	[kW]	1.263	182.609	240.909
el. Nutzungsgrad	[%]	38%	46%	33%
Th. Nutzungsgrad	[%]	48%	42%	53%
Stromkennziffer		0,79	1,10	0,62
Vollbenutzungsdauer	[h/a]	4.000	5.000	5.000
spez. Investitionen	[DM/kW]	2.000	1.100	2.900
Spez. Betriebs- und Wartungskosten	[DM/kW el]	152,0	78,6	180,1
Quelle: [UBA (2000)] und eigene Annahmen.				

5.3.3. Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Die hier betrachteten Formen der erneuerbaren Energien sind Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und die Verbrennung von Biomasse einschließlich Biogasen sowie Müll zur Stromgewinnung, soweit diese nicht schon innerhalb der Kraftwerksgruppe KWK im EMS-Modell erfasst sind.

Im EMS-Modell werden die Investitions- und Betriebskosten der erneuerbaren Energien so angesetzt, wie sie sich ohne jede Förderung ergeben. Da das Modell alternative günstigere Erzeugungsoptionen kennt, würden in Szenarienrechnungen erneuerbare Energien aufgrund ihrer Kostennachteile nicht in Lösung gehen. Das würde sich nur dann ändern, wenn Emissionsrestriktionen in das Modell aufgenommen werden und andere CO₂-arme Erzeugungstechnologien entweder nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen oder durch Parametersetzungen (beispielsweise eine starke Eskalation der Kosten für fossile Brennstoffe) im Vergleich zu den erneuerbaren Energien ungünstiger werden.

5.3.3.1 Wasserkraftwerke

Das technische Energiepotenzial der Wasserkraft wird in diversen Studien unter Berücksichtigung der netz- und bedarfsseitigen Restriktionen in einer Bandbreite von 21 bis 35 TWh/a angegeben [Markewitz/Semke (1998), S. 19]. Der zukünftige Zubau von Wasserkraftwerken wird zum einen durch die natürliche Begrenztheit der Wasserkraftpotenziale beschränkt. Zum anderen bestehen aber auch ökologische und soziale Grenzen, da die mit der Anlagenerrichtung verbundenen wasserbaulichen Maßnahmen die Bereiche des Hochwasserschutzes, der Brauchwasserversorgung, der Schiffbarkeit der Gewässer sowie zahlreiche andere Aspekte tangieren. So betragen die Kosten der ökologischen Einpassung neuer Anlagen in Einzelfällen bis zu 35% der Investitionskosten [Staiß (2000), S. I-37].

Eine Besonderheit der Wasserkraft gegenüber anderen Formen der erneuerbaren Energien liegt darin begründet, dass für die Errichtung von Wasserkraftwerken ein besonders großer Investitionsvorlauf erforderlich ist, der im Vergleich deutlich höher ausfällt als bei anderen erneuerbaren Energien wie beispielsweise Windkraft. Dem steht aber eine wesentlich längere Nutzungsdauer der wasserbaulichen Maßnahmen und anderer Anlagenkomponenten gegenüber, so dass durch einen einmalig hohen Aufwand zum Bau der Anlage ein langfristig nutzbares Potenzial an erneuerbaren Energien erschlossen wird. Die spezifischen Investitionskosten von Wasserkraftwerken hängen stark von ihrer Größe ab. Als Orientierungswerte werden für mittelgroße Anlagen 10.500 DM/kW, für Kleinanlagen 15.000 DM/kW sowie für Kleinstanlagen 17.500 DM/kW genannt [ebd., S. II-64].

Im EMS-Modell fasst ein Kraftwerkstyp die gesamte Erzeugung aus den genannten Wasserkraftwerkstypen zusammen. Dabei wird nicht zwischen Anlagengröße und nicht zwischen Anlagenneubau bzw. Anlagenreaktivierung unterschieden. Bei der Parametrisierung wurde daher versucht, diese Bandbreite durch gewogene

Mittelwerte abzubilden. Als spezifische Investitionskosten werden im EMS-Modell 14.000 DM/kW angesetzt. Für die Investitionskosten wird wegen ihres hohen Anteils an baulichen und genehmigungsrechtlichen Kosten über den Betrachtungszeitraum keine reale Degression angesetzt.

Die Nutzungsdauer beträgt im Modell 60 Jahre. Dabei wurde berücksichtigt, dass die Investitionen in wasserbauliche Anlagen durchaus bis zu 100 Jahre genutzt werden können, während die konventionelle Kraftwerkskomponenten Nutzungsdauern im Bereich von 20-30 Jahren aufweisen [ebd., S. II-64].

Die angesetzten Betriebskosten in Höhe von 330 DM/kW beinhalten bei Wasserkraftwerken neben den üblichen Aufwendungen für die Wartung und Instandhaltung der technischen Einrichtungen auch den Aufwand für die flussbaulichen Anlagen sowie die Rechengutbeseitigung.⁴² Variable Betriebskosten werden für Wasserkraftwerke nicht angesetzt, da alle neben den Kapitalkosten anfallenden Kosten des Betriebes in den fixen Betriebskosten enthalten sind.

5.3.3.2 Windkraftwerke

In Bezug auf das technisch nutzbare Windkraftpotenzial⁴³ in Deutschland werden in entsprechenden Untersuchungen jährliche Stromerzeugungspotenziale bis zu 117 TWh zuzüglich 237 TWh in Offshore-Anlagen genannt [Markewitz/Semke (1998), Tab. 2]. Erhebliche Unsicherheiten ergeben sich bei diesen Potenzialangaben aus den notwendigen Annahmen bezüglich der zukünftigen Leistung einer Anlage sowie der Unklarheit, inwieweit vorhandene Standorte bei anstehendem Ersatz der Altanlagen für leistungsstärkere Anlagen geeignet sind.

Eine grundsätzliche Obergrenze für den Ausbau der Stromerzeugung aus Windkraft stellt die Aufnahmefähigkeit der Stromnetze dar, allerdings nicht in Bezug auf die Kapazität, die durch einfache Netzverstärkung erhöht werden kann, sondern in Bezug auf die Aufnahme einer fluktuierenden Einspeisung bei Konstanzhaltung der Netzparameter wie z.B. die Netzfrequenz.

Grundsätzlich kann die installierte Leistung in den nächsten Jahrzehnten noch erheblich ansteigen, da neue Standorte erschlossen werden können und die Leistung innerhalb gewisser Grenzen an den bisherigen Standorten erhöht werden kann. Neben der schon erwähnten Tendenz der Aufstellung von Windkraftanlagen im Binnenland nimmt auch die Planung von Anlagen im Offshore-Bereich zu. De-

⁴² In der Literatur werden keine einheitlichen Werte für die spezifische Betriebskosten für Wasserkraftwerke ausgewiesen. Beispielsweise werden in Abhängigkeit von der Anlagengröße für mittelgroße Anlagen 263 DM/KW, für Kleinanlagen 375 DM/KW und für Kleinstanlagen 428 DM/KW genannt ([Staiß (2000), S. II-64]. Aus diesen Werten wurde in grober Näherung der hier angesetzte Durchschnittsbetrag von 330 DM/KW abgeleitet.

⁴³ Das technische Potenzial charakterisiert denjenigen Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung gegebener Restriktionen (Wirkungsgrad, Verfügbarkeit von Standorten, Umweltauflagen) nutzbar ist.

ren wesentliche Vorteile sind die sehr guten Windverhältnisse mit einer ungehinderter Anströmung (Ausnutzungsdauer zwischen 3.000 und 4.000 h/a) sowie die Verfügbarkeit großer Flächen. Zudem spielen Schallimmissionen, Schattenwurf sowie Beeinflussung des Landschaftsbildes keine wesentliche Rolle, da keine Besiedelung in der Nähe vorhanden ist. Die Nachteile der Offshore-Windenergienutzung liegen in den höheren Investitions- und Wartungskosten sowie in dem aggressivem Meeresklima, das einen erhöhten Korrosionsschutz erfordert. Grundsätzlich sind die Probleme der Fundamentierung und Netzanbindung gelöst, es werden allerdings in Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen im Vergleich zu Onshoreanlagen doppelt so hohe Investitions- und Betriebskosten erwartet, die zudem linear mit der Entfernung zur Küste ansteigen [DEWI (1998), S. 164 ff.].

Windkraftanlagen sind außerordentlich materialintensiv, da Wind nur eine geringe flächenspezifische Energiedichte aufweist. Dennoch wurde in den vergangenen Jahren durch Serienfertigung eine Kostendegression von etwa 50% erreicht [Staiß (2000), S. I-46]. Anlagen von 500 kW bis 1 MW weisen spezifische Investitionskosten von 1.600-1.700 DM/kW auf, die 1,5 MW-Klasse ist mit 1.800 DM/kW teurer [ebd.]. Die im EMS-Modell angesetzten spezifischen Investitionskosten umfassen die Planung, die Geländeerschließung, die Fundamentierung, sowie die Netzeinbindung und betragen 2.000 DM/kW für Anlagen im Inland oder an Küste bzw. 3.500 DM/kW für Offshore-Anlagen.

Für neue Windkraftanlagen wird von weiteren Potenzialen zur Kostendegression bei der Herstellung der Windkonverter ausgegangen. Bei der Planung, Fundamentierung und Netzeinbindung von Windkraftanlagen auf dem Festland und im Offshore-Bereich handelt es sich um konventionelle Dienstleistungen bzw. Tätigkeiten. Für solche Arbeiten liegen Erfahrungen aus anderen Bereichen vor, wie beispielsweise die Exploration von Erdöl auf Meeresplattformen, so dass deshalb keine nennenswerte Kostendegression mehr erwartet werden kann. Es ergibt sich demnach die in der folgenden Tabelle wiedergegebene Veränderung der spezifischen Investitionen im Zeitablauf.

Tabelle 5.15 Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Windkraftanlagen

Komponente	Anteil an der Gesamtinvestition		Jährliche Kostendegression 2000-2020		Jährliche Kostendegression 2020-2050	
	Küsten / Binnenland	Off-Shore	Küsten / Binnenland	Off-Shore	Küsten / Binnenland	Off-Shore
Konverter	85%	72%	1,0%	1,0%	0,5%	1,0%
Fundament	5%	10%	0%	0%	0%	0%
Netzeinbindung	5%	10%	0%	0%	0%	0%
Planung	5%	8%	0%	0%	0%	0%
Quelle: Eigene Annahmen.						

Aus diesen Annahmen ergeben sich spezifische Investitionskosten in 2020 für Anlagen an Küsten- und Binnenlandstandorten in Höhe von 1.690 DM/kW (2050: 1.496 DM/kW) sowie für Offshore-Anlagen 3.041 DM/kW (2050: 2.505 DM/kW).

In der Literatur wird zur Bestimmung zukünftiger Kostenentwicklungen bei erneuerbaren Energien häufig auf sogenannte Lernkurven zurückgegriffen [vgl. Nitsch (1998)]. Dabei handelt es sich um die Abbildung des funktionellen Zusammenhanges zwischen kumulierter Produktion und den spezifischen Kosten. Erwartet werden kann, dass die zu Beginn einer Produktion eher hohen Kosten durch Rationalisierungseffekte, steigende Fertigungserfahrung usw. mit der Zeit und mit steigender Produktion sinken („Lerning by doing“; „Economics of scale“).

Wird eine solche unterstellte Lernkurve durch eine Potenzkurve angenähert, stellt der sogenannte Lernfaktor als konstanter Koeffizient der Funktion den Grad der Kostensenkung dar und drückt die für eine Produktionstechnologie erreichbare Kostenreduktion bei Verdopplung der kumulierten Produktion aus. Üblicherweise liegen die Lernfaktoren zu Beginn einer Serienproduktion höher und tendieren im weiteren Zeitverlauf gegen Null. Aus konventionellen Produktionsabläufen werden beobachtete Lernkurven auf neue Produkte, wie beispielsweise Windkonverter oder Photovoltaikmodule, angepasst. Es liegt auf der Hand, dass die dabei vorgenommenen Änderungen der Funktionsparameter ergebnisbestimmend sind. Deshalb erscheint es akzeptabel, an Stelle einer aufwendigen Parametrisierung von Lernkurven die in der obigen Tabelle sehr vereinfachend angenommene lineare Kostendegressionen anzusetzen.

Definiert sind im EMS-Modell Kraftwerkstypen für Windkraftwerke, die die drei Standortqualitäten Binnenland, Küste und Offshore repräsentieren. Sie unterscheiden sich hinsichtlich der Parametrisierung durch die Ausnutzungsdauer sowie durch die Investitions- und Betriebskosten. Als Nutzungsdauer wurde einheitlich 20 Jahre angesetzt, wobei dieser Wert auf Literaturangaben beruht, Erfah-

rungswerte liegen für diese junge Technik bisher nicht vor. Variable Betriebskosten werden für Windkraftwerke nicht angesetzt.

Tabelle 5.16 Parametrisierung von Windkraftanlagen im EMS-Modell

	Spezifische Betriebskosten [DM/(kW*a)]	Investitionskosten 2000 [DM/kW]	Ausnutzungsdauer [h/a]	Nutzungsdauer [a]
Binnenland	60	2.000	1.400	20
Küste	60	2.000	2.300	20
Offshore	175	3.500	3.500	20
Quelle: [Staiß (2000), Tab 1-5 und S. II-74] sowie eigene Annahmen.				

5.3.3.3 Photovoltaik

Als technische Potenzialgrenze wird für die Nutzung von Photovoltaikanlagen in der Literatur eine große Bandbreite von 129-647 TWh/a genannt, was auf nicht einheitliche Annahmen zu Systemausführungen und Anlagengrößen zurückgeführt wird [Markewitz/Semke (1998), Tab. 2]. Ähnlich wie bei der Windenergie liegt damit eine Potenzialgröße nicht in dem technischen Anwendungspotenzial begründet, sondern in der Fähigkeit des gesamten Erzeugungssystems, innerhalb von definierten Netzbereichen fluktuierende Stromeinspeisung durch schnell regelbare Back-Up-Kraftwerke so zu integrieren, dass die Frequenz des Netzstroms weitgehend konstant bleibt

Im EMS-Modell sind drei Kraftwerkstypen für Photovoltaik definiert, die sich ausschließlich durch den solaren Jahresenergieertrag unterscheiden, der im Modell durch den Parameter Ausnutzungsdauer der installierten Leistung repräsentiert wird. Unterschieden werden normale Standorte mit Vollbenutzungsdauern von 750h/a, günstige Standorte mit 850 h/a und sehr günstige Standorte mit 950 h/a.

Alle neben den Kapitalkosten anfallenden Kosten des Betriebes sind in den fixen Betriebskosten enthalten. Diese werden für alte und neue Kraftwerke mit jährlich 60 DM/(kW*a) angesetzt.

Tabelle 5.17 Parametrisierung von Photovoltaikanlagen im EMS-Modell

	Spezifische Betriebskosten [DM/(kW*a)]	Investitionskosten 2000 [DM/kW]	Ausnutzungsdauer [h/a]	Nutzungsdauer [a]
Hausdachanlage (>100 kW _p)	75	14.000		25-30
Freiflächenanlage (2kW _p)	50	10.000		25-30
Parameterwert im EMS-Modell	60	12.000	750-950	25
Quelle: [Staiß (2000), S. II-93] sowie eigene Annahmen.				

Die schon bei Windkraftanlagen zu beobachtende technologische Weiterentwicklung in Verbindung mit einer deutlichen Degression der Herstellkosten fällt bei Photovoltaikanlagen noch deutlicher aus. Die spezifischen Kosten pro kW_p für netzgekoppelte PV-Systemanlagen bis 10 kW sind von ca. 27.000 DM in 1991 auf ca. 12.000 DM in 1999 gefallen [Staiß (2000), S. II-93]. Photovoltaische Anlagen bestehen aus den stromerzeugenden Zellen, elektronischen Bausteinen zur Umwandlung des Gleichstroms von niedriger Spannung in Netzstrom sowie aus mechanischen Bauteilen wie Halterungen etc. Erhebliche Kostensenkungen sind bei den Zellen zu erwarten. Für die Kostenentwicklung der PV-Module wird bis 2010 eine Halbierung auf ca. zwei Euro pro Watt erwartet [Schott (1999), S. 3]. Ursache für diese Entwicklung sind zum einen erwartete Wirkungsgradsteigerungen bei Siliziumzellen von derzeit 12-16% auf 14-20% sowie bei Dünnschichttechnologien (CIS-Zellen) von derzeit 6-8% auf 8-14% in 2010. Zum anderen reduzieren sich die spezifischen Modulpreise in Relation zum Produktionsvolumen. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass eine Verdoppelung des Produktionsvolumens eine Kostendegression von 20% ermöglicht [ebd., S. 3].

Die spezifischen Kosten für konventionelle Bauteile und die Installationsarbeit können nur dann signifikant sinken, wenn durch Wirkungsgradsteigerungen in den Modulen eine montierte Fläche von beispielsweise 1 m² zukünftig deutlich mehr als derzeit rund 1 kW_p zur Verfügung stellt oder wenn Photovoltaikmodule in standardisierten Bauelementen wie Fassadenelemente oder Dachziegeln integriert sind und so ohne nennenswerte Mehrarbeit und ohne zusätzliche Konstruktionen zum Einsatz kommen können.

Um die Kostendegression von PV-Anlagen über den Betrachtungszeitraum des Modells adäquat abbilden zu können, wird in der Tabelle 5.18 versucht, auf der Basis der heutigen Kostenaufteilung der Systemkosten die zukünftigen spezifischen Investitionskosten abzuschätzen.

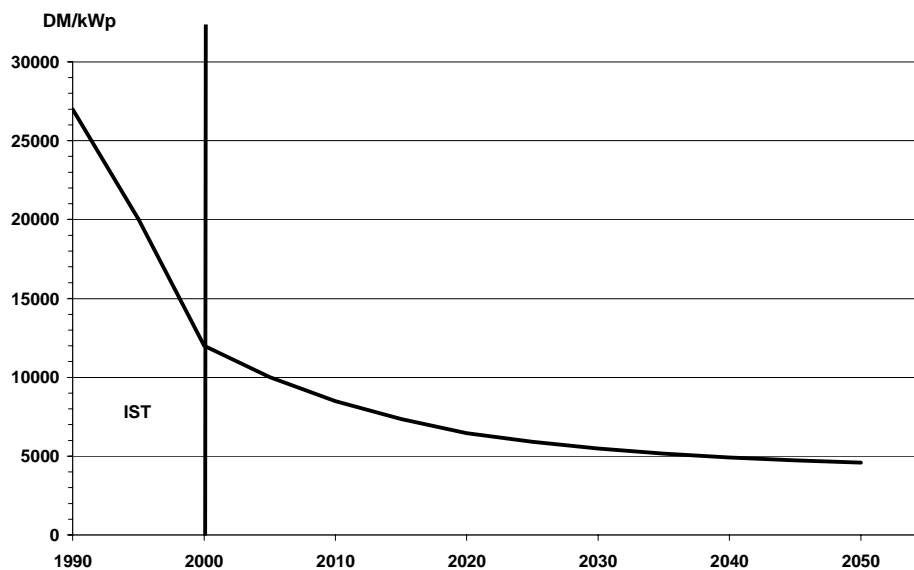
Tabelle 5.18 Struktur der Systemkosten von Photovoltaikanlagen

Systemkosten 11.000 DM/kW _p	Kostenauf- teilung in %	Kostenauftei- lung in DM	Jährliche Reduktion der Sys- temkosten (%)	
			2000-2020	2020-2050
Module	55	6.600	5	5
Inverter	13	1.560	2	1
Material Montage	15	1.800	1	0
Personal Montage	12	1.440	0	0
Sonstiges	5	600	0	0
Summe	100	12.000		

Quelle: [Schott (1999)] sowie eigene Annahmen.

Den Annahmen wurde zugrunde gelegt, dass bei den Kosten der Montage nur sehr geringe Einsparpotenziale zu erwarten sind, da es sich dabei um konventionelle Handwerksarbeiten handelt. Einzig die Produktion verspricht größere Potenziale zur Kostendegression. Aus den Annahmen ergibt sich die in der folgenden Abbildung abgetragene und im EMS-Modell angesetzte Entwicklung der PV-Systemkosten, in der sich die bisherige starke Degression der Systemkosten abgeschwächt fortsetzt. Eine erneute Halbierung der gegenwärtigen Kosten wird demnach erst in 2020 erreicht, in 2050 betragen die Kosten knapp 4.600 DM/kW_p.

Abbildung 5.10 Spezifische Investitionskosten für PV-Systeme



Quelle: Eigene Darstellung.

5.3.3.4 Sonstige erneuerbare Energien

Die Bestimmung des technischen Potenzials zur Stromerzeugung aus Biomasse gestaltet sich schwierig, da sich schon die Abschätzungen für den energetisch nutzbaren Anteil organischer Reststoffe um den Faktor 2-3 unterscheiden. Das Gesamtpotenzial zur Stromerzeugung wird bei 46 TWh gesehen, wobei von einer 50%igen Nutzung fester Biomasse in KWK ausgegangen wird [DLR u.a. (1999), S. 132 ff.].

Die verschiedenen Anlagentypen zur Nutzung der Biomasse weisen spezifische Investitionskosten in einer Bandbreite von 850 DM/kW (Holzheizkraftwerk 2 MW_{el}, ohne Spitzenkessel) bis 9.837 DM/kW (BHKW-Biogasanlage mit Gülle und Abfällen, 0,9 MW_{el}, Demonstrationsprojekt) [Staiß (2000), S. II-49 ff.]. Ebenso bilden die dort angegebenen Betriebskosten eine große Bandbreite von 24 bis 635 DM/(kW_{el}*a) [ebd.]. Da KWK-Anlagen nicht innerhalb dieses Kraftwerkstyps erfasst werden, lehnen sich die in der folgenden Tabelle wiedergegebenen Werte an Deponie- und Klärgasanlagen an.

Tabelle 5.19 Parametrisierung der sonstigen erneuerbaren Energien

	Spezifische Betriebskosten [DM/(kW*a)]	Spezifische Investitionskosten [DM/kW]	Ausnutzungsdauer [h/a]	Nutzungsdauer [a]
Biomassekraftwerk ohne Wärmeauskopplung	100	2.000	3.500	20
Quelle: [Staiß (2000), S. II-49 ff.] sowie eigene Annahmen.				

5.4. Sonstige Parameter

5.4.1. Import und Export von Strom

Für die Modellrechnungen wird der Stromimportsaldo auf Null gesetzt. Diese Vereinfachung entspricht der gegenwärtigen Entwicklung von Import- und Exportmengen auf dem Strommarkt und ist auch mittelfristig zunächst akzeptabel, da in Deutschland noch Überkapazitäten vorhanden sind. Allerdings wird die Möglichkeit des Imports von Strom angesichts des anstehenden Ersatzes der Kernenergie eine Option für die Strombeschaffung der betreffenden Unternehmen darstellen. Der Nettoimport von Strom aus Nachbarländern innerhalb der EU dürfte sich allerdings wegen weitgehend gleichartiger Kostenstrukturen in Grenzen halten, da etwaige kleinere Kostenvorteile der Erzeugung in anderen Ländern durch die Transportkosten reduziert werden. Allerdings bestehen zu Stromproduzenten in Osteuropa erhebliche Kostendifferenzen.

Derzeitige Probleme wie begrenzte Übertragungskapazitäten sowie unterschiedliche Systeme der Frequenzhaltung sind überwindbar. Damit besteht die Gefahr, dass die Umweltprobleme und Risikopotenziale der fossilen und nuklearen Stromerzeugung in andere Staaten und Regionen insbesondere nach Russland verschoben werden. Schon jetzt ist erkennbar, dass Stromimporte aus Osteuropa auf den westeuropäischen Markt drängen. Es ist nicht abzusehen, ob es Möglichkeiten der gesetzgeberischen Beeinflussung des gerade geschaffenen europäischen Binnenmarktes für Energie gibt, um den Import von „schmutzigem“ Strom – gemeint ist Strom aus Kraftwerken, die nicht europäischen Umwelt- oder Sicherheitsstandards entsprechen - im direkten Handel oder auch über die Einspeisung in Drittländer zu verhindern. Andererseits ist es auch nicht unproblematisch, CO₂-intensiven Strom zu exportieren, da dieser bei den gegenwärtigen Bilanzgrenzen die CO₂-Bilanz des Exportlandes belastet. Diese komplexe Problematik wird aus den Modellrechnungen ausgeblendet.

5.4.2. Stromnachfrage und Stromeinsparung

Die Stromnachfrage wird im EMS-Modell als exogene Variable gehandhabt (vgl. Kapitel 4.4). Das EMS-Modell kann diese Stromnachfrage durch die bisher beschriebenen Stromerzeugungstechnologien befriedigen oder aber durch ‚Einspa-

rung' die erforderliche Stromproduktion vermindern. Die dazu erforderlichen verbrauchsseitigen Einspartechnologien werden im EMS-Modell durch fünf schematisierte Einspartechnologien (ESP-1 bis ESP-5) abgebildet, deren Parametrisierung in der folgenden Tabelle dargestellt ist.

Tabelle 5.20 Parametrisierung der Stromeinsparung

	ESP-1	ESP-2	ESP-3	ESP-4	ESP-5
Max. Leistung [GW]	10	10	10	10	10
Max. Benutzungsstunden [h/a]	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000
Invest-Kosten [DM/kW]	1.250	2.700	4.100	7.000	10.000
Netzgutschrift [Pf/kWh]	5	5	5	5	5
Kosten der Einsparung [Pf/kWh el]	17,9	19,9	21,9	25,9	27,4
Quelle: [PSI (2000)] sowie eigene Annahmen.					

Die Einspartechnologien weisen unterschiedliche technische Charakteristika und unterschiedliche Investitionskosten auf, die eine Bandbreite von günstig zu realisierenden Einsparungen bis hin zu sehr kostenintensiven Einsparungen darstellen sollen. Die Kostenstruktur dieser Techniken orientiert sich an einer Studie des PSI für die Schweiz und wurde an die hiesigen Verhältnisse angepasst [vgl. PSI (2000)]. Das EMS-Modell benutzt diese Techniken somit wie Kraftwerke, die statt Strom zu produzieren, die Vermeidung von Stromverbrauch leisten. Dabei wird vom Modell im Sinne der Kostenoptimierung zunächst die kostengünstigste Form der Einsparung ESP-1 eingesetzt, bis deren Einsatzgrenzen erreicht sind. Anschließend werden die Einspartechnologien ESP-2, ESP-3 usw. eingesetzt, bis die Einsparung dem erforderlichen Maß entspricht. Dieser Ansatz ist aufgrund der wenigen verfügbaren Daten relativ pauschal, dementsprechend fallen die resultierenden Ergebnisse zur Quantifizierung der Kosten der Stromeinsparung grob aus.

5.4.3. Brennstoffpreise

Aussagen zur zukünftigen Entwicklung der Weltmarktpreise für Energie sind mit größten Unsicherheiten behaftet. Dies zeigt sich insbesondere an den zahlreichen Energiepreisprognosen, die in der Vergangenheit erstellt wurden und sich nicht bewahrheitet haben. Wettbewerbspreise bilden sich auf der Grundlage einer Vielzahl von Einflussgrößen, darunter auch Erwartungen und psychologische Faktoren der Marktteilnehmer. Sie sind nicht zu prognostizieren, was allerdings auch ohnehin nicht erforderlich ist, da eine Preisbildung im freien Wettbewerb allenfalls nur für den Steinkohleweltmarkt unterstellt werden kann. Schon der Markt für Rohöl weist phasenweise drastische Preisveränderungen durch regulierende Einflüsse seitens des Angebotskartells der Organisation erdölexportierender Länder auf. Der Preis für Erdgas ist an den Rohölpreis gekoppelt, weil hier nicht der direk-

te Wettbewerb zwischen den Anbietern von Erdgas die entscheidende Rolle spielt, sondern der Substitutionswettbewerb mit den Konkurrenzenergien. Für Braunkohle gibt es fast gar keinen Handel mit Preisbildung, da für den größten Teil der geförderten Menge langfristige Lieferverträge zwischen Bergbau und EVU bestehen.

Neben diesen Wettbewerbseinschränkungen unterliegt die Preisgestaltung für Brennstoffe einer staatlichen Einflussnahme durch Besteuerung. Allerdings werden Energiesteuern im EMS-Modell nicht berücksichtigt. Solche Steuern verbleiben im Inland und werden vom Stromverbraucher mit dem Strompreis bezahlt. Volkswirtschaftlich gesehen stehen dem jedoch höhere öffentliche Ausgaben (bzw. die Senkung anderer Steuern) gegenüber, so dass in einer ersten Annäherung auf die Einbeziehung einer solchen Steuer verzichtet werden kann. Allerdings werden durch Steuern einzelne Energieträger benachteiligt bzw. andere Energieträger bevorzugt. Dieser Lenkungseffekt bleibt in den Rechnungen unberücksichtigt.

Da einerseits Annahmen über die zukünftige Energiepreisentwicklung (bis 2050) nur rein spekulativ zu machen sind, andererseits aber für die Rechnungen erforderlich sind und zudem einen nicht unerheblichen Einfluss auf das Ergebnis haben, werden im Rahmen dieser Untersuchung für die Szenarienanalyse zwei Varianten einer möglichen Energiepreisentwicklung zugrundegelegt.

Die erste Variante für die Energiepreise (Variante „K“) geht von real konstanten Energiepreisen über den Betrachtungszeitraum aus und stellt somit eine Untergrenze für die Preisentwicklung dar, da eine längerfristige reale Verbilligung von Energieträgern angesichts der grundsätzlich erschöpflichen Ressourcen nicht erwartet werden kann.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die Energiepreise des Basisjahres 1999 schon während der Bearbeitungszeit dieser Untersuchung erheblich verändert haben. Der Rohölweltmarktpreis befand sich zu Beginn des Jahres 1999 und damit zu Beginn des Betrachtungszeitraumes dieser Untersuchung bei ca. 11 \$/Barrel und hat sich seitdem auf derzeit (Januar 2001) 26 \$/Barrel (zwischenzeitlich sogar 35 \$/Barrel) erhöht und damit mehr als verdoppelt [Tescon (2001)]. Diese Preisentwicklung kann zudem auf den Gaspreis übertragen werden, der der Ölpreisentwicklung mit einer gewissen Zeitverzögerung folgt. Deshalb erscheint es sinnvoller, als Ausgangswerte für die Variante „K“ nicht die zu Beginn des Jahres 1999 eher niedrigen Energiepreise zu verwenden, sondern jeweils für jeden Brennstoff einen Durchschnittspreis der Energiepreise zwischen 1999 und 2000 zu verwenden, wobei die Wahl des Zeitraumes zur Berechnung des Durchschnitts letztlich eine beliebige Festlegung darstellt.

Die zweite Variante (Variante „H“) geht von einer realen Steigerung der Energiepreise aus, die sich nicht an den Annahmen der Prognos-Studie bis 2020 orientiert (vgl. Tabelle 7.23), sondern von anderen Eingangswerten ausgeht und sich eher an der Preisentwicklung der Studie ‚Politiksznarien für den Klimaschutz‘ orientiert

(vgl. Tabelle 7.24). Beabsichtigt ist, mit dieser Variante „H“ festzustellen, wie eine ungünstige Entwicklung der Energiepreise die Ergebnisse der Szenarien beeinflusst. Unter diesen Voraussetzungen sind also die beiden Ergebnisse eines Szenarios mit zwei Energiepreisvarianten immer als obere und untere Extreme einer Bandbreite zu interpretieren, die mit hoher Wahrscheinlichkeit die tatsächliche zukünftige Energiepreisentwicklung umschließt.

Für die Stromerzeugung in Deutschland ist der Ölpreis angesichts geringer Kapazitäten an Kraftwerken auf Heizölbasis nicht von direkter Bedeutung. Allerdings steht der Preis für Erdgas in Beziehung zum Ölpreis, da die hohen Kapitalkosten für Transportleitungen und Verteilnetze für Erdgas i.d.R. langfristige Lieferverträge zwischen Lieferanten und Importeuren erfordern. Diese enthalten Preisanpassungsklauseln auf der Basis des Anlegbarkeitsprinzips gegenüber den Konkurrenzenergien in den Marktsegmenten Raumwärme, Prozesswärme und Stromerzeugung. Da sich der größte Teil des Erdgases auf dem Wärmemarkt im Wettbewerb befindet, bestimmt somit im Wesentlichen der Substitutionswettbewerb zwischen Erdgas und Heizöl die Preisbildung der Gaslieferländer.

Die schon erwähnten starken Schwankungen des Ölpreises in den vergangenen zwei Jahren ergeben als durchschnittlichen Eingangswert für die Modellrechnungen für Heizöl $3,97 \text{ Pf/kWh}_{\text{th}}$ ⁴⁴ und für Erdgas $1,48 \text{ Pf/kWh}$. Als statistische Basis wurden die Angaben des Verbandes für industrielle Kraftwirtschaft (VIK) zu Inlandsnotierungen für leichtes und schweres Heizöl herangezogen, die sich auf eine Lieferung von mindestens 500 t an den Großhandel beziehen [vgl. VIK (2001a)]. Als durchschnittliche Kosten für den weiteren Transport bzw. für die Unterverteilung wurden für Heizöl $0,60 \text{ Pf/kWh}_{\text{th}}$ und für Erdgas $0,47 \text{ Pf/kWh}_{\text{th}}$ pauschal hinzugerechnet, so dass sich Preise frei Kraftwerk in Höhe von $4,57 \text{ Pf/kWh}_{\text{th}}$ für Heizöl und $2,05 \text{ Pf/kWh}_{\text{th}}$ für Erdgas als Eingangswerte ergeben.

Unter Berücksichtigung der in der Prognos-Studie erwarteten Entwicklung des DEM/USD Wechselkurses wird in dieser Untersuchung für Heizöl (als Mix von leichtem und schwerem Heizöl) eine jährliche reale Preissteigerung von 3% über den Betrachtungszeitraum angesetzt. Die Preissteigerungsraten für Erdgas werden etwas höher als in der Studie ‚Politiksznarien für den Klimaschutz‘ ebenfalls mit 3% angesetzt (vgl. Tabelle 7.24).

Für in Deutschland geförderte Steinkohle erhält die Kohlewirtschaft Subventionen, die die Preisdifferenz zum Weltkohlemarkt ausgleichen. Deshalb wird die Preisentwicklung durch die Entwicklung der Importkohlepreise bestimmt. Am Weltkohlemarkt ist seit 1996 ein anhaltender Verfall der Kohlepreise zu beobachten, da eine annähernd konstante Nachfrage auf eine Steigerung des Angebotspotenzials trifft. Dies führte in den letzten Jahren zu einem Sinken der Auslastung der Ex-

⁴⁴ Als Heizwert für den Mix aus HEL und HS wurden $41,8 \text{ MJ pro Kg}$ angesetzt.

portgruben auf 76% und damit auch zu einem Sinken des Weltmarktpreises bis 1999 [Gruß (2000), S. 1]

Auf der Basis der VIK-Statistik ergibt sich für die Modellrechnungen aus dem durchschnittlichen Steinkohlepreis zwischen 1999 und 2000 einschließlich pauschalisierter Transportkosten und einer Großhandelsspanne ein Eingangswert von 1,04 Pf/kWh_{th} [vgl. VIK-2001a]. Für die zukünftige Entwicklung geht Prognos zunächst von einer Stabilisierung und einem sich anschließenden leichten Anstieg des Weltmarktpreises aus [Prognos (2000), S. 187]. Die Berücksichtigung des Wechselkurses DEM/USD und des BIP-Deflators führt bei Prognos zu einem Anstieg der realen Großhandelspreise zwischen 1998 und 2005 sowie leicht sinkenden Preisen zwischen 2005 bis 2020. In der Studie ‚Politiksznarien für den Klimaschutz‘ wird von einer durchschnittlichen Preissteigerung von 2,2% für den Zeitraum von 1995 bis 2020 ausgegangen. Da die Energiepreisvariante „H“ eine ungünstige Preisentwicklung darstellen soll, wurde für die Modellrechnungen für Steinkohle ebenfalls eine Preissteigerung von 3%/a über den Betrachtungszeitraum angesetzt.

Braunkohle ist wegen der fehlenden Transportfähigkeit nur sehr bedingt als Handelsgut geeignet und wird in Deutschland im Wesentlichen in unmittelbarer Nähe zu den Förderstandorten verstromt. Es bestehen langfristige Lieferverträge zwischen Bergbau und Versorgungsunternehmen, so dass keine nennenswerten Mengen auf Märkten gehandelt werden und entsprechend kein Marktpreis existiert. Ebenso sind keine offiziellen Preise für die Braunkohleverstromung erhältlich. Die Braunkohleverstromung steht ausschließlich im Substitutionswettbewerb mit anderen Energieträgern. Wegen des Anlegbarkeitsprinzips kann vermutet werden, dass sich die Preise für die geförderte Braunkohle so gestalten, dass die Gesteungskosten von Braunkohlekraftwerken nicht über diejenigen von Steinkohlekraftwerken liegen. Aus dieser Überlegung ergibt sich ein Eingangswert für Braunkohle in Höhe von 0,98 Pf/kWh_{th}, der über den Betrachtungszeitraum eine reale Preissteigerung von 0,5%/a erfährt.⁴⁵

Als Brennstoffpreis für Kernbrennstoff einschließlich Entsorgung lassen sich aus Literaturangaben 0,67 Pf/kWh_{th} als Durchschnitt zwischen 1999 und 2000 ableiten [vgl. Hensing u.a. (1997), S. 14 und Schiffer (1999), S. 182 sowie Kapitel 5.1.1]. Dieser Wert enthält keine Rückstellungen für Rückbaukosten, da diese in den variablen Betriebskosten enthalten sind. Es wird für die Modellrechnungen von einer real konstanten Entwicklung dieses Brennstoffpreises über den Betrachtungszeitraum ausgegangen, da Gründe für eine Verknappung des Angebotes an nuklea-

⁴⁵ Diese im Vergleich zur Braunkohle wesentlich geringere Preissteigerung führt nicht zu Verzerrungen in den Szenarienrechnungen. Denn, wie noch zu begründen sein wird, werden die Strukturen der Stromerzeugung in den für den Vergleich nachgerechneten Szenarien vom EMS-Modell nicht verändert. Die sich daraus ergebenden methodischen Probleme für die Betrachtung von zwei Energiepreisvarianten werden im Kapitel 8.5 aufgegriffen.

ren Brennstoffen oder Gründe für eine reale Verteuerung bei der Herstellung von Brennstäben heute nicht zu erkennen sind.

Wie bereits dargestellt, fasst der Kraftwerkstyp ‚sonstige erneuerbare Energien‘ eine Reihe von unterschiedlichen Techniken zusammen, deren Anteile sich zukünftig ändern und für die in der Zukunft eventuell sogar gänzlich andere Brennstoffe als heute eingesetzt werden. Deshalb ist es besonders schwierig, einen geeigneten Wert als Eingangsparameter sowie eine Entwicklung des Energiepreises über den Betrachtungszeitraum zu bestimmen. In Anlehnung an die Literaturangaben für biogene Festbrennstoffe wird ein Durchschnittspreis von 3 Pf/kWh_{th} angesetzt, der bis 2050 real konstant bleibt [Staiß (2000), S. I-27]. Dahinter steckt die Annahme, dass es bei diesen nachwachsenden Brennstoffen nicht zu einer Verknappung kommt und reale Preissteigerungen bei den Prozessen zur Gewinnung bzw. Sammlung und zum Transport durch Produktivitätsfortschritte bei der Herstellung kompensiert werden.

Tabelle 5.21 Entwicklung der Energiepreise Variante „H“

Reale Großhandelspreise	Wachstumsrate (%/a)		Preis (Pf/kWh _{th})			
	1999-2020	2020-2050	1999	2010	2020	2050
Heizöl	3	3	4,57	6,33	8,50	20,64
Erdgas	3	3	2,05	2,84	3,81	9,25
Steinkohle	3	3	1,04	1,44	1,93	4,68
Braunkohle	0,5	0,5	0,98	1,04	1,09	1,27
Uran	0	0	0,67	0,67	0,67	0,67
Erneuerbare Energien	0	0	3,00	3,00	3,00	3,00

Quelle: [PROGNOS (2000), VIK (2001a)] sowie eigene Annahmen.

5.4.4. Netzgutschriften⁴⁶

Da Stromnetze bis zu ihrer Kapazitätsgrenze Grenzkosten von annähernd Null aufweisen, kann man hier in der Regel ein natürliches Monopol unterstellen mit der Konsequenz, dass Netznutzungspreise auf der Basis einer Kostenumlage gebildet werden. Durch eine strukturelle Veränderung der Erzeugung und des Verbrauchs, wie sie in den hier untersuchten Szenarien unterstellt werden, ergeben sich Konsequenzen für die Verteilung der Netzkosten. Grundsätzlich bleibt es

⁴⁶ Die Überlegungen in diesem Unterkapitel orientieren sich an den Ausführungen zur gleichen Problematik im Rahmen der Untersuchung zum Ausstieg der Schweiz aus der Kernenergie [bei 1999]

allerdings aufwendigen Untersuchungen vorbehalten, mittels Standortangabe für alle dezentralen Anlagen im Rahmen einer Netzsimulation konkret zu bestimmen, inwieweit sich die Anforderungen an die Übertragungsnetze durch bestimmte Arten der Erzeugung und Einsparung verändern werden. Für diese Untersuchung werden folgende vereinfachende Annahmen getroffen.

- Eine Dezentralisierung der Erzeugung führt langfristig zu einer Verringerung der Netzeinrichtungen (Transportleitungen, Umspannstationen etc.), wenn diese Erzeugung gesichert ist, d.h. keine Netzkapazitäten für eine eventuelle Reserveleistung vorzuhalten sind. Für die dezentrale Stromerzeugung in kleinen und mittleren Anlagen wird eine geringe Netzgutschrift in Höhe von 1 Pf/kWh_{el} angesetzt, da eine gewisse Reservevorhaltung für Anlagenausfälle berücksichtigt werden muss.⁴⁷
- In größeren Anlagen der dezentralen Erzeugung fällt der Export überschüssigen Stroms größer aus, so dass Netzkapazitäten erhalten bleiben müssen bzw. sogar verstärkt werden. Eine Netzgutschrift wird hier daher nicht angesetzt.
- Die Vermeidung von Stromverbrauch reduziert grundsätzlich die notwendige Übertragungskapazität, wenn unterstellt wird, dass die Einsparung annähernd gleichverteilt über den Lastgang erfolgt und nicht ausschließlich in Schwachlastzeiten stattfindet. Den Kosten für die Vermeidung von Stromverbrauch durch Einsparung wird deshalb eine pauschale Netzgutschrift als Mittelwert für die vermiedene Nutzung des Hochspannungsnetzes und des Mittelspannungsnetzes in Höhe von 4,6 Pf/kWh_{el} gegengerechnet.⁴⁸
- Bei fluktuierender dezentraler Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik ist es wahrscheinlicher, dass sich die Netzanforderungen insgesamt erhöhen, weil zu bestimmten Spitzenzeiten große Strommengen wegtransportiert werden müssen. Eine Netzgutschrift wird deshalb nicht angesetzt.

5.4.5. CO₂-Emissionsfaktoren

Kohlendioxidemissionen lassen sich abgesehen von chemischen Prozessen in der Zementindustrie unmittelbar auf den bei Verbrennungsprozessen freigesetzten oxidierten Kohlenstoffgehalt fossiler Energieträger zurückführen. Emissionsfaktoren drücken das Verhältnis zwischen den bei der vollständigen Verbrennung resultierenden CO₂-Emissionen und dem Heizwert des Brennstoffes aus. Der Heizwert pro physischer Einheit des Brennstoffes kann erheblich differieren; beispielsweise bei Braunkohle je nach Förderregion und Verarbeitungsstand (Rohbraunkohle,

⁴⁷ Für eine Netzgutschrift kann sich im Einzelfall eine große Bandbreite ergeben. Deshalb wird hier für den von einer dezentralen Erzeugungsanlage vermiedenen Strombezug aus dem Hochspannungsnetz von einem pauschalen Ansatz von 1 Pf/kWh inkl. einer Reservebestellung ausgegangen. Vgl. [AGFW 2000: S. 215 ff.].

⁴⁸ Vgl. die im Internet veröffentlichten Netznutzungspreise. Verfügbar von <http://www.vik-online.de/>, Abfragedatum: 07.06.2001

Staub, Brikett, Koks). Deshalb wurden für die im EMS-Modell unterschiedenen vier fossilen Brennstoffe Steinkohle, Braunkohle, Erdgas und Heizöl zunächst durchschnittliche Emissionsfaktoren bestimmt, die in der folgenden Tabelle wiedergegeben sind.

Dabei wurde berücksichtigt, dass bei bestimmten Kraftwerkstypen mehrere Brennstoffe zum Einsatz kommen. Beispielsweise können GuD-Anlagen auch mit Heizöl betrieben werden, was wegen der Vorratshaltung und zur Vermeidung von Preisspitzen vorteilhaft sein kann. Der CO₂-Emissionsfaktor von Erdgas beträgt durchschnittlich 0,055 kg/MJ H_u (= 0,198 kg/kWh_{th}). Unterstellt wird, dass ein durchschnittlicher Anteil von 10% des Brennstoffbedarfes dieser Kraftwerke mit leichtem Heizöl befriedigt wird, so dass sich der Emissionsfaktor entsprechend erhöht.

Das Modell berechnet mit den in der folgenden Tabelle wiedergegebenen Emissionsfaktoren die anfallenden Mengen von Kohlendioxid auf der Basis des Energieeinsatzes und unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade der Kraftwerke.⁴⁹

Tabelle 5.22 CO₂-Faktoren der Brennstoffe

Kraftwerkstyp	kg/kWh
Steinkohle	0,3348
Braunkohle	0,4050
Erdgas	0,2146
Heizöl	0,2754
BHKW Reg	-0,0924
GUD Gas	0,1244
HKW Kohle	0,2483
Quelle: [UBA (2001)], sowie eigene Berechnungen.	

Bei Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung muss dem Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung eine CO₂-Gutschrift für die Wärmeproduktion gegengerechnet werden, die wiederum abhängt vom gewählten Referenzsystem der alternativen Wärmeerzeugung. Dazu wird die Primärenergieausnutzung der KWK-Anlagen mit Hilfe des Substitutionswirkungsgrades (π_s) gekennzeichnet [UBA (2000), S. 91]. Dieser betrachtet den Wirkungsgrad der Stromerzeugung einer KWK-Anlage nach Abzug des theoretisch auf die Wärmeerzeugung entfallenden Brennstoffeinsatzes.

$$\pi_s = W_{el} / (W_{Br} - (1 - \pi_v) * Q / \pi_{äqui})$$

⁴⁹ Insbesondere bei Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung spielen NO_x-Emissionen in Hinblick auf die Luftreinhaltung eine Rolle, nicht jedoch für den Klimaschutz. Zudem ist die signifikante Vermeidung von NO_x-Emissionen bei kleineren KWK-Anlagen durch Katalysatoren und bei größeren Anlagen durch die Fahrweise des Kraftwerks grundsätzlich möglich. Die dabei entstehenden Probleme und Kosten stehen in keinem Verhältnis zu denen einer CO₂-Vermeidung. Deshalb werden Stickoxide im Rahmen dieser Untersuchung nicht berücksichtigt.

mit

W_{el} = elektrische Jahresarbeit

W_{Br} = gesamter Jahresbrennstoffbedarf

$1-\pi_V$ = Verteilungs-/Transportwirkungsgrad (Wärme)

Q = Jahreswärmeerzeugung

$\pi_{\text{äqui}}$ = Äquivalenzwirkungsgrad der alternativen getrennten Wärmeerzeugung

Daraus werden die spezifischen CO₂-Emissionen jeweils für die drei KWK-Varianten abgeleitet, die wegen der Gutschrift in bestimmten Fällen auch negativ sein können. Für die Verteilungsverluste wurden 15% angesetzt, für die alternative Wärmeerzeugung ein Wärmeerzeugungsmix basierend auf 70% Erdgas (0,2016 kg CO₂/kWh, Nutzungsgrad 1,0) und 30% Heizöl (0,2754 kg CO₂/kWh, Nutzungsgrad 0,9).

6. Vorgehensweise zur Anwendung des EMS-Modells

Wie bereits in Kapitel 4.4 dargelegt handelt es sich bei dem EMS-Modell um ein Optimierungsmodell, das die Kosten der Stromerzeugung unter Nebenbedingungen minimiert. Dazu entscheidet das Modell über den Einsatz vorhandener bzw. den Zubau neuer Erzeugungstechnologien und berücksichtigt dabei deren technologische und ökonomische Eigenschaften sowie deren Einsatzgrenzen. Somit kann das Modell zum Beispiel die Frage beantworten, wie die zukünftige Stromerzeugungsstruktur aussehen muss, damit klimapolitische Ziele auch bei einem definierten Ausstieg aus der Kernenergie einzuhalten sind.

Wie in Kapitel 4.5 beschrieben, wurde eine solche Fragestellung bereits im Modellexperiment II des Forums für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen (FEES) untersucht, bei dem das EMS-Modell als Optimierungsmodell eingesetzt wurde. Darüber hinaus wurden in mehreren Studien Möglichkeiten zum Ersatz der Kernenergie sowie zur Reduktion der Nutzung fossiler Brennstoffe unter den Aspekten Ressourcenschonung und Klimaschutz mit unterschiedlicher methodischer Herangehensweise untersucht. Üblicherweise wird in solchen Untersuchungen die Szenarientechnik verwendet, bei der in Szenarien mögliche Pfade der zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklung definiert werden und auf ihre ökonomischen und ökologischen Effekte hin analysiert werden. Gemeinsam ist den meisten der vorgelegten Szenarien, dass sie Wege aufzeigen, wie das Ziel einer klimaverträglichen Stromerzeugung erreicht werden kann. Sie unterscheiden sich aber erheblich darin, welche Instrumente, Maßnahmen und Veränderungen des bestehenden Erzeugungssystems vorgeschlagen werden, um dieses Ziel zu erreichen.

Zur Anwendung des EMS-Modells wird in dieser Untersuchung kein weiteres Szenario definiert, sondern das Modell wird dazu benutzt, eine Auswahl der vorliegenden Szenarien zu untersuchen. Damit wird die Grundlage für einen Vergleich der Szenarien geschaffen, bei dem herausgearbeitet werden soll, welche unterschiedlichen Stromerzeugungsstrategien den Szenarien zu Grunde liegen und welche unterschiedlichen ökonomischen und auch gesellschaftlichen Implikationen den Szenarien zuzuordnen sind.

Für diese Vorgehensweise wird zunächst eine Auswahl getroffen, welche Szenarien grundsätzlich geeignet sind, mit dem EMS-Modell nachgerechnet zu werden. Das Kapitel 6.1 beschreibt die Anforderungen an die Szenarien in Bezug auf die Länge des Untersuchungszeitraumes. Auf dieser Basis und unter Berücksichtigung weiterer Anforderungen wird in Kapitel 6.2 entschieden, welche Szenarien untersucht werden. In Kapitel 6.3 wird dargestellt, wie die Abbildung der Szenarien im EMS-Modell erfolgt und welche methodischen Probleme mit dieser Vorgehensweise verbunden sind. Welche Ergebnisse letztlich aus dem Szenarienver-

gleich mit einem Strommodell abgeleitet werden können, beschreibt das Kapitel 6.4.

6.1. Der Zeithorizont

Ein großer Teil der vorliegenden aktuellen Energieszenarien betrachtet den Zeitraum bis 2010. Der überschaubare Zeitraum erleichtert die Analyse, insbesondere wenn die Szenarien einen prognostischen Charakter haben sollen. Das ist zum Beispiel dann der Fall, wenn eine zu erwartende Entwicklung auf der Basis bisher vereinbarter politischer Rahmenbedingungen gezeigt werden soll oder wenn eine mögliche Entwicklung skizziert werden soll, wie sie sich aus der Ausgangssituation bei Umsetzung bestimmter Maßnahmen ergibt.

Bei einem Szenario bis 2010 kann nicht nur die Entwicklung der demographischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen relativ sicher abgeleitet werden, sondern es kann aufgrund der langlebigen Technologien und den damit verbundenen langfristigen Investitionszyklen im Stromerzeugungssektor auch davon ausgegangen werden, dass es in diesem Zeitrahmen zu keinen wesentlichen technologischen Strukturbrüchen kommt.

Auch die sich aus der Sache heraus nicht sprunghaft ändernde politische Einflussnahme auf die energiepolitischen Rahmenbedingungen ist bis 2005 recht gut und bis 2010 in groben Zügen abzusehen. Dies gilt insbesondere für die Nutzung der heimischen Stein- und Braunkohle sowie der Kernenergie, die sich wahrscheinlich auch bei einem Regierungswechsel bis 2010 nicht signifikant anders ausgestalten wird.

Angesichts des bis zum Jahr 2000 erreichten Reduktionserfolges von rund 15% ist eine tiefgreifende Strukturveränderung innerhalb der Stromwirtschaft bis 2010 zur Erreichung des Kyotoziels nicht erforderlich (vgl. dazu Kapitel 2.5). Sie steht aus Sicht der Energieversorgungsunternehmen auch gar nicht an, wie in Kapitel 5.2.1 anhand der Sterbelinien der Kraftwerke gezeigt wurde. Das ändert sich grundlegend für den Zeitraum ab 2010. Denn wie im zweiten Kapitel beschrieben wurde, liegt die eigentliche Herausforderung der Klimaschutzpolitik darin, die CO₂-Emissionen über das Jahr 2010 hinaus wesentlich stärker abzusenken, so dass bis 2050 eine Reduktion von bis zu 80% erreicht werden kann. Der dazu erforderliche grundsätzliche Strukturwandel in der Stromerzeugung wird dadurch begünstigt, dass gerade im zweiten und dritten Jahrzehnt umfangreiche Ersatzinvestitionen anstehen (vgl. Abbildung 5.7). Da die dann errichteten Kraftwerke mit hoher Wahrscheinlichkeit auch die Stromerzeugung bis 2050 wesentlich bestimmen werden, kommt den Szenarien mit einem Betrachtungszeitraum bis 2020 oder länger eine besondere Bedeutung zu. Denn sie können die möglichen Optionen aufzeigen, wie Klimaschutz, Wirtschaftswachstum und Strukturwandel in der Stromerzeugung in langfristiger Hinsicht miteinander verbunden werden können.

Andererseits bedeutet die Ausdehnung des Betrachtungszeitraumes eine erhebliche Zunahme der Ungewissheiten bei der Festsetzung der Parameter und Rahmenbedingungen für die Szenarien. Bis 2050 kann nicht ansatzweise von einer erkennbaren politischen Linie über den Betrachtungszeitraum ausgegangen werden. Weiterhin wird selbst bei den langfristigen Investitionszyklen in der Stromwirtschaft der heute bestehende Kraftwerkspark bis 2050 nahezu vollständig ersetzt. Die Technologien, mit denen dann die heutigen Kraftwerke ersetzt werden, sind gegenwärtig höchstens prinzipiell bekannt. Die für die Szenarien notwendige Bestimmung der dann realisierten technischen und ökonomischen Parameter erfordert allerdings ein erhebliches Maß an differenzierter Spekulation.

6.2. Zur Auswahl der Szenarien

Es liegt eine Vielzahl von Studien zur zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland vor, wobei sich diese Studien bedingt durch ihren jeweiligen speziellen Untersuchungszweck stark unterscheiden. Die in den letzten zehn Jahren besonders häufig untersuchten Fragestellungen betrafen die Themenbereiche

- Zukünftiger Primärenergieverbrauch angesichts begrenzter Ressourcen
- Möglicher Beitrag der erneuerbaren Energien zur Energieversorgung
- Auswirkungen der Einführung einer Ökosteuer auf das Energiesystem
- Auswirkungen des Ausstieges aus der Kernenergie
- Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasen zum Schutz der Erdatmosphäre

Zum letzten Aufzählungspunkt liegen eine Reihe von Studien vor, die sich in Bezug auf die räumliche und technische Abgrenzung des betrachteten Energiesystems sowie hinsichtlich der Länge des Betrachtungszeitraumes unterscheiden. Darüber hinaus werden in diesen Studien sehr unterschiedliche Annahmen zu den technischen Potenzialen und der ökonomischen Charakterisierung der betrachteten Technologien gemacht und es wird zudem von unterschiedlichen politischen Rahmenbedingungen, insbesondere in Bezug auf die zukünftige Nutzung der Kernenergie, ausgegangen.

Die Auswahl der hier zu untersuchenden Szenarien bestimmt sich dadurch, dass das EMS-Modell ausschließlich das Teilsegment der Stromerzeugung und der damit gekoppelten Wärmeerzeugung abbildet. Damit Szenarien aus anderen Untersuchungen nachgerechnet werden können, müssen quantitative Ergebnisse in der entsprechenden Veröffentlichung enthalten sein, die die Struktur der Stromerzeugung zumindest zu Beginn und zum Ende des Betrachtungszeitraumes aufzeigen. Das ist beispielsweise bei der vielzitierten Studie „Zukunftsfähiges Deutschland“ des Wuppertal-Instituts für Klima, Umwelt und Energie aufgrund ihres vorwiegend qualitativen Charakters nicht der Fall [vgl. Wuppertal (1996)]. Aber auch die bekannten Energiestudien der Mineralölgesellschaften ESSO und SHELL

scheiden aus, da keine ausreichend differenzierten Ergebnisse für den Stromsektor bis 2020 ausgewiesen werden [vgl. ESSO AG (1998) und SHELL AG (2001)].

Weiterhin ist es im Rahmen der hier anstehenden Untersuchung, wie bereits dargelegt, sinnvoll, dass sich der Betrachtungszeitraum der zu untersuchenden Szenarien mindestens bis zum Jahr 2020 erstreckt. Bis zum Jahr 2050 liegen derzeit ohnehin nur zwei Langfristuntersuchungen vor. Das ist zum einen die Studie des FhG-ISI im Auftrag von Siemens [vgl. Jochem u.a. (1997)] sowie das solare Langfristszenario für Deutschland [vgl. Nitsch u.a. (1998)]. Nur die letztere Untersuchung weist die erforderlichen Angaben für den Stromsektor aus.

Eine ganze Reihe von Energieszenarien wurden im Rahmen der beiden großen Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ sowie „Schutz der Erdatmosphäre“ (11. und 12. Wahlperiode 1986-1994) erstellt bzw. referiert [vgl. Enquete (1990) und Enquete (1995)]. Dabei handelt es sich sowohl um Referenzszenarien ohne Klimaschutzmaßnahmen bis 2050 sowie um eine Reihe von Reduktionsszenarien mit Minderungszielen von 70-80% in 2050 gegenüber 1987. Diese Szenarien sind allerdings für eine vergleichende Analyse in diesem Untersuchungsrahmen schon allein deshalb nicht geeignet, da sie sich mangels damals verfügbarer Daten ausschließlich auf die alten Bundesländer beziehen mussten.

Es werden folgende vier Studien ausgewählt, deren Szenarien sehr unterschiedliche Entwicklungspfade für den Stromsektor beinhalten und damit eine interessante Bandbreite möglicher zukünftiger Stromerzeugungsstrategien umfassen.

1. Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt [vgl. Prognos (2000)].⁵⁰ (i.F. abgekürzt als „Prognos-Studie“)
2. Politiksznarien für den Klimaschutz. Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahre 2020 [vgl. Politiksznarien (1999)]. (i.F. abgekürzt als „Politiksznarien“)
3. Energiewende 2020. Der Weg in eine zukunftsfähige Energiewirtschaft [vgl. Öko-Institut (2000)]. (i.F. abgekürzt als „Energiewende 2020“)
4. Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung – Ein solares Langfristszenario für Deutschland [vgl. Nitsch u.a. (1998)]. (i.F. abgekürzt als „solares Langfristszenario“)

Die 1999 erschienene und ebenfalls vielzitierte Studie „Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien“ [vgl. DLR u.a. (1999)] wird nicht berücksichtigt, da deren

⁵⁰ Bei der Studie von Prognos handelt es sich nicht um ein Szenario, sondern um eine Prognose. Erklärtes Ziel dieser Untersuchung ist es, die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte bis 2020 abzuschätzen [vgl. Prognos (2000)]. Dieser wesentliche Unterschied wird aus Gründen der sprachlichen Vereinfachung vernachlässigt, wenn im Folgenden von vier zu untersuchenden Szenarien gesprochen wird.

Szenarien des Ausbaus erneuerbarer Energien nur bis 2010 ausgelegt sind. Die Studie enthält aber umfangreiche Informationen zu den Potenzialen und Kosten erneuerbarer Energiequellen, die in diese Untersuchung eingeflossen sind.

6.3. Die Abbildung der Szenarien im EMS-Modell

Aus der Beschreibung der ausgewählten Szenarien in den jeweiligen Studien wird ausschließlich die Entwicklung der Nettostromerzeugung differenziert nach Kraftwerkstypen in das EMS-Modell übertragen.⁵¹ Sofern nur die Bruttostromerzeugung veröffentlicht ist, wird diese mit für jeden Kraftwerkstyp spezifischen und zudem dynamischen Faktoren auf die Nettostromerzeugung umgerechnet. Die übernommene Nettostromerzeugung stellt im EMS-Modell für jeden Kraftwerkstyp die untere Begrenzung der Erzeugung dar. Dadurch ergeben sich zwei methodische Probleme.

Zum einen wurde in keiner Studie das Auslaufen der Kernenergienutzung so abgebildet, wie es sich aus heutiger Sicht in der Zukunft darstellen wird, weil alle Studien vor der Einigung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen im Juni 2000 entstanden sind. Da die in den Szenarien angesetzten Stromerzeugungsmengen aus Kernenergie aber erheblichen Einfluss auf die gesamten Emissionen der Stromerzeugung und damit auf das Erreichen von Klimaschutzziele haben, wurden alle Szenarien in dieser Hinsicht vereinheitlicht.⁵²

Das zweite methodische Problem für den angestrebten Szenarienvergleich besteht darin, dass alle untersuchten Szenarien einen sehr unterschiedlichen Verlauf der Stromnachfrage aufweisen. Die Stromnachfrage bestimmt die Nettostromerzeugung der Szenarien, die in das EMS-Modell übertragen wird. Ein Vergleich von zwei Produktionsalternativen in Bezug auf die Summe der Gesamtkosten ist aber nur dann sinnvoll, wenn die Produktionsmenge gleich ist. Deshalb wurde der in der Studie von Prognos vorgegebene Verlauf der Nettostromproduktion, der im Vergleich zu den anderen Szenarien am höchsten ausfällt, als Mindesterzeugung für alle Szenarien vorgegeben. Die Differenz zwischen der ursprünglichen Stromproduktion der Szenarien und dieser Untergrenze füllt das Modell mit der in Kapitel 5.4.2 beschriebenen Einspartechnologie aus. Damit wird einerseits die Emissionsbilanz der zu vergleichenden Szenarien nicht verändert, andererseits erhält die Parametrisierung dieser Einspartechnologie einen nicht unerheblichen Einfluss auf das Ergebnis der Gesamtkosten. Dieser Gesichtspunkt wird in der Ergebnisdiskussion wieder aufgegriffen.

⁵¹ Somit wird im Folgenden unter dem Begriff Szenario jeweils eine Teilmenge der in den vier Studien untersuchten umfassenderen Szenarien verstanden. Diese Teilmenge bezieht sich ausschließlich auf die Ergebnisse der Studien in Hinsicht auf den Stromsektor.

⁵² Zur genauen Vorgehensweise vgl. jeweils die Kapitel 7.1 bis 7.4.

Nachdem die genannten Modifikationen vorgenommen wurden, werden die Szenarien in dem einheitlichen Datenrahmen des EMS-Modells gerechnet. Somit werden alle technischen und ökonomischen Kraftwerkparameter sowie die sonstigen Parameter wie beispielsweise Brennstoffkosten für jedes Szenario in gleicher Weise angesetzt und stellen somit einen einheitlichen Untersuchungsrahmen für den Szenarienvergleich dar.⁵³ Das EMS-Modell optimiert den notwendigen Einsatz von vorhandenen und neu zu bauenden Kraftwerken zur Erzeugung der für den jeweiligen Kraftwerkstyp vorgegebenen Strommenge und berechnet die resultierenden Gesamtkosten und die CO₂-Emissionen.

Durch die Übernahme der nach den Erzeugungstechnologien differenzierten Nettostromproduktion werden allerdings alle Freiheitsgrade für eine Optimierungsrechnung in Bezug auf die Substitution von Kraftwerkstypen untereinander beseitigt. In dieser Hinsicht simuliert das Modell die in den Szenarien vorgegebenen Entwicklungspfade des Stromsektors. Optimiert wird wiederum der Einsatz der Einsparttechnologien ESP-1 bis ESP-5 zum Ausfüllen der Erzeugungsdifferenz zwischen der übernommenen Stromproduktion des jeweiligen Szenarios und der Mindeststromproduktion aus der Prognos-Studie.

6.4. Die Grenzen des Szenarienvergleiches

Wie in Kapitel 4.4 dargelegt, handelt es sich bei dem EMS-Modell um ein Modell des Stromsektors, das das Energiesegment Verkehr gar nicht und das Segment Wärme nur teilweise abdeckt. Diese Beschränkung hat zur Folge, dass bei einer Optimierungsrechnung⁵⁴ mit Emissionsobergrenzen vom Modell Investitionen in Techniken zur Emissionsminderung durchgeführt werden, die bei einer Modellierung des gesamten Energiesystems nicht unbedingt einer optimalen Allokation von Mitteln entsprechen würden. Denn es besteht die Möglichkeit, dass die entsprechende Emissionsreduktion in einem anderen Bereich außerhalb der Systemgrenzen des Modells, beispielsweise bei der Wärmedämmung von Gebäuden, kostengünstiger erreicht werden kann.

Wegen der Einschränkung des EMS-Modells auf den Stromsektor beschränkt sich auch der in dieser Untersuchung angestellte Vergleich der Szenarien auf dieses Teilsegment des Energiesystems. Wie bereits erwähnt wird nur die Stromproduktion nach Kraftwerkstypen aus den vier Studien entnommen. Da sich die Studien ursprünglich aber auf den gesamten Energiesektor bezogen haben, orientieren

⁵³ Allerdings ergibt sich durch die Verwendung einer anderen Parametrisierung im EMS-Modell das methodische Problem, dass die untersuchten Szenarien ggf. anders ausgefallen wären, wenn schon bei deren Erarbeitung die hier angesetzten Parameter verwendet worden wären. Angesichts des Vergleichs der den Studien zugrundeliegenden und veröffentlichten Parametern mit den im EMS-Modell angesetzten Parametern kann davon ausgegangen werden, dass dies nicht zu grundsätzlich anderen Ergebnissen geführt hätte.

⁵⁴ Gemeint ist hier eine Optimierungsrechnung ohne die Vorgabe einer nach Kraftwerkstypen differenzierten Mindeststromproduktion wie sie im Rahmen des Szenarienvergleichs gemacht wird.

sich die dort für den Stromsektor ausgewiesenen CO₂-Emissionen nicht an Emissionsminderungszielen. Die in den drei Studien Energiewende 2020, Politiksznarien und solares Langfristszenario definierten Minderungsziele werden dort vom gesamten Energiesektor erreicht. Die Entwicklung im Stromsektor leistet in diesen drei Studien dabei einen deutlich höheren Beitrag zur gesamten Emissionsreduktion als andere Segmente des Energiesystems, was in der Ergebnisdiskussion aufgegriffen wird. Die in Kapitel 2.5 zusammengestellten Minderungsziele für CO₂-Emissionen für den Stromsektor werden allerdings im EMS-Modell auch nicht als Restriktion vorgegeben, sondern in der Ergebnisdiskussion ausschließlich als Vergleichsmaßstab zur Beurteilung der in den Szenarien erreichten Emissionsminderung angeführt.

Als Ergebnis des Nachrechnens der Szenarien mit dem EMS-Modell kann zunächst quantitativ verglichen werden, welche Entwicklungspfade für die Erzeugungsstruktur vorgeschlagen werden, welche Gesamtkosten zur Deckung der Stromnachfrage entstehen und wie viel CO₂-Emissionen bzw. welche spezifischen CO₂-Vermeidungskosten mit der Stromproduktion verbunden sind.

Darüber hinaus soll der Frage nachgegangen werden, welche Annahmen über die gesellschaftliche Akzeptanz von höheren Kosten der Stromerzeugung und von notwendigen Verhaltensänderungen beim Stromverbraucher in den vorgeschlagenen Entwicklungspfaden enthalten sind.

7. Darstellung der untersuchten Szenarien

7.1. Die Prognose von Prognos

In der Folge zweier vorhergehender gleichartiger Studien legte die Prognos AG gemeinsam mit dem Energiewirtschaftlichem Institut (EWI) im Februar 2000 das Gutachten „Prognos III – Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Umwelt und Wettbewerb“ vor [vgl. Prognos (2000)]. Diese Studie stellt eine Prognose der Entwicklung der Energiemärkte bis 2020 dar. In Bezug auf die wirtschaftliche und demographische Entwicklung wird dort von einem stabilen quantitativen Rahmen ausgegangen, wobei allerdings massive strukturelle Veränderungen sowohl in der Alterstruktur der Bevölkerung als auch in der sektoralen Wirtschaftsstruktur gesehen werden [ebd., S. 23 ff.].

Die energiepolitische Rahmensetzung umfasst im Wesentlichen die Reform des Energiewirtschaftsrechts mit der Liberalisierung des Strom- und Gassektors sowie die Besteuerung der nicht erneuerbaren Energieträger. Weitere wichtige Annahmen beziehen sich auf das Vorhandensein einer Förderung von erneuerbaren Energien, auf die Umsetzung der Energieeinsparverordnung, auf eine schrittweise Erhöhung der Ökosteuer, auf den Ausstieg aus der Kernenergie nach 35 Kalenderjahren sowie auf den Aufschluss von Garzweiler II [ebd., S. 57 ff.].

Für den Haushaltssektor wird ein sinkender Endenergieverbrauch erwartet, allerdings mit einem Stromverbrauch auf hohem Niveau. Für den Endenergieverbrauch der Industrie wird nach einem Anstieg bis 2010 eine Stagnation gesehen, während der Verbrauch von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen als leicht rückläufig prognostiziert wird. Ein solcher Rückgang des Energieverbrauches wird ebenso für den Verkehrssektor trotz Ausweitung der Verkehrsleistung ab 2010 gesehen [ebd., S. 213 ff.].

Für den Stromsektor wird von einer Steigerung des Stromverbrauches von 1997 bis 2020 um 15,5% (im Durchschnitt ca. 0,6% p.a.) ausgegangen, wobei der größte Teil des Zuwachses bis 2010 erfolgen wird [ebd., S. 370.]. Für die angegebene Bruttostromerzeugung ergibt sich eine Steigerung in diesem Zeitraum von 8,6% [ebd., Tab. 8.1-3].⁵⁵

Für die Entwicklung der Energiepreise wird bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes (2020) von einer moderaten Steigerung für Erdöl und Erdgas ausgegangen [ebd., S. 183 ff.]. Der Weltmarktpreis für Steinkohle wird dagegen als nahezu konstant angesehen. Für den internationalen Rohölpreis, der zum Zeitpunkt der

⁵⁵ Die Differenz zwischen dem Wachstum der Bruttostromerzeugung und dem Stromverbrauch ergibt sich i.W. dadurch, dass eine Veränderung des Importsaldos in dem betreffenden Zeitraum unterstellt wird.

Abfassung der Prognos-Studie im mehrjährigen Durchschnitt bei 16 bis 17 US\$/Barrel liegt, wird zunächst ein konstanter Preis bis 2010 und ein Ansteigen von 2010 bis 2020 um 25% auf 21,5 US\$/Barrel erwartet [ebd., S. 184].⁵⁶ Dennoch steigt der Heizölpreis in der Einheit DM/t wegen des unterstellten sinkenden Wechselkurses (DEM/USD) auch bis 2010. In der folgenden Tabelle 7.23 ist die Entwicklung der Energiepreise dargestellt.

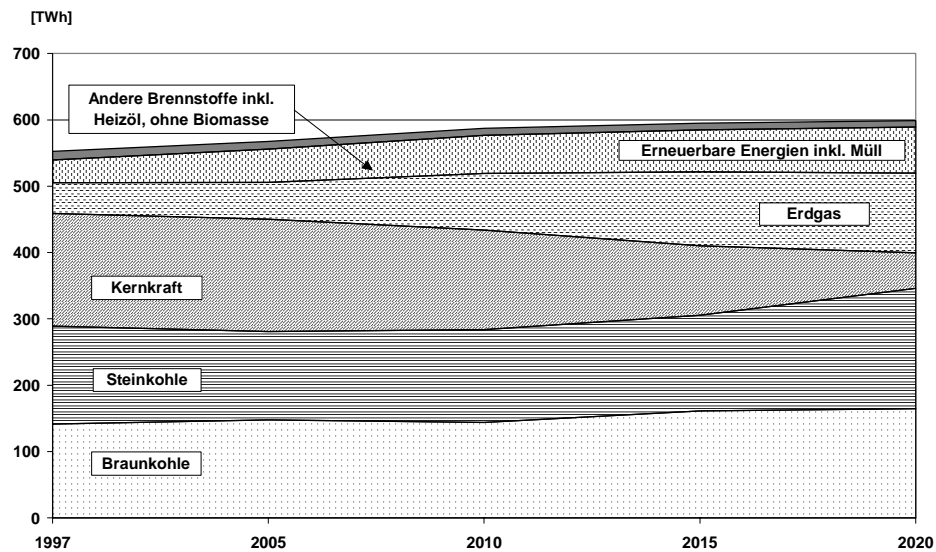
Tabelle 7.23 Energiepreisentwicklung der Prognos-Studie

	Einheit	1995	1998	2010	2020	Veränderung			
						1998/ 2010	2010/ 2020	1998 / 2020	
						%/a	%/a	%/a	%
Heizöl leicht	DM/t	356	339	416	468	1,7	1,2	1,5	38
Heizöl schwer	DM/t	190	167	189	215	1	1,3	1,2	29
Erdgas (Kraftwerke)	Pf/kWh	2,19	2,09	2,03	2,51	-0,2	2,1	0,8	20
Steinkohle (Kraftwerke)	DM/t SKE	93	85	90	89	0,5	-0,1	0,2	5

Reale Entwicklung der Großhandelspreise ohne MwSt. und ohne Energiesteuern nach 1999.
Preisbasis 1997.
Quelle: [Prognos (2000), S. 204], eigene Berechnungen.

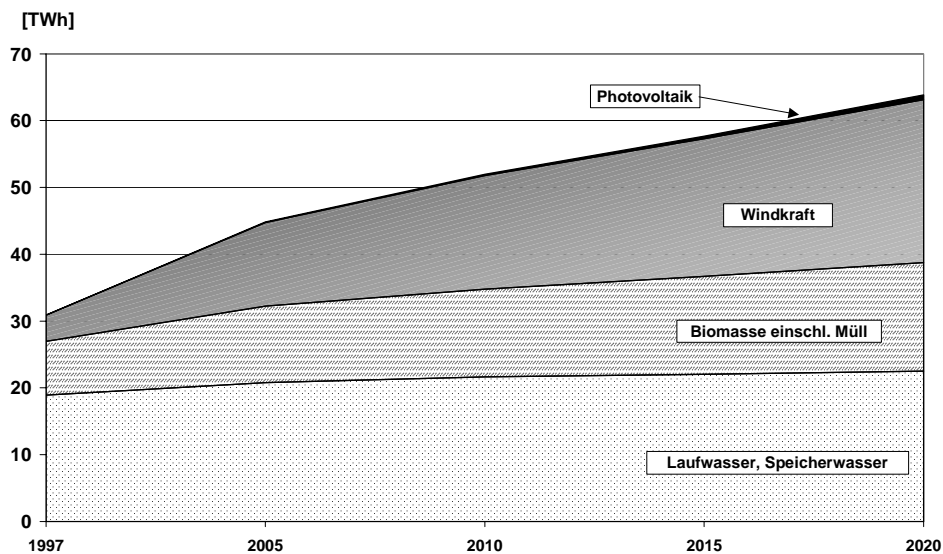
Die unterstellte Eskalation des Erdgaspreises um 2,1% pro Jahr zwischen 2010 und 2020 ist wegen dem Anlegbarkeitsprinzip zum Ölpreis stringent. Es überrascht angesichts dieser Energiepreisentwicklung nicht, dass in der Prognos-Studie die Stromerzeugung aus Kernenergie bis 2010 zunächst durch eine Ausdehnung der Verstromung von Erdgas (+84%) ersetzt wird. Der günstige Erdgaspreis gibt Erdgaskraftwerken einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Kohlekraftwerken. Die Kohleverstromung wird bis 2010 sogar leicht zurückgenommen (Steinkohle) bzw. stagniert nahezu (Braunkohle). Im Zeitraum zwischen 2010 und 2020 verschlechtert sich die Wettbewerbsposition des Erdgases. Die Verstromung von Kohle nimmt deutlich zu (Steinkohle +30%, Braunkohle +14%), aber auch die Erdgasverstromung (+41) weitet sich noch aus. Die folgende Abbildung 7.11 zeigt diese Entwicklung.

⁵⁶ In diesem Zusammenhang wird in der Studie ausdrücklich darauf hingewiesen, wie unsicher derartige Schätzungen sind und wie oft sich zahlreiche Studien in der Vergangenheit an der Prognose von Energiepreisentwicklungen vergeblich versucht haben. Die tatsächliche Ölpreisentwicklung seit 1999 bestätigt dies und verdeutlicht, dass viele Einflussgrößen ökonomischer und politischer Art die Weltmarktpreise für Energie unvorhersehbar bestimmen.

Abbildung 7.11 Prognos-Studie: Bruttostromerzeugung


Quelle: [Prognos (2000)], eigene Darstellung.

Somit wird über den gesamten Zeitraum betrachtet der Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie sowie der Anstieg des Stromverbrauches zu 37% durch den Anstieg der Kohleverstromung und zu 44% durch den Anstieg der Gasverstromung kompensiert. Die verbleibenden 19% werden durch den Anstieg der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien gedeckt. Die Abbildung 7.12 zeigt die erwartete Entwicklung der Bruttostromproduktion aus erneuerbaren Energien im Detail.

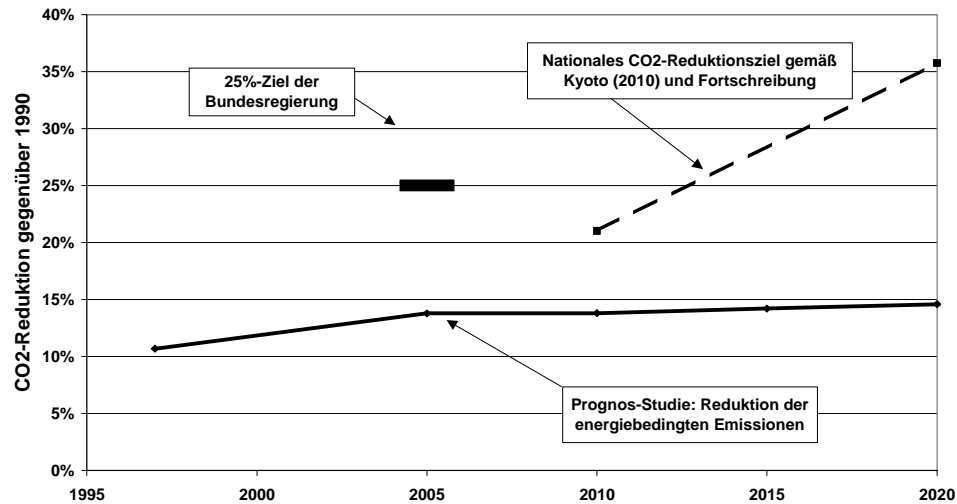
Abbildung 7.12 Prognos-Studie: Erneuerbare Energien

Quelle: [Prognos (2000)] , eigene Darstellung.

Der Zuwachs der erneuerbaren Energien wird bei annähernd konstanter Erzeugung aus Wasserkraft im Wesentlichen durch die Zunahme der Windenergie und in geringerem Maße durch die Zunahmen der Verstromung von Biomasse getragen. Die Photovoltaik spielt über den Betrachtungszeitraum eine vernachlässigbare Rolle.

Für den gesamten Primärenergieverbrauch als Summe des Endenergieverbrauchs in den Nachfragebereichen zuzüglich des Energieeinsatzes für den Umwandlungssektor wird zunächst bis 2005 ein leichtes Ansteigen erwartet. Bis 2020 schließt sich dann ein kontinuierlicher Rückgang an, was bei wachsender Wirtschaftsleistung einen deutlichen Anstieg der Energieproduktivität erfordert.

Trotz dieses Rückgangs des Primärenergieverbrauches wird von Prognos in Bezug auf die Reduktion der CO₂-Emissionen nur ein Rückgang von rund 14% bis 2005 im Vergleich zu 1990 erwartet [ebd., S. 451]. Die von Prognos ausgewiesenen und in der folgenden Abbildung 7.13 wiedergegebenen CO₂-Emissionsmengen beziehen sich dabei auf den gesamten Primärenergieeinsatz des Energiesystems. Es werden keine CO₂-Emissionen differenziert für die Nachfragesektoren bzw. den Umwandlungssektor ausgewiesen. Inwieweit zumindest das Kyotoziel bis 2008/2012 erreicht werden kann, wird in der Studie offen gelassen. Denn einerseits bezieht sich das Klimaziel nicht nur auf die CO₂-Emissionen und andererseits sind die Möglichkeiten zur Senkung der CO₂-Emissionen, die sich aus der Anrechnung von CO₂-Reduktionen im Ausland im Rahmen der flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls ergeben, nicht absehbar.

Abbildung 7.13 Prognos-Studie: CO₂-Emissionsziele und CO₂-Emissionen

Quelle: [Prognos (2000)], eigene Darstellung.

Für die Übernahme der nach Kraftwerkstypen differenzierten Stromproduktion aus der Prognos-Studie in das EMS-Modell wurde zunächst aus der in der Prognos-Studie ausgewiesenen Bruttostromerzeugung die Nettostromerzeugung berechnet. Die Werte der nicht ausgewiesenen Zwischenjahre wurden durch lineare Interpolation bestimmt. Anschließend wurde der in der Prognos-Studie angesetzte Verlauf des Kernenergieausstiegs an den hier verwendeten einheitlichen Modellrahmen angepasst. Dazu wurde die in der Prognos-Studie angesetzte Stromproduktion aus Kernenergie zwischen 2000 und 2020 in der zeitlichen Verteilung korrigiert und in der Summe um 3% reduziert. Diese Produktionsmenge wurde zum Angleich an die gegebene Nachfrage je zur Hälfte auf die Stromproduktion aus Gas und Steinkohle aufgeschlagen.

Ein Problem ergab sich dadurch, dass in der Prognos-Studie die angesetzte Entwicklung der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme nur grob beschrieben wird. Deshalb wurde auf die genauere Beschreibung der KWK auf die Daten in den Szenarien der Studie Energiewende 2020 zurückgegriffen (vgl. Kapitel 7.2). Deren Autoren verwenden die Daten zum Stromsektor in der Prognos-Studie nahezu unverändert als eigenes Business-As-Usual-Szenario. Dort wird allerdings zusätzlich eine nach Brennstoffen differenzierte Entwicklung der KWK-Kapazität und der KWK-Stromerzeugung ausgewiesen. Auch wenn vermutet werden darf, dass sich diese Werte zu einem gewissen Teil aus Schätzungen ergeben haben, finden sie mangels Alternative als Zusatzdaten zur Beschreibung der Prognos-Studie im EMS-Modell Verwendung.

Im EMS-Modell wurde zwar die tendenzielle Energiepreisentwicklung aus der Prognos-Studie übernommen, die Eingangswerte unterscheiden sich allerdings in

ihrer absoluten Höhe, da im EMS-Modell die in 1999 und 2000 erfolgten Preissteigerungen auf dem Öl- und Gasmarkt berücksichtigt wurden (vgl. Kapitel 5.4.3). Dadurch besteht wie bereits erwähnt die Möglichkeit, dass die Berechnung bzw. Erarbeitung der strukturellen Entwicklung der Stromerzeugung in der Prognos-Studie anders ausgefallen wäre, wenn diese hier verwendeten höheren Energiepreise auch dort verwendet worden wären. Tendenziell würde bei höherem Gaspreis der Anstieg der Erdgasverstromung in der Prognos-Studie weniger stark ausfallen und dafür die Steinkohle schon früher eine stärkere Rolle beim Ersatz der Kernenergie spielen. Die Entwicklung bei den erneuerbaren Energien und der Braunkohleverstromung dürfte davon weitgehend unverändert bleiben. Im Ergebnis würden sich demnach etwas höhere CO₂-Emissionen ergeben, als dies im Kapitel 8.2 aus den Daten der Prognos-Studie mit dem EMS-Modell errechnet wird.

7.2. Die Szenarien der Studie ‚Energiewende 2020‘

Die im Juli 2000 vom Öko-Institut veröffentlichte Studie „Energiewende 2020 - Der Weg in eine zukunftsfähige Energiewirtschaft“ stellt sich das Ziel, keine Zielvision erarbeiten zu wollen, sondern nach „Handlungskorridoren, die den Weg vom heute existierenden Energiesystem zu einer zukünftig nachhaltigen Energiewirtschaft markieren“ zu suchen. [Öko-Institut (2000), S. 10]. Dazu werden neben einem Business-As-Usual-Szenario, das sich stark an die im vorigen Kapitel dargestellte Prognos-Studie anlehnt, zwei weitere Szenarien „Politik“ und „Potenzial“ definiert. Diese beiden Szenarien sollen eine Bandbreite für die Entwicklung des zukünftigen Energiesystems zwischen technischer Optimierung ohne Blick auf die instrumentelle Umsetzbarkeit (Szenario „Öko-Potenzial“) und der Umsetzung heute geplanter und diskutierter politischer Strategien und Instrumente (Szenario „Öko-Politik“) aufzeigen [ebd., S. 52].

Beide Szenarien werden in methodischer Hinsicht als „Syntheszenarien“ bezeichnet, mit denen auf der Basis einer Auswertung vorhandener Arbeiten „wesentliche Gemeinsamkeiten und Bandbreiten identifiziert und systematisiert“ werden sollen [ebd.]. Zu der Vorgehensweise werden außer der Nennung der berücksichtigten Untersuchungen leider keine weiteren Angaben gemacht. Ebenso bleibt die verwendete Methodik zur Berechnung der Ergebnisse unklar.

Die verwendeten ökonomischen und demographischen Rahmendaten sowie die Energiepreisentwicklung stimmen mit denen in der Prognos-Studie überein. Die modellierten Zusammenhänge zwischen Bevölkerungsentwicklung, Bruttoinlandsprodukt, Wohnflächen sowie Energiepreisen und dem korrespondierenden Endenergieverbrauch werden ebenso wie in der Prognos-Studie nicht näher erläutert.

Der Untersuchungshorizont der Szenarien erstreckt sich auf den gesamten Energiesektor, der definiert wird als Gesamtheit von Energieanwendungen bei den Endverbrauchern und Energiebereitstellung durch die Versorgungsunternehmen.

Differenziert wird der Energiesektor nach den vier Segmenten Haushalte, Industrie, Verkehr und GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) [ebd., S. 53].

In Bezug auf die gesamte Endenergienachfrage wird für den Zeitraum 1999 bis 2020 ein Rückgang um 16% (28%)⁵⁷ erwartet, wobei sich die Energieträgerstruktur im Szenario Öko-Politik im Wesentlichen dadurch verändert, dass der Verbrauch von Kohle und Mineralöl abnimmt, während der Verbrauch von Erdgas und Strom relativ konstant bleibt und nur die erneuerbaren Energien und der Fernwärmeverbrauch zunehmen [ebd., S. 67 ff.]. Das Szenario Öko-Potenzial unterscheidet sich davon insofern, als dass der Verbrauch von Gas und Strom zwischen 1999 und 2020 sinkt und sich die Nutzung der erneuerbaren Energien durch eine Steigerung um den Faktor 5,3 erhöht, im Szenario Öko-Politik dagegen nur verdreifacht [ebd., S. 68].

Die Unterschiede zwischen den Szenarien im Stromverbrauch sind von besonderer Bedeutung. Im Szenario Öko-Politik bleibt der Stromverbrauch bis 2020 in etwa auf dem Niveau des Jahres 1999, während er sich im Szenario Öko-Potenzial um ein Viertel verringert [ebd., Tab. A-3 und A-4]. Der sektorale Beitrag zu dieser Entwicklung fällt unterschiedlich aus. Bei den privaten Haushalten beträgt die prozentuale Verringerung des Stromverbrauches zwischen 1999 und 2020 -7%, im Szenario Öko-Potenzial sogar -61%. Im Sektor GHD beträgt sie -10% (-32%), im Sektor Industrie +9% (-5%) [ebd.]. Besonders der Stromverbrauch im Verkehr nimmt bis 2020 durch die Ausweitung des Schienenverkehrs um 68% (110%) zu [ebd.].

Der Rückgang des Stromverbrauches im Szenario Öko-Potenzial bei den privaten Haushalten und im Sektor GHD setzt entsprechende Maßnahmen zur Umsetzung voraus. In der Studie werden ausführlich Strategien und Instrumente gelistet, die geeignet sind, den Verbrauchsrückgang und auch den verstärkten Einsatz von CO₂-ärmeren oder CO₂-freien Energieträgern umzusetzen [ebd., S.24 ff.]. Bei der Darstellung wird allerdings darauf verzichtet, deren Beitrag zur Energieeinsparung bzw. Strukturveränderung zu quantifizieren oder diese zumindest in eine entsprechende Reihenfolge zu stellen.

Neben den eher grundsätzlichen Strategien der Innovationsförderung und der Nutzung der Chancen durch Internationalisierung werden für den Stromsektor drei Strategien einer umweltorientierten Energiepolitik genannt [ebd.]. Diese werden hier referiert, da sie drei grundsätzliche Optionen zur Erreichung von Klimazielen darstellen, worauf in Kapitel 8 zurückzukommen sein wird.

⁵⁷ Die Zahl vor der Klammer gibt den jeweiligen Wert des Szenarios „Öko-Politik“ an, die Zahl in den Klammern den jeweiligen Wert des Szenarios „Öko-Potenzial“.

Strategie 1 Erhöhung der Anwendungseffizienz im Stromsektor

- Die Einsparung bei Großgeräten war bisher schon erfolgreich. Bei der Vielzahl neuer Kleingeräte (Büro/Kommunikation) bestehen weitere große Einsparpotenziale (Standbyschaltungen, etc.).
- Substitution von Stromanwendungen, vor allem im Bereich der Wärmeerzeugung.
- Die Verbrauchskennzeichnung von Geräten für verbesserte Transparenz in Verbindung mit Anreizen (Prämien) zur Anschaffung von stromsparenden Geräten.

Strategie 2 Effizientere Stromerzeugung

- Erhöhung der Umwandlungseffizienz in der Strom- und Fernwärmeerzeugung.
- Übergang zu weniger CO₂-intensiven Brennstoffen, vor allem zu Erdgas.
- Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung.

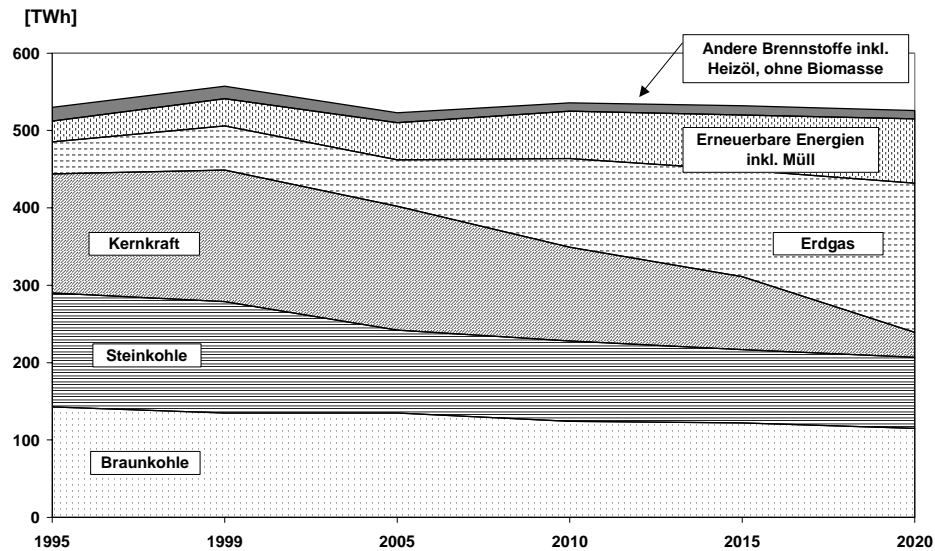
Strategie 3 Förderung der erneuerbaren Energien

- Wasserkraft: Angesichts der Probleme zur Erschließung neuer Standorte steht hier der Kapazitätsausbau in vorhandenen Anlagen und der Zubau von Kleinwasserkraftwerken im Vordergrund
- Windenergie: Erhebliche Ausweitung durch Offshore-Windparks und durch den Ersatz von Altanlagen an günstigen Standorten durch Neuanlagen mit deutlich höherer Kapazität.
- Biomasse: Entwicklung von Technologien zur Vergasung von Biomasse, damit Biogase mit den Technologien der Erdgasverstromung nutzbar gemacht werden können.
- Photovoltaik: kann angesichts der heutigen technologischen Erfahrungen keinen ökonomisch sinnvollen Beitrag bis 2020 leisten.

Als Ergebnis wird in der Studie für jedes Szenario der Primärenergieverbrauch differenziert nach Energieträgern sowie der Endenergieverbrauch und die CO₂-Emission getrennt nach Sektoren ausgewiesen. Zusätzlich wird der Kraftwerkssektor nach Leistung, Brennstoffeinsatz und Stromerzeugung aufgeschlüsselt. Eine Kostenbewertung der Szenarien erfolgt nicht. Anders als in der Prognos-Studie werden auch die CO₂-Emissionen für die Strom- und Fernwärmeerzeugung ausgewiesen. In diesem Sektor fallen die CO₂-Emissionen bis 2005 um 29% (37%) und bis 2020 um 29% (54%) [ebd., Tab. A-9 und A-10]. Diese hohe Emissionsminderung führt in Verbindung mit der geringeren Minderung in den anderen Sektoren zu der in der Abbildung 7.18 wiedergegebenen Gesamtreduktion über alle Sektoren von 19% (25%) in 2005 sowie 29% (45%) in 2020 [ebd.].

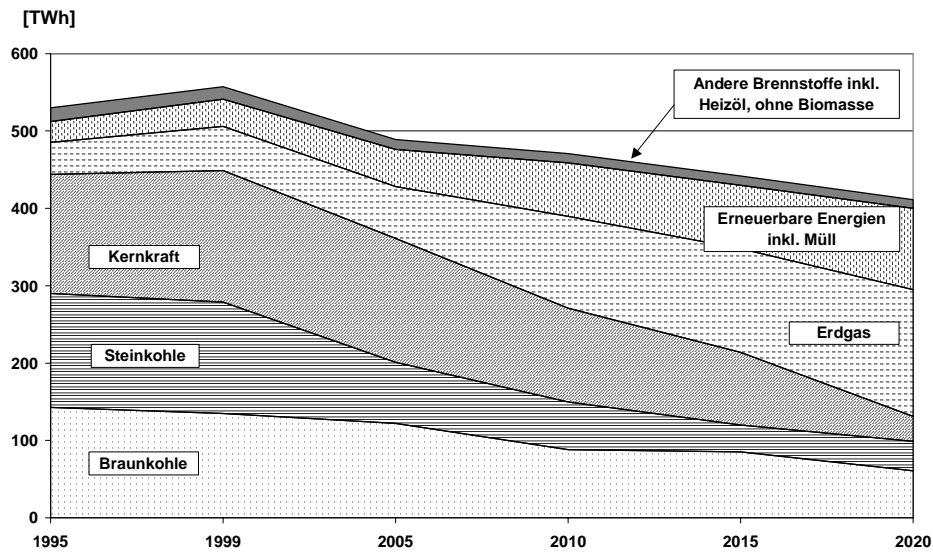
Die folgenden vier Abbildungen zeigen die Daten zur Bruttostromerzeugung und zur Entwicklung der erneuerbaren Energien, wie sie in der Studie Energiewende 2020 ausgewiesen wurden.

Abbildung 7.14 Szenario Öko-Politik: Bruttostromerzeugung



Quelle: [Öko-Institut (2000)], eigene Darstellung.

Die Abbildung 7.14 zeigt, dass die Bruttostromerzeugung im Szenario Öko-Politik zwischen 1999 und 2020 um rund 7% (37 TWh) abnimmt. Somit muss das Auslaufen der Kernenergienutzung (-140 TWh) und der Rückgang der Kohleverstromung um insgesamt rund ein Drittel (-72 TWh) durch die verstärkte Nutzung anderer Energieträger, in diesem Falle im Wesentlichen Erdgas (+136 TWh) und in geringeren Mengen die erneuerbaren Energien (+48 TWh) ausgeglichen werden [ebd., Tab. A-6].

Abbildung 7.15 Szenario Öko-Potenzial: Bruttostromerzeugung

Quelle: [Öko-Institut (2000)], eigene Darstellung.

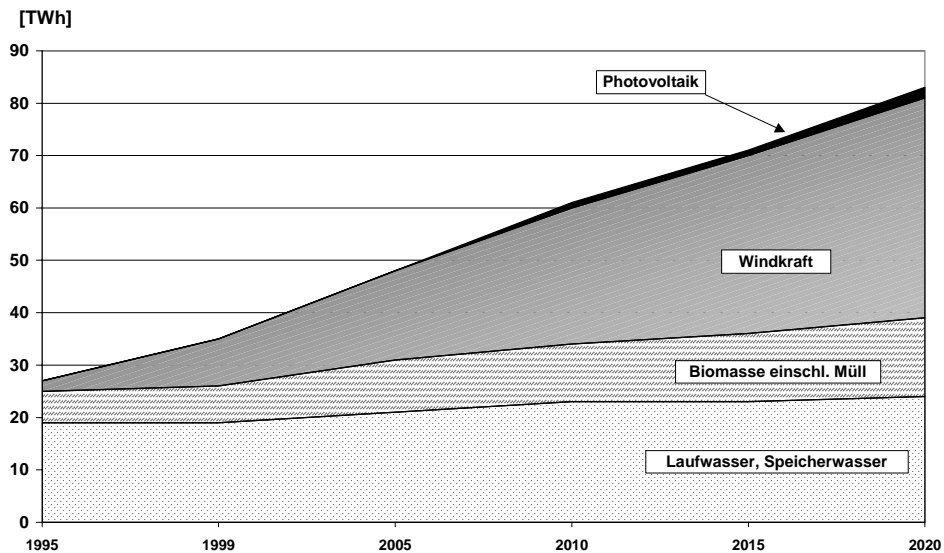
Im Szenario Öko-Potenzial weist der in der Abbildung 7.15 gezeigte Verlauf der Bruttostromerzeugung einen viel stärkeren Rückgang auf 411 TWh in 2020 (-146 TWh bzw. -1,4%/a) auf [ebd., Tab. A-7]. Das Auslaufen der Kernenergienutzung (-140 TWh) wird begleitet durch einen deutlichen Rückgang der Erzeugung aus Stein- und Braunkohle auf fast ein Drittel (-180 TWh) sowie eine Zunahme der Erdgasverstromung (+107 TWh) und Nutzung der erneuerbaren Energien (+70 TWh) [ebd.].

Somit lassen sich zwei strukturelle Veränderungen separieren. Zum einen wird der Rückgang der Kernenergienutzung vollständig durch Einsparung kompensiert. Diese Stromeinsparungen werden bei den anstehenden Rechnungen mit dem EMS-Modell durch Einspartechnologien ausgefüllt und damit kostenwirksam. Zum anderen werden zwei Drittel der Kohleverstromung durch die Erdgasverstromung und eine erhöhte Nutzung erneuerbarer Energien ersetzt. Beide Strukturveränderungen führen zu einem starken Rückgang der CO₂-Emissionen, sind aber auch entsprechend kostenintensiv. Dieser Zusammenhang wird in der Ergebnisdiskussion wieder aufgegriffen.

Die folgende Abbildung 7.16 zeigt die Entwicklung Bruttostromerzeugung der erneuerbaren Energien im Szenario Öko-Politik, die von der Struktur her der Entwicklung in der Prognos-Studie ähnelt. Allerdings ist die Stromproduktion in 2020 mit 83 TWh im Vergleich zum Wert in der Prognos-Studie um rund 20 TWh höher [ebd., Tab. A-6]. Der größte Teil des Zuwachses wird von der Windenergie (+33 TWh) gestellt. Wasserkraft nimmt um rund ein Viertel zu, die Verstromung von Biomasse erhöht sich bis 2020 um 8 TWh auf 15 TWh. Einen enormen Zuwachs auf niedrigem Niveau verzeichnet die Photovoltaik, die aber auch in 2020 mit

knapp 0,4% der Bruttostromerzeugung keinen nennenswerten Anteil an der Erzeugung hat [ebd.].

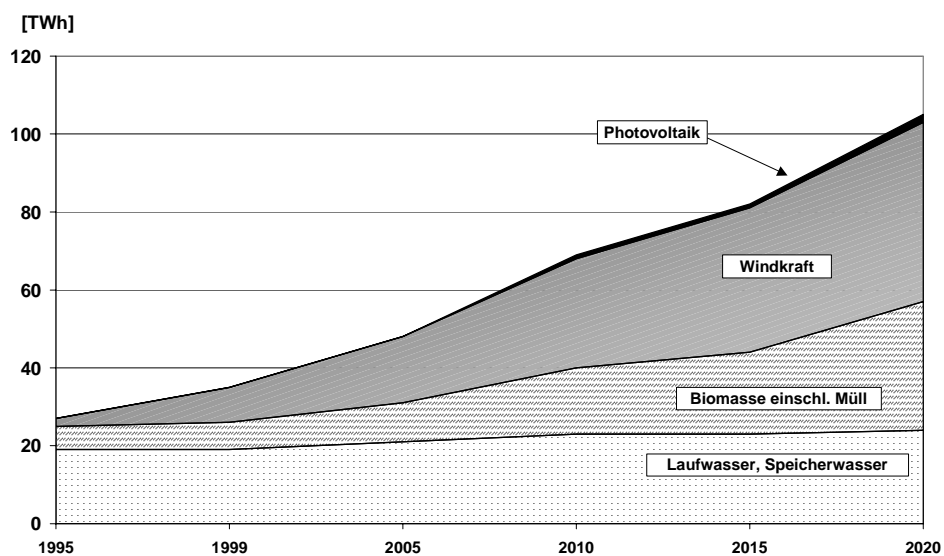
Abbildung 7.16 Szenario Öko-Politik: Erneuerbare Energien



Quelle: [Öko-Institut (2000)], eigene Darstellung.

Die Entwicklung der erneuerbaren Energien im Szenario Öko-Potenzial führt zu einer Stromproduktion von 105 TWh in 2020 und damit ca. 22 TWh mehr als im Szenario Öko-Politik, wie in der folgenden Abbildung 7.17 zu sehen ist [ebd., Tab. A-7].

Abbildung 7.17 Szenario Öko-Potenzial: Erneuerbare Energien

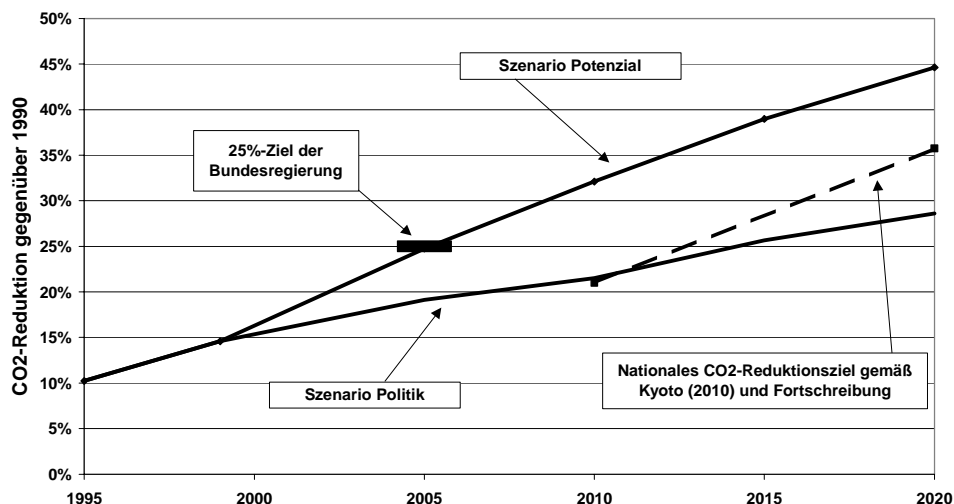


Quelle: [Öko-Institut (2000)], eigene Darstellung.

Die Stromproduktion aus Wasserkraft und Photovoltaik entspricht der im Szenario Öko-Politik. Etwas höher fällt in diesem Szenario die Nutzung der Windenergie aus, die bis 2020 um 37 TWh zunimmt, also um 4 TWh höher liegt als im Szenario Öko-Politik [ebd.]. Der wesentliche Unterschied bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien liegt zwischen den beiden Szenarien in der Verstromung der Biomasse, die im Szenario Öko-Potenzial um 26 TWh zunimmt und damit im Vergleich zum Szenario Öko-Politik im Endjahr um 18 TWh höher liegt [ebd.].

In der Abbildung 7.18 ist auf der Basis der in der Studie angegebenen CO₂-Emissionsmengen die Reduktion der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen beider Szenarien abgetragen [ebd., Tab. A-9 und A-10]. Das Szenario Öko-Politik erreicht demnach nicht das 25%-Ziel der Bundesregierung, das Ziel einer 36%igen CO₂-Reduktion bis 2020 wird ebenfalls verfehlt. Im Szenario Öko-Potenzial wird das 25%-Ziel in 2005 genau erreicht, der Reduktionspfad gemäß Kyoto wird bis 2020 sogar weit übertroffen. Es werden für 2010 673 Mio. t CO₂ und für 2020 549 Mio. t CO₂ ausgewiesen, was einer Reduktion gegenüber 1990 von 32% in 2010 bzw. knapp 45% in 2020 entspricht [ebd.].

Abbildung 7.18 Energiewende 2020: CO₂-Emissionen und Reduktionsziele



Quelle: [Öko-Institut (2000), Tab. A-9 und A-10], eigene Darstellung.

Die Reduktion wird in der Studie Energiewende 2020 dabei nicht von allen betrachteten Nachfragesektoren gleichermaßen geleistet. Allein der Umwandlungssektor verringert seine Emissionen in diesem Szenario zwischen 1995 und 2020 um 171 Mio. t, was 50% der Gesamtreduktion entspricht [ebd., Tab A-10]. Im Szenario Öko-Politik ist es überhaupt nur der Stromsektor, der bis 2005 seine CO₂-Emissionen nennenswert verringert. Bis 2020 tragen dann auch alle anderen Sek-

toren einschließlich Verkehr zur CO₂-Reduktion bei, wenn auch in geringerem Umfang als der Stromsektor.

Für die Übernahme der Daten zum Stromsektor aus den beiden Szenarien der Studie Energiewende 2020 in das EMS-Modell mussten neben der Umrechnung auf die Nettostromproduktion zwei Modifikationen vorgenommen werden. Zum einen fällt die Stromproduktion im Vergleich zu der Prognos-Studie niedriger aus, da in den Szenarien ausdrücklich Maßnahmen zur Verbrauchseinsparung modelliert wurden. Hier wurde nun der in der Prognos-Studie vorgegebene Verlauf der Nettostromproduktion als Referenzfall übernommen, so dass bei den Modellrechnungen in den Szenarien Öko-Politik und Öko-Potenzial die Differenz zwischen der Stromproduktion der Szenarien und dieser Mindesterzeugung durch die Einspar-technologien ESP-1 bis ESP-5 aufgefüllt wird.⁵⁸

Die zweite Modifikation betrifft die Stromerzeugung aus Kernenergie, die im Vergleich zu der im EMS-Modell angesetzten Erzeugung in der Summe über den gesamten Betrachtungszeitraum um ca. 8% niedriger ausfällt. Da im EMS-Modell für alle Szenarien die Entwicklung der Stromnachfrage aus der Prognos-Studie übernommen wird und diese höher ist als diejenige der Szenarien des Öko-Instituts, wurden beide Szenarien an die im EMS-Modell definierte Kernenergienutzung angepasst ohne diese zusätzliche Stromproduktion bei anderen Kraftwerkstypen abzuziehen. Somit wird die gesamte Stromproduktion des Szenarios erhöht und damit lediglich die Einsparung reduziert.

7.3. Die Szenarien der Studie ‚Politiksznarien für den Klimaschutz‘

Das Umweltbundesamt (UBA) hat 1995 das Forschungszentrum Jülich beauftragt, vor dem Hintergrund der im Zusammenhang mit der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen übernommenen Verpflichtungen sowie des Klimaschutzprogramms der BRD ein Referenzszenario für CO₂-Emissionen im Zeitraum 1990 – 2005 zu entwickeln. Darin sollen Maßnahmen vorgeschlagen werden, mit denen das Ziel einer 25%-igen Reduktion der CO₂-Emissionen bis zum Jahre 2005 erreicht werden kann [vgl. Politiksznarien (1997)]. Dieser Auftrag wurde 1998 erweitert mit einer Ausdehnung des Zeithorizontes bis 2020. Die entsprechende Studie, aus der die hier zu untersuchenden Szenarien entnommen wurden, erschien 1999 [vgl. Politiksznarien (1999)]. Beteiligt waren neben dem Forschungszentrum Jülich das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), das Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (FhG-ISI) sowie das Öko-Institut, das im Rahmen der Arbeitsteilung innerhalb der Studie u.a. für die Gesamtbetrachtung der Szenarien zuständig war.

Im Rahmen beider Untersuchungen war es das erklärte Ziel, Erkenntnisse aus dem vom Bundesministerium für Forschung, Technologie, Bildung und Wissen-

⁵⁸ Zur Begründung, warum die Prognos-Studie als Referenzsystem gewählt wurde, vgl. Kapitel 8.1

schaft (BMBF) geförderten IKARUS-Projekt⁵⁹ zu nutzen. Dazu wurde das IKARUS-Optimierungsmodell eingesetzt, das das gesamte Energiesystem Deutschlands abbildet. Mit diesem Modell werden die Energieflüsse aller Energieträger von der Primärenergiebereitstellung bis zur Energiedienstleistung beim Endverbraucher modelliert [ebd., S. 6].

Die demographischen, ökonomischen und technologischen Rahmenbedingungen für die Modellszenarien entsprechen denen, die für die Rechnungen im Rahmen des IKARUS-Projektes verwendet wurden (Festlegung Mitte 1998) und weichen nicht wesentlich von denen ab, die in der Prognos-Studie verwendet wurden, [ebd., S. 12 ff.].

Insgesamt werden in dieser Studie fünf Szenarien untersucht. Die mit dem IKARUS-Modell ermittelte kostenoptimale Entwicklung des Energiesystems ohne Vorgabe eines CO₂-Reduktionszieles wird durch ein sogenanntes Basisszenario beschrieben [ebd., S. 6 ff.]. Dieses dient als Grundlage zur Ableitung eines quasi-prognostischen Referenz-Szenarios, das eine Abschätzung der Entwicklung darstellen soll, wie sie bei Berücksichtigung von gehemmten Potenzialen als realistischer anzusehen ist. Dazu wurden sektorbezogene Einzelanalysen durchgeführt um einzelwirtschaftliche Verhaltensweisen und andere Hemmnisse zu identifizieren, die dazu führen, dass die als optimal ermittelte Entwicklung des Basisszenarios so nicht eintritt. Berücksichtigt werden in dem Referenzszenario auch die bereits beschlossenen klimaschutzpolitischen Maßnahmen. Ein CO₂-Reduktionsziel wird dem Referenzszenario nicht vorgegeben.

Weiterhin werden in der Studie zwei Reduktionsszenarien definiert, die als 30%-Reduktions-Szenario bzw. als 40%-Reduktions-Szenario bezeichnet werden. Bei den Szenarien ist eine Minderung der CO₂-Emissionen bezogen auf das Emissionsniveau von 1990 vorgegeben. Die Emissionen müssen im 30%-Reduktions-Szenario bis 2005 um 20% und bis 2020 um 30% gemindert werden. Im 40%-Reduktions-Szenario lauten die Minderungsvorgaben 25% bis 2005 und 40% bis 2020. Ein fünftes Szenario stellt eine Variante des 40%-Reduktions-Szenarios dar, bei der die Kernenergieleistung konstant gehalten wird [ebd., S. 7]. In dieser Untersuchung werden das 30%-Reduktions-Szenario und das 40%-Reduktions-Szenario untersucht, die im Folgenden mit den Namen Politik-R30 bzw. Politik-R40 abgekürzt werden. Das Basis- und Referenz-Szenario sowie das 40%-Szenario mit konstanter Kernenergienutzung bleiben außer Betracht, da sie in dem hier gewählten Untersuchungsrahmen nicht von Interesse sind.

In beiden Reduktionsszenarien nimmt der gesamte Endenergieverbrauch im Zeitraum von 1995 bis 2020 ab (Politik-R30: -9,8%, Politik-R40: -17,0%) [ebd., Tab. 2-

⁵⁹ Das Projekt IKARUS (Instrumente für Klimagas-Reduktions-Strategien) umfasst die Formulierung und Analyse von Strategien zur Reduktion von Treibhausgasemissionen des deutschen Energiesystems auf Basis eines aus energiewirtschaftlichen Computermodellen und einer umfangreichen Datenbank bestehenden Instrumentariums [vgl. IKARUS (1999)].

21]. Der gesamte Primärenergieverbrauch sinkt in diesem Zeitraum in beiden Szenarien sogar noch stärker (Politik-R30: -19,4%, Politik-R40: -26,5%), was einer deutlichen Zunahme der Energieeffizienz des Gesamtsystems entspricht [ebd., Tab. 4-3 und Tab. 4-5].

In sektoraler Hinsicht wird ein Rückgang des Endenergieverbrauches insbesondere in der Industrie (Politik-R30: -20,0%, Politik-R40: -21,4%) aber auch bei den Kleinverbrauchern (Politik-R30: -10,0%, Politik-R40: -16,7%) und Haushalten (Politik-R30: -15,6%, Politik-R40: -34,3%) gesehen, während der des Verkehrs zunimmt (Politik-R30: +8,9%, Politik-R40: +8,5%) [ebd., Tab. 2-21].

Die in der Studie Politikszenerarien angesetzten Energiepreise sind höher als diejenigen der Prognos-Studie. Das gilt sowohl für das Niveau zu Beginn des Betrachtungszeitraumes als auch für die jährlichen Wachstumsraten, wie die folgende Tabelle 7.24 im Vergleich zur Tabelle 7.23 zeigt.

Tabelle 7.24 Energiepreisentwicklung in ‚Politikszenerarien für den Klimaschutz‘

Energieträger	Importpreise in Pf je kWh _{th} zu Preisen von 1995				Veränderung in %/a		
	1995	2005	2010	2020	1995/05	2005/20	1995/20
Steinkohle	0,93	1,23	1,29	1,43	2,8%	1,0%	2,2%
Rohöl	1,57	2,11	2,33	2,78	3,0%	1,9%	2,9%
Heizöl leicht	1,91	2,58	2,83	3,31	3,1%	1,7%	2,8%
Heizöl schwer	1,27	1,71	1,88	2,22	3,0%	1,8%	2,9%
Erdgas A	1,46	1,68	1,91	2,36	1,4%	2,3%	2,4%
Erdgas B	1,83	2,11	2,39	2,95	1,4%	2,3%	2,4%

Quelle: [Politikszenerarien (1999), Tab. 2-2], eigene Berechnungen.

Ausgegangen wird hier von einer Steigerung des Ölpreises zwischen 2000 und 2020 von 20 auf 28 US-Dollar je Barrel (+77%), wobei zwischen 1995 und 2005 die jährliche Steigerungsrate 3% beträgt und zwischen 2005 und 2020 1,9%. Der Preis für Erdgas steigt in dem Zeitraum angelehnt an den Rohölpreis um 62%, was einer jährlichen Steigerung von 2,4% entspricht. Der Erdgaspreis wird von Preis A auf Preis B um 25% erhöht, sofern die vom Modell eingesetzte Erdgasmenge eine bestimmte Höhe überschritten hat [ebd., S. 29]. Auch für die Importkohle wird eine Steigerung von 2,2% pro Jahr angesetzt, ausgehend von einem Niveau von 2,58 DM/GJ in 2005. Die hohen Preisveränderungen insbesondere zwischen 1995 und 2005 sind dahingehend zu relativieren, dass sich die Energiepreise in 1995 auf einem besonders niedrigem Niveau befanden.

Für einen Vergleich der Energiepreise aus Tabelle 7.24 mit den Preisen, die im EMS-Modell verwendet wurden, ist die Preisbasis der Importpreise anzupassen und ein Aufschlag für Transportkosten sowie ein Großhandelsaufschlag hinzuzurechnen. Dann unterscheiden sich die Preise für Erdgas und Steinkohle in Bezug auf deren absolute Höhe zu Beginn des Betrachtungszeitraumes und in der weite-

ren Entwicklung bis 2020 von denen des EMS-Modells. Die Relation von Steinkohle- und Erdgaspreis zueinander bleibt allerdings weitgehend erhalten. Deshalb kann erwartet werden, dass die Modellergebnisse in der Studie in Bezug auf die den relativen Anteil von Steinkohle und Erdgas zur Stromerzeugung nicht wesentlich anders ausgefallen wären, wenn bei den Optimierungsrechnungen mit dem IKARUS-Modell die Energiepreise des EMS-Modells verwendet worden wären.

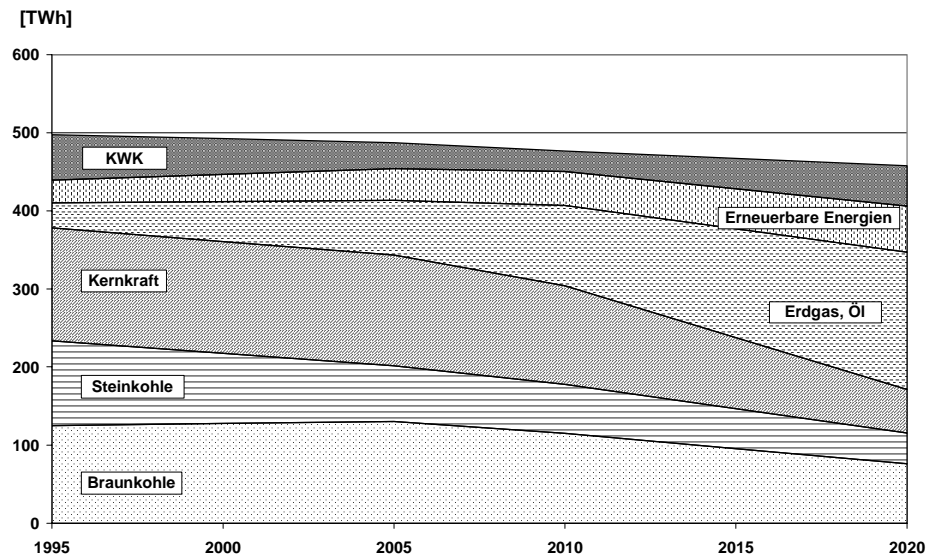
In Bezug auf den Kohle- und Erdgaseinsatz wurden in der Studie Begrenzungen für den Optimierungsraum vorgegeben [ebd., S. 29]. Demnach kann in beiden Szenarien die inländische Steinkohlefördermenge in 2005 730 PJ nicht unterschritten werden. Diese Menge ergibt grob geschätzt bei durchschnittlich 40% Nutzungsgrad und dem Einsatz von zwei Dritteln der Fördermenge zur Verstromung ca. 54 TWh_{el} Strom. Die Mindestmenge reduziert sich bis 2020 auf 300 PJ (22 TWh_{el}).

Die Braunkohleförderung muss in 2005 zwischen 1.320 und 1.700 PJ liegen [ebd.]. Das entspricht bei durchschnittlich 38% Nutzungsgrad und dem Einsatz von 95% der Fördermenge zur Verstromung einer Stromerzeugung zwischen 132 und 170 TWh_{el}. In 2020 liegt dieser Bereich zwischen 880 und 1.700 PJ (Stromerzeugung zwischen 88 und 170 TWh_{el}).⁶⁰

Die Summe aus Erdgasförderung (max. 580 PJ) und Erdgasimporten (für zwei Preisstufen jeweils maximal 3.500 PJ) darf in 2020 nicht überschritten werden [ebd.]. Diese Begrenzung stellt auch bei einer kräftigen Expansion des Erdgaseinsatzes im Wärmemarkt keine Restriktion für den Strommarkt dar und wird in der Studie nur zur Preisdifferenzierung verwendet.

Die genannten Begrenzungen erklären weitgehend den in der Abbildung 7.19 gezeigten Verlauf der Nettostromerzeugung des Szenarios Politik-R30. Da die CO₂-intensive Braunkohleverstromung nicht weiter sinken kann, und auch ein Mindestmaß an Steinkohleverstromung erhalten bleiben muss, wird der Lösungsraum auf Erdgas und erneuerbare Energien bzw. Stromeinsparung eingeschränkt. Das IKARUS-Modell setzt angesichts des Rückganges der Kernenergienutzung verstärkt Erdgas zur Stromerzeugung ein und substituiert mittelfristig (2005-2015) einen Teil der Steinkohlekraftwerke durch Gaskraftwerke. Die Nettostromerzeugung sinkt zwischen 1995 und 2020 um insgesamt 8%.

⁶⁰ Obwohl diese Begrenzungen für alle Szenarien gelten sollen, wird in Politik-R30 für das Jahr 2020 eine Stromerzeugung aus Braunkohle von 76,1 TWh ausgewiesen. Bei einer Nutzung von 95% der Braunkohleförderung für die Stromerzeugung müsste dafür ein durchschnittlicher Nutzungsgrad aller Braunkohlekraftwerke von 33% in 2020 unterstellt werden.

Abbildung 7.19 Szenario Politik-R30: Nettostromerzeugung

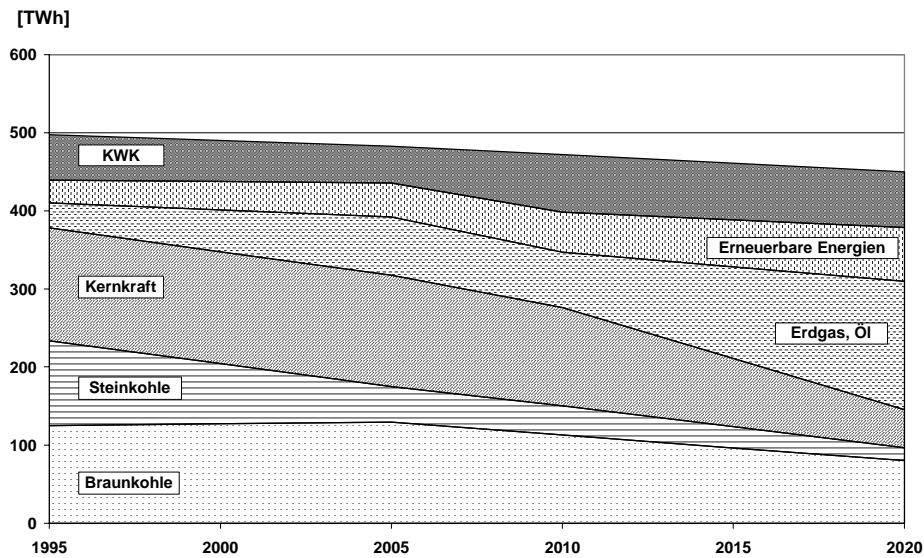
Quelle: [Politikszenerien (1999)], eigene Darstellung.

In der Studie werden die Szenarienergebnisse jeweils ohne die Stromerzeugung in KWK-Anlagen wiedergegeben. Diese wird nachrichtlich als Summe ohne Differenzierung nach Brennstoffeinsatz angeführt und beträgt für 1995 im Szenario Politik-R30 58,1 TWh, sinkt bis 2010 auf 26 TWh und steigt dann wieder an auf 51,7 TWh in 2020 [ebd., S. 151].

Im Szenario Politik-R40 ist die grundsätzliche Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur ähnlich. Allerdings wird zum Ende des Betrachtungszeitraumes sowohl weniger Stein- und Braunkohle als auch weniger Erdgas zur Verstromung eingesetzt. Die Stromproduktion aus Windkraft liegt 2020 etwa 9 TWh höher als in Szenario Politik-R30, die gesamte Stromproduktion sinkt um 9,6%.

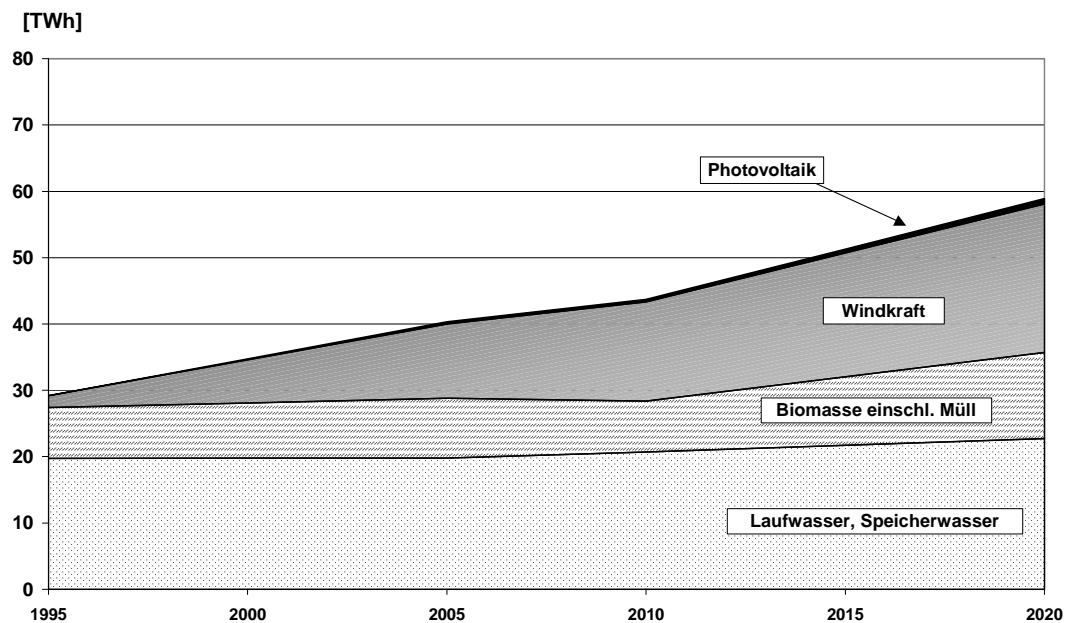
Der Verlauf der nachrichtlich als Summe angegebenen Stromproduktion in KWK-Anlagen ist ein völlig anderer als im Szenario Politik-R40. Für 1995 werden 58,1 TWh angegeben, danach sinkt die Produktion auf 47,1 TWh bis 2005, steigt innerhalb von fünf Jahren auf fast das Doppelte an (74,0 TWh) und sinkt dann wieder leicht auf 71,3 TWh in 2020 [ebd., S. 155]. Die Entwicklung der Stromproduktion aus KWK-Anlagen wurde in den Szenarien nicht mit dem verwendeten IKARUS-Modell modelliert, sondern wird dort nachrichtlich angegeben [ebd., S. 144]. Bei der Diskussion der spezifischen CO₂-Vermeidungskosten in Kapitel 8.4 wird auf die Konsequenzen zurückgekommen.

Abbildung 7.20 Szenario Politik-R40: Nettostromerzeugung



Quelle: [Politiksznarien (1999)], eigene Darstellung.

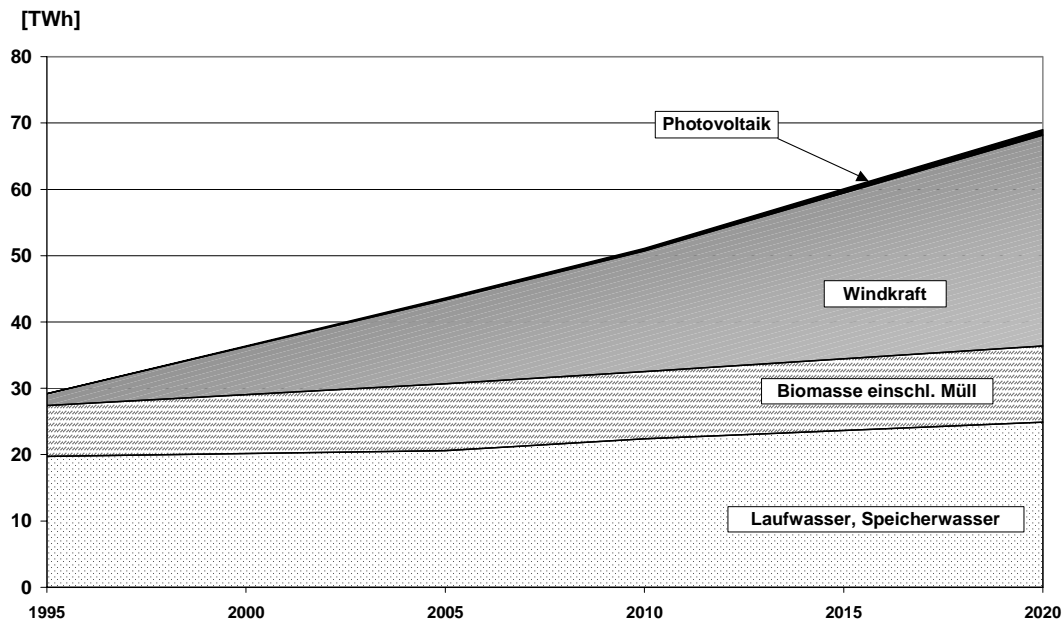
Der in den folgenden beiden Abbildungen gezeigte Ausbau der erneuerbaren Energien fällt wesentlich geringer aus als in der Studie Energiewende 2020 und auch etwas geringer als in der Prognos-Studie. Angesichts der Kostensituation von erneuerbaren Energien wurden dem IKARUS-Optimierungsmodell für eine Reihe von Techniken bestimmte Mindestmengen für die Nutzung erneuerbarer Energien exogen vorgegeben, ohne diese näher zu erläutern [ebd., S. 136]. Das gilt insbesondere für die in einigen Tabellen der Studie mit „Sonne“ bezeichnete Produktion von 0,8 TWh in 2020, die in der folgenden Abbildung mit Photovoltaik gleichgesetzt wurde.

Abbildung 7.21 Szenario Politik-R30: Erneuerbare Energien

Quelle: [Politikszenerien (1999)], eigene Darstellung.

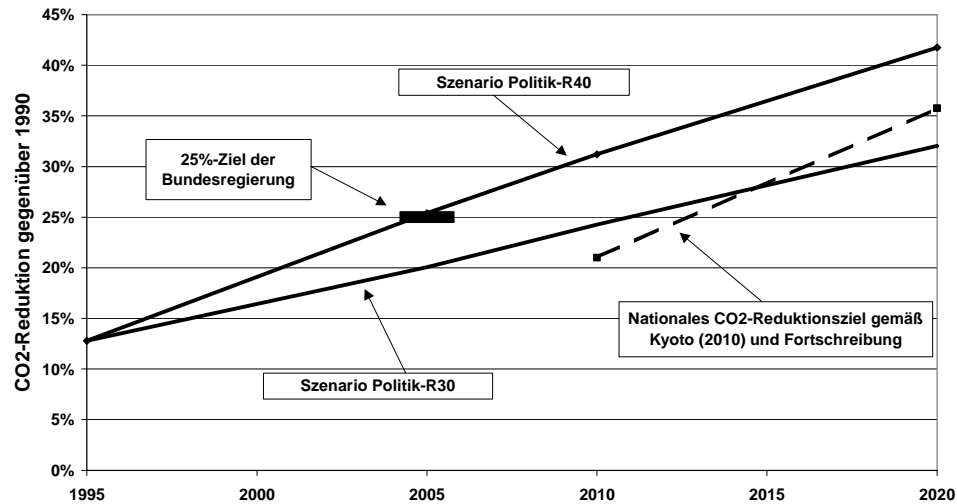
Den entscheidenden Beitrag zum Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien leistet die Windkraft, deren Stromproduktion sich von 1995 bis 2020 um knapp 11 TWh mehr als verzehnfacht.

Im Vergleich zum Szenario Politik-R30 liegt die Stromproduktion im Szenario Politik-R40 um rund 10 TWh in 2020 höher. Diese Strommenge wird fast ausschließlich durch die zusätzliche Nutzung der Windkraft erzeugt.

Abbildung 7.22 Szenario Politik-R40: Erneuerbare Energien

Quelle: [Politikszenerien (1999)], eigene Darstellung.

In der Abbildung 7.23 ist für beide Szenarien aus den Angaben der Studie die CO₂-Emissionsminderung für den gesamten Energiesektor abgetragen. Nur das Szenario Politik-R40 erreicht das 25%-Ziel der Bundesregierung, beide Szenarien übertreffen jedoch die Reduktionsverpflichtung gemäß Kyoto und deren Fortschreibung bis 2020. Der Umwandlungssektor trägt überproportional zu dieser Minderung bei. Als Emissionsreduktion werden für diesen Sektor 36,1% (Politik-R30) bzw. 44,6% (Politik-R40) für den Zeitraum zwischen 1995 und 2020 ausgewiesen [ebd., S. 157]. Die CO₂-Emissionen von Industrie, Haushalten und Kleinverbrauchern sinken ebenfalls, nur diejenigen des Verkehrssektors steigen bis 2020 an.

Abbildung 7.23 Politiksznarien: CO₂-Emissionen und Reduktionsziele

Quelle: [Politiksznarien (1999), Tab. 4-3 und 4-5], eigene Berechnungen.

Zur Übernahme der Daten zum Stromsektor aus beiden Szenarien in das EMS-Modell wurde zunächst die ausgewiesene Nettostromproduktion der Kernkraftwerke angepasst, da in der Studie Politiksznarien im Unterschied zu den hier gemachten Annahmen von einer Stilllegung der Kernkraftwerke nach einer Betriebszeit von 35 Jahren ausgegangen wurde. Durch diese Modifikation wird die Stromproduktion über den Betrachtungszeitraum um durchschnittlich 7,4% angehoben. Zusätzlich wurde wie in allen anderen Szenarien der in der Prognos-Studie vorgegebene Verlauf der Nettostromproduktion als untere Begrenzung angesetzt, so dass in beiden Szenarien Politik-R30 und Politik-R40 bei den Rechnungen mit dem EMS-Modell die Differenz zwischen der Stromproduktion und dieser Untergrenze durch Einspartechnologien aufgefüllt werden muss.

Darüber hinaus musste die fehlende Differenzierung der Stromproduktion aus KWK nach Brennstoffeinsatz ergänzt werden. Die in Jahressummen angegebene KWK-Stromerzeugung wurde dazu mit Faktoren auf die Brennstoffe Kohle, Gas und erneuerbare Energien aufgeteilt, die aus den Angaben in der Studie Energie-wende 2020 abgeleitet wurden (vgl. Kapitel 7.2). Diese Vorgehensweise erfolgte mangels Alternativen und hat zumindest den Vorteil, dass damit die Brennstoffstruktur der Stromerzeugung aus KWK in allen bisher betrachteten Szenarien weitgehend gleich ist.

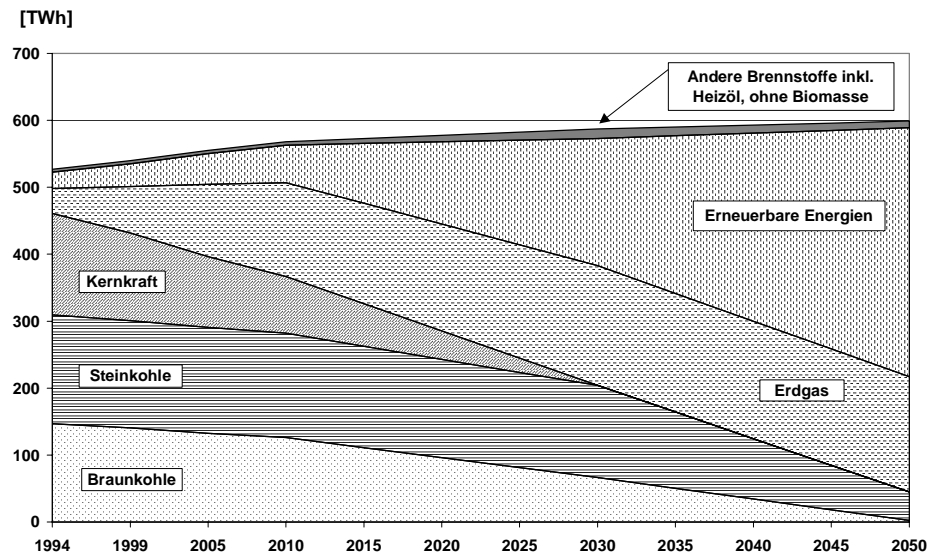
Die IKARUS-Rechnungen weisen für die Szenarien nur für wenige Stützjahre die Ergebnisse aus. Das sind neben den Ausgangswerten für 1990 und 1995 die Szenario-Werte für 2005, 2010 und 2020. Die Eingangswerte für das Startjahr der Berechnungen im EMS-Modell (1999) mussten deshalb per Interpolation ermittelt werden.

7.4. Das ‚Solare Langfristszenario für Deutschland‘

Die 1997 vorgelegte Studie „Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung – Ein solares Langfristszenario für Deutschland“ [vgl. Nitsch u.a. (1998)] beschreibt ein Szenario der deutschen Energieversorgung im europäischen Energieverbund, dass konsequent auf die Möglichkeiten einer rationellen Energiewandlung und Energienutzung sowie des Zubaus erneuerbarer Energien setzt.

Ein Trendszenario bis 2020 wird in Anlehnung an die Studie ‚zukünftige Energiepolitik‘ [vgl. Altner u.a. (1995)] und an den ‚Energiebericht II‘ von Prognos [vgl. Prognos (1995)] skizziert. Dem Trendszenario wird das ‚Solare Langfristszenario für Deutschland‘ (im Folgenden mit ‚solares Langfristszenario‘ abgekürzt) gegenübergestellt, das einen konkreten Entwicklungspfad der gesamten Energiewirtschaft Deutschlands einschließlich Verkehr bis 2050 darstellt. Dabei wird für die Entwicklung des Endenergieverbrauches ein Rückgang von 9.197 PJ/a (1995) auf 5.300 PJ/a (2050) unterstellt (-42%). Für den Energieverbrauch an Strom wird jedoch eine moderate Zunahme von 437 TWh/a (1995) auf 522 (2050) TWh/a angenommen [Nitsch u.a. (1998), S. 16]. Diese wird im Wesentlichen bedingt durch eine Ausdehnung des Stromeinsatzes im Verkehr bei gleichzeitigem Rückgang der Stromnutzung für Raumwärme, Warmwasser und Haushaltsgeräte. Das entspricht bei einem unterstellten Wachstum des Bruttoinlandsproduktes von 2% bis 2020 bzw. 1% bis 2030 und 0,5% bis 2050 einer Verringerung der Stromintensität um etwa die Hälfte [ebd.].

Die Abbildung 7.24 trägt die detaillierten Daten zur Entwicklung der Bruttostromerzeugung im solaren Langfristszenario ab. Der Ersatz der Kernenergie und der Braunkohle sowie der weitgehende Ersatz der Steinkohleverstromung bis 2050 wird kompensiert durch den Anstieg der Erdgasverstromung bis 2010 auf 140 TWh und bis 2050 auf 172 TWh sowie den massiven Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien von 43 TWh in 2010 auf 335 TWh in 2050.

Abbildung 7.24 Das solare Langfristszenario: Bruttostromerzeugung

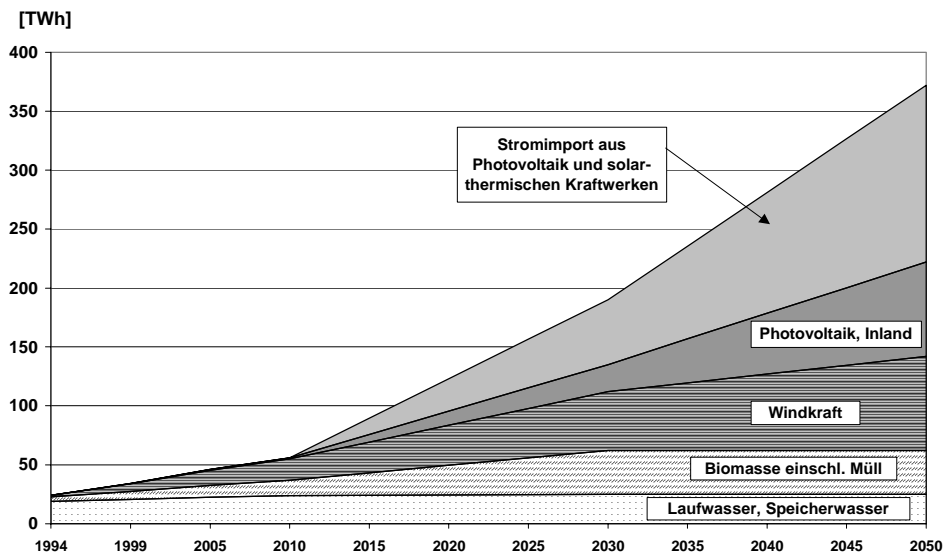
Quelle: [Nitsch u.a. (1998), S. 26], eigene Darstellung.

In der Grafik wurden unter „erneuerbare Energien“ neben Wasserkraft, Wind und inländische Photovoltaik auch die in der Studie einbezogenen Importe von Strom aus Photovoltaik sowie von solarthermischen Kraftwerken abgetragen, die in 2050 einen Anteil von 45% stellen [ebd., S. 26 f.].

In Bezug auf die KWK wird unter der Annahme eines deutlich zurückgehenden Wärmebedarfes und einem Anstieg der mittleren Stromkennzahl auf 0,58 ein Potenzial von 200 TWh pro Jahr (80 TWh industrielle KWK, 55 TWh öffentliche, große HKW sowie 65 TWh BHKW zur Nahwärmeversorgung) gesehen [ebd., S. 27 f.]. Von diesem Potenzial werden im solaren Langfristszenario in 2010 139 TWh realisiert, in 2030 172 TWh und in 2050 152 TWh [ebd., S. 26]. Von diesen 152 TWh in 2050 werden dann ca. 2/3 auf Erdgasbasis erzeugt, 24% auf Basis von Biomasse und Abfällen sowie 10% auf Basis von Kohle [ebd.]. In 2050 werden somit 25% des Strombedarfes durch Kraft-Wärme-Kopplung gedeckt.

Der Beitrag erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung einschließlich des Beitrages der KWK auf Basis von Biomasse wächst in der Studie von 10% in 2010 auf 62% in 2050 an [ebd.]. Während die Wasserkraft ihren Beitrag kaum erhöht, sind es im Wesentlichen die Windenergie und die Photovoltaik, die diesen enormen Zuwachs leisten, wie die Abbildung 7.25 zeigt. Dazu kommt importierter Strom aus solarthermischen Kraftwerken mit Speicherbetrieb und Photovoltaikkraftwerken. Es werden ausführliche Überlegungen angestellt, welche Anforderung dieses hohe Ausmaß an fluktuierender Einspeisung an den konventionellen Kraftwerkspark stellt [ebd., S. 34 ff.].

Abbildung 7.25 Das solare Langfristszenario: Erneuerbare Energien



Quelle: [Nitsch u.a. (1998), S. 26], eigene Darstellung.

Um diese Stromerzeugung bei der für Wind und Photovoltaik typischen niedrigen Ausnutzungsdauer zu erreichen, sind enorme Kapazitäten notwendig. Die folgende Tabelle zeigt den in der Studie unterstellten Kapazitätsausbau für inländische PV und Windkraft. Hinzuzurechnen sind noch die im Ausland erforderlichen Kapazitäten von ca. 30 GW_p Photovoltaik (bei 1.700 Volllaststunden) sowie 18 GW solarthermische Kraftwerke (bei 5.450 Volllaststunden).

Tabelle 7.25 Das solare Langfristszenario: Kapazitätsentwicklung PV und Windkraft

Kraftwerksart	Installierte Leistung (GW)		
	2010	2030	2050
Wind Binnenland	1,1	5	11
Wind Küstenbereich	6	12	14,7
Wind Offshorebereich	0	2,7	6,4
Summe Wind	7,1	19,7	32,1
PV	1,14	26,6	93,4

Quelle: [Nitsch u.a. (1998), S. 35 und S. 38], eigene Darstellung.

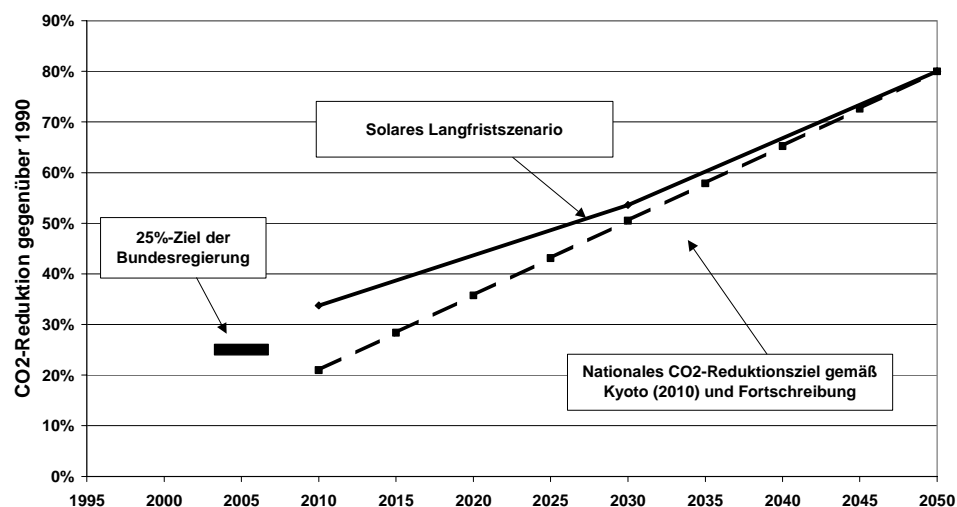
Somit ist die Entwicklung der Stromerzeugung im solaren Langfristszenario durch zwei Etappen der Umstrukturierung gekennzeichnet. In den ersten beiden Jahrzehnten steht der Ausbau der KWK auf Erdgasbasis im Vordergrund. Bei nahezu

konstantem Steinkohleeinsatz und rückläufigem Braunkohleeinsatz zur Verstromung kommt es bis 2010 trotz der Halbierung der Stromerzeugung aus Kernenergie sowie einer nur geringen Zunahme der erneuerbaren Energien auf 10% der Stromerzeugung nur zu einer leichten Reduktion der CO₂-Emissionen [ebd., S. 25]. Bis 2030 erhöht sich der Anteil der erneuerbaren Energien auf 32% [ebd., S. 27]. Allerdings ist dazu eine Verdreifachung der Windkonverterkapazität und Verzwanzigfachung der Photovoltaikkapazität im Vergleich zu 2010 erforderlich, wie aus der Tabelle 7.25 hervorgeht. Trotz Ausstieg aus der Kernenergie liegen die Emissionen der Stromerzeugung in 2030 um knapp 40% unter denen des Jahres 1990, wozu insbesondere die in der Studie unterstellte Halbierung der Braunkohleverstromung beiträgt [ebd., S. 28].

In der zweiten Etappe des solaren Langfristszenarios von 2030 bis 2050 kommt es zu einem forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien einschließlich hoher Stromimporte aus Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken. Ohne Braunkohleverstromung und mit einem Rückgang der Steinkohleverstromung auf ein Viertel des Wertes von 1999 sowie einem Rückgang der KWK auf Basis von Kohle und Öl wird in 2050 eine Reduktion der CO₂-Emissionen von 78% gegenüber denen von 1990 erreicht [ebd. S. 24].

Die Abbildung 7.26 zeigt die Reduktion der gesamten CO₂-Emissionen über alle energieverbrauchenden Sektoren und dem Umwandlungssektor. Im Vergleich zu den Emissionen des Stromsektors wird hier eine etwas höhere Reduktion erreicht, die über den gesamten Betrachtungszeitraum über dem Zielpfad gemäß Kyoto liegt.

Abbildung 7.26 Das solare Langfristszenario: CO₂-Emissionen und Reduktionsziele



Quelle: [Nitsch u.a. (1998)], eigene Darstellung.

Wie bei den anderen Szenarien mussten zur Übernahme des Langfristszenarios in das EMS-Modell Modifikationen vorgenommen werden. In Bezug auf die Kernenergie wurde die Erzeugung an die Daten des EMS-Modells angepasst. Dazu musste allerdings für die Jahre zwischen 1999 und 2015 eine Korrektur vorgenommen werden, da im solaren Langfristszenario von einer geringeren Stromproduktion aus Kernenergie ausgegangen wurde. Die Anpassung der Kernenergie macht es wiederum erforderlich, die Nettoerzeugung anderer Erzeugungsarten entsprechend zu reduzieren, damit die gesamte Erzeugung derjenigen der Prognos-Studie entspricht. Dazu wurde die entsprechende Strommenge bei Steinkohle (60%), bei Braunkohle (30%) sowie bei KWK mit Erdgas als Brennstoff (10%) abgezogen, so dass die Erzeugungsstruktur der fossilen Energieträger in den ersten Jahren des Betrachtungszeitraumes weitgehend mit derjenigen der Prognos-Studie übereinstimmt.

Ein zusätzliches Problem ergibt sich dadurch, dass im Langfristszenario importierter Strom aus Photovoltaik und solaren Kraftwerken berücksichtigt wird. Zunächst kann davon ausgegangen werden, dass dieser in sonnenreichen Ländern deutlich günstiger produziert werden kann, als in Deutschland. Im solaren Langfristszenario werden als Volllaststunden für Photovoltaik im Ausland 1.700 h/a (im EMS-Modell 750-950 h/a) und für solare Kraftwerke 5.450 h/a angesetzt. Durch die höhere Jahresverfügbarkeit wirkt sich der Import von solarem Strom günstig auf die notwendige Anpassung der fluktuierenden Leistung an den Bedarf aus, was im EMS-Modell allerdings keine Rolle spielt.

Andererseits kann nicht davon ausgegangen werden, dass die im Ausland für die Stromproduktion benötigten Flächen frei verfügbar sind. Es muss erwartet werden, dass die für die Flächennutzung zu zahlende Pacht einen erheblichen Teil des Kostenvorteils der ausländischen solaren Stromproduktion aufzehrt, was einer eventuell sogar wünschenswerten Umverteilung der durch die günstigeren Produktionsbedingungen entstehenden Rente in die sonnenreichen Länder darstellt. Dies gilt allerdings nur, wenn es den betreffenden Ländern gelingt, einen Standortwettbewerb zu vermeiden, indem ähnliche Kartellstrukturen wie bei den erdölexportierenden Ländern etabliert werden. Ein weiterer Teil des Kostenvorteils wird dadurch aufgezehrt, dass der produzierte Strom selber (Netzkosten) oder ein geeignetes Speichermedium (Umwandlungsverluste und Transportkosten) über eine lange Strecke transportiert werden muss.

Für das solare Langfristszenario wurde deshalb im Unterschied zu den anderen Szenarien zusätzlich eine vereinfachte Abbildung der solarthermischen Stromerzeugung vorgenommen, indem im EMS-Modell der Kraftwerkstyp PV-3 in Bezug auf die Volllaststunden angepasst wurde und die Investitionskosten um ein Viertel reduziert wurden, so dass sich deutlich niedrigere Stromgestehungskosten in der Größenordnung zwischen 13 und 15 Pfennig ergeben.

Ein besonderes Problem ergibt sich für das solare Langfristszenario dadurch, dass die Ergebnisse für die Stützjahre 2010, 2030 und 2050 ausgewiesen werden. Der Schwerpunkt des Szenarienvergleichs in dieser Untersuchung bezieht sich mit Rücksicht auf die anderen Szenarien aber auf den Zeitraum 1999 bis 2020. Somit stellt sich die Frage, wie die Werte für 2020 ermittelt werden sollen. Die hier verwendete lineare Interpolation hat den Nachteil, dass die im solaren Langfristszenario für 2030 ausgewiesene hohe Stromerzeugung an Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken (78 TWh brutto) in Verbindung mit der fast nicht vorhandenen Erzeugung dieser Kraftwerke in 2010 (1 TWh brutto) zu notwendigen Kapazitäten in 2020 führen, die dann hohe Kosten und niedrige CO₂-Reduktionen verursachen und die Szenarienergebnisse stark beeinflussen. Andererseits kann nicht erwartet werden, dass die in 2030 erforderlichen Kapazitäten ausschließlich im Jahrzehnt zwischen 2020 und 2030 produziert und errichtet werden können.

8. Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Im vorangegangenen Kapitel wurden bei der Beschreibung der Szenarien die Daten zur Erzeugungs- und Kapazitätsstruktur sowie zu den Emissionen in unveränderter Form direkt aus den Studien entnommen und graphisch dargestellt.

Die in den Szenarien der Studien enthaltenen grundsätzlichen Strategien zur Umstrukturierung des Stromerzeugungssystems, die sich in der Entwicklung der Stromerzeugung differenziert nach Kraftwerkstechnologien ausdrücken, wurden zur Übernahme in das Modell separiert und können mit den Ergebnissen des Modells zu den Kosten und Emissionen quantitativ und qualitativ bewertet werden. Somit werden im Folgenden nicht mehr die Originalszenarien der jeweiligen Studien verglichen. Die dargestellten Szenarienergebnisse stammen aus den Rechnungen des EMS-Modells. Der Nachteil, dass die Daten zur Stromerzeugung aus den hier verglichenen Szenarien für einen Vergleich nicht unverändert in das Modell übernommen werden konnten, wird dadurch aufgewogen, dass die in Kapitel 3 ausführlich dargestellte technische und ökonomische Parametrisierung des EMS-Modells einen einheitlichen Untersuchungsrahmen gewährt.

Zu einer Verzerrung der Ergebnisse kann es dann kommen, wenn in einem Szenario eine bestimmte Technologie, wie beispielsweise die Stromeinsparung, deutlich mehr zum Einsatz kommt, als in den anderen Szenarien. Die Kostenparameter dieser Technologie beeinflussen das Ergebnis dann nicht unwesentlich. In gleicher Weise kann die in dieser Untersuchung angesetzte Energiepreisentwicklung die errechneten Gesamtkosten der Szenarien verzerren. Deshalb wird in Kapitel 8.5 das Ergebnis einer Sensitivitätsanalyse dargestellt, die diesen Effekt separiert aufzeigen soll.

8.1. Zur Wahl des Referenzsystems

Bei der Analyse von Szenarienergebnissen ist es sinnvoll, diese mit einem Referenzsystem zu vergleichen und die Szenarien anhand der sich im Vergleich ergebenden Differenzen zu bewerten. Damit stellt sich zunächst das Problem der Wahl des Referenzsystems. Da es in dieser Untersuchung um die Analyse unterschiedlicher Stromerzeugungsstrategien mit dem Ziel der Emissionsminderung geht, sollte das Referenzszenario zeigen, wie sich die Entwicklung des Stromsektors ohne eine klimapolitisch motivierte Einflussnahme wahrscheinlich gestalten würde.

Genau diese Fragestellung liegt der Prognos-Studie zu Grunde. Dort wird eine Entwicklung bis 2020 für den Stromsektor skizziert, die aus gegenwärtiger Sicht bei einer Fortführung der derzeitigen energiepolitischen Rahmenbedingungen im Sinne eines Business-As-Usual-Szenarios erwartet werden kann [Prognos (2000), S. 365 ff.]. Deshalb wird die in der Prognose der Prognos-Studie enthaltene und in Kapitel 7.1 dargestellte Entwicklung des Stromsektors im Folgenden als Referenz-

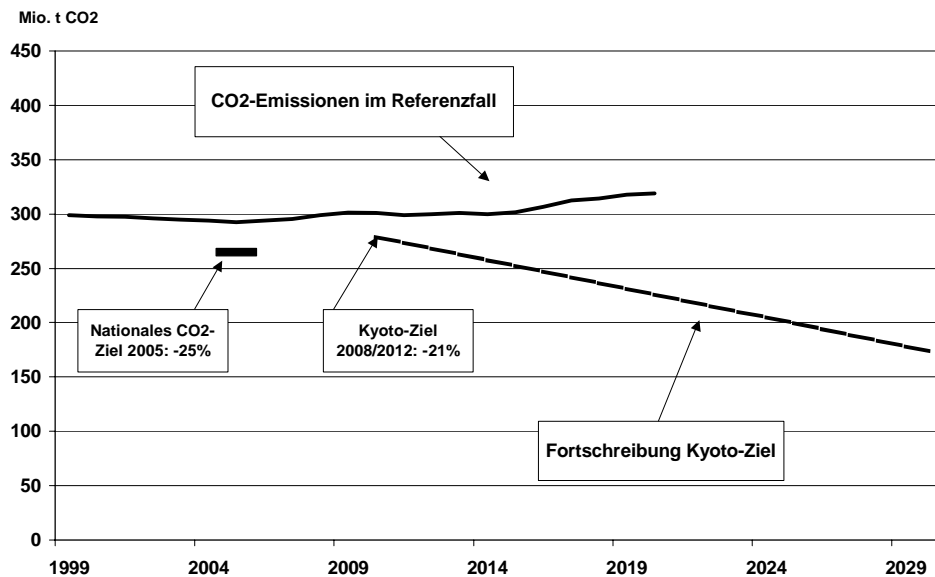
fall herangezogen und auch so bezeichnet, während die übrigen Szenarien zur besseren sprachlichen Abgrenzung im Folgenden als Reduktionsszenarien bezeichnet werden.

Der Bezug zwischen den Reduktionsszenarien und dem Referenzfall wird in dreierlei Hinsicht hergestellt. Zum einen wird wie bereits ausgeführt die in der Prognos-Studie abgeleitete Entwicklung der Stromerzeugung auf die anderen Szenarien übertragen.

Zum zweiten wird der Referenzfall für den Vergleich der Gesamtkosten der Szenarien herangezogen. Als wesentliche Strukturveränderung bei der installierten Kraftwerkskapazität zwischen 1999 und 2020 wird im Referenzfall der weitgehende Ersatz der Kernenergie durch Erdgas und Steinkohle dargestellt. Angesichts der in der Prognos-Studie verwendeten Parametrisierung der Kraftwerke und der dort angesetzten Energiepreise und unter Berücksichtigung der vorgegebenen energiepolitischen Rahmenbedingungen kann vermutet werden, dass die dort dargestellte Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur auch nahe an einem Optimum in Bezug auf die Gesamtkosten liegt.

Da für den Referenzfall keine Gesamtkosten der Stromerzeugung ausgewiesen wurden, werden diese mit dem EMS-Modell errechnet und interpretiert als diejenigen Kosten, die ohnehin anfallen, um die geforderte Stromproduktion zu leisten und um die aus dem Bestand gehenden Kraftwerke je nach Bedarf zu ersetzen. Mit diesen Gesamtkosten der Stromerzeugung werden die Gesamtkosten der anderen Szenarien verglichen.

Der dritte Bezug zum Referenzfall betrifft die CO₂-Emissionen. Mit dem EMS-Modell wurden die jährlichen CO₂-Emissionen des Stromsektors im Referenzfall berechnet. In der folgenden Abbildung 8.27 ist deren Verlauf zusammen mit den nationalen und internationalen CO₂-Zielvorgaben aus Kapitel 2.5 dargestellt

Abbildung 8.27 Referenzfall: CO₂-Emissionen des Stromsektors

Quelle: Eigene Berechnungen.

Eine leichte Reduktion der CO₂-Emissionen ist bis zum Jahr 2005 zu erkennen. Das nationale Reduktionsziel von –25% bis 2005 wird allerdings verfehlt, da die zur Zielerreichung in 2005 einzuhaltende Obergrenze von rund 265 Mio. t CO₂ um ca. 30 Mio. t überschritten wird. Der in der Prognos-Studie unterstellte Strukturwandel in der Stromerzeugung in Hinblick auf die Ausdehnung der Kohleverstromung (vgl. dazu Kapitel 7.1) bis 2020 lässt den Abstand zwischen dem Reduktionsziel gemäß Kyoto und den errechneten CO₂-Emissionen kontinuierlich auf ca. 93 Mio. t CO₂ am Ende des Betrachtungszeitraumes ansteigen.

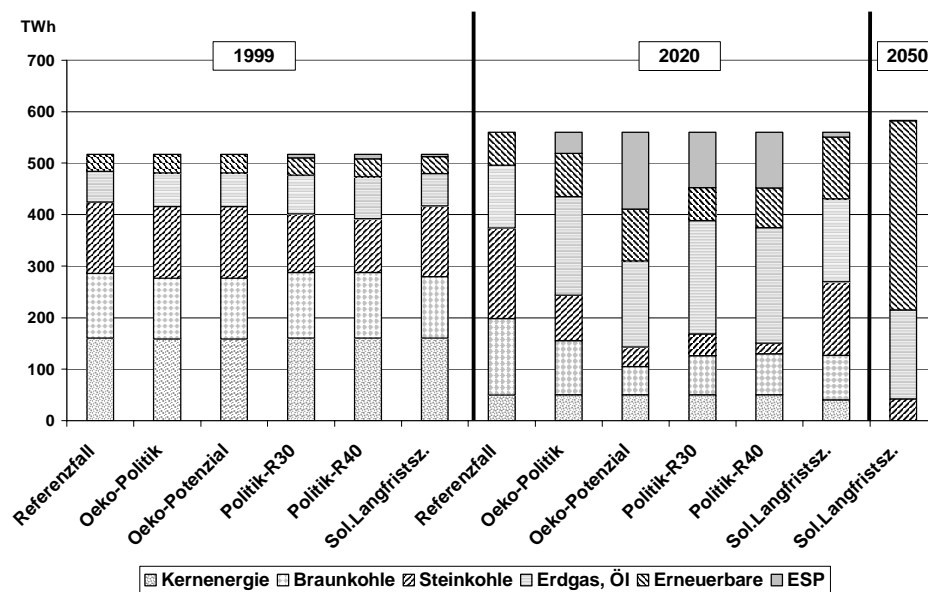
Aus der Differenz der Emissionen im Referenzfall und den Emissionen im jeweiligen Reduktionsszenario ergibt sich die relative Emissionsminderung. Die sich aus der Differenz der Gesamtkosten zwischen dem Referenzfall und dem jeweiligen Reduktionsszenario ergebenden Differenzkosten werden zur Berechnung spezifischer Vermeidungskosten auf diese relative Emissionsminderung bezogen. Durch diese drei Bezugnahmen zwischen dem Referenzszenario und den Reduktionsszenarien werden die ausgewiesenen Ergebnisse durch die Wahl des Referenzsystems maßgeblich beeinflusst.

Im Hinblick auf die Erzeugungsstruktur des Referenzfalls kann vermutet werden, dass sich jede Strukturveränderung zur Reduktion der CO₂-Emissionen kostensteigernd auswirkt, da der Ersatz bestehender Kohlekraftwerke durch emissionsärmere neue Gaskraftwerke oder die zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vom Kostenoptimum wegführen. Die zusätzliche Einsparung von Strom zur Reduktion der CO₂-Emissionen wirkt sich bei den hier gewählten Parametern ebenfalls kostensteigernd aus.

8.2. Vergleich der Erzeugungsstrukturen

Die folgenden beiden Abbildungen zeigen zunächst, dass alle Szenarien nach den in Kapitel 6 beschriebenen Modifikationen auf einer sehr ähnlichen Ausgangssituation in Bezug auf die Erzeugungs- und Kapazitätsstruktur basieren. Lediglich bei den Szenarien Politik-R30 und Politik-R40 kommt es im Jahr 1999 zu Abweichungen im Vergleich zu den anderen Szenarien, da wie schon erwähnt in den Ikarus-Rechnungen nur Ergebnisse für die Jahre 1995 und 2005 ausgewiesen werden. Somit werden vom Ikarus-Modell zwischen 1995 und 1999 schon Veränderungen an der Erzeugungsstruktur vorgenommen, um die späteren Reduktionsziele der Szenarien zu erreichen. Die Startwerte des EMS-Modells für diese beiden Szenarien wurden per Interpolation ermittelt und weichen vom Referenzfall insofern ab, als dass schon zu Beginn des Betrachtungszeitraums weniger Steinkohle und mehr Gas zur Verstromung eingesetzt wird. Die emissionsmindernde Wirkung dieser Substitution zeigt sich auch in den etwas niedrigeren Anfangswerten der CO₂-Emissionen in der Abbildung 8.30.

Abbildung 8.28 Vergleich der Erzeugungsstrukturen 1999 – 2020 - 2050



Quelle: Eigene Berechnungen.

Der Vergleich der Erzeugungsstrukturen zeigt, welche Wege zur CO₂-Vermeidung die Szenarien einschlagen. Grundsätzlich sind drei Strategien zur Reduktion der CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung geeignet:⁶¹

⁶¹ Eine weitere Strategie, der Erhalt bzw. der Ausbau der Kernenergie, bleibt im Rahmen dieser Untersuchung außen vor, da im derzeitigen politischen und gesellschaftlichen Umfeld keine Neubewertung dieser Technologie abzusehen ist.

- der Wechsel von CO₂-intensiven Energieträgern auf CO₂-ärmere Brennstoffe bzw. der Einsatz der CO₂-freien erneuerbaren Energieträger
- die Einsparung des Verbrauchs und damit die Reduktion der Nettoerzeugung
- die Steigerung der Erzeugungseffizienz bei den fossilen Kraftwerken durch höhere Nutzungsgrade

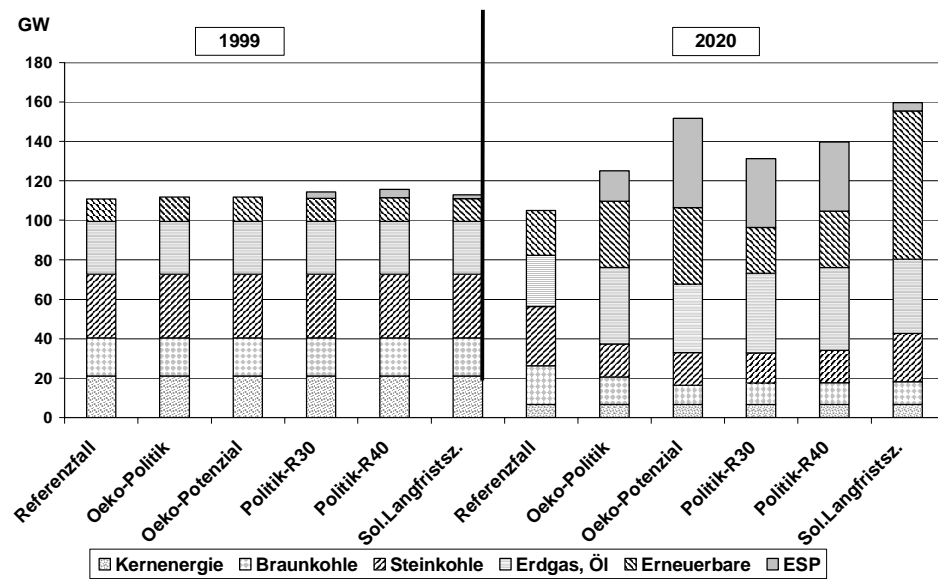
Im Szenario Öko-Politik wird die Braunkohleverstromung nur wenig zurückgenommen, der Anteil der gesamten Kohleverstromung ist in 2020 noch vergleichsweise hoch und fällt nur im Szenario Solar-2050 höher aus. Die Szenarien Politik-R30 und Politik-R40 und insbesondere das Szenario Öko-Potenzial reduzieren die Kohleverstromung stärker. In allen Szenarien steigt die Stromerzeugung aus Erdgas deutlich an, in den Szenarien Öko-Politik, Politik-R30 und Politik R-40 steigt sie auf knapp das Dreifache an. Etwas moderater fällt dieser Anstieg in den Szenarien Öko-Potenzial und Solares-Langfristszenario aus. Dort wird die Lücke zum Bedarf, die durch den Rückgang der Kernenergie und der Kohleverstromung entsteht, nicht durch den weiteren Ausbau der Erdgasverstromung, sondern durch Einsparung (Öko-Potenzial) oder durch den Ausbau der erneuerbaren Energien (Solares-Langfristszenario) aufgefüllt. In den Szenarien Politik-R30 und Politik-R40 wird ebenfalls ein Teil der Nettostromerzeugung eingespart, was allerdings auch bedingt ist durch die Anpassung an die Vorgabe zur Nettostromerzeugung im Referenzfall.

Erneuerbare Energien werden in den Szenarien des Öko-Instituts etwas stärker eingesetzt als in den Szenarien Politik-R30 und Politik-R40. Wie die Abbildungen in Kapitel 7.3 gezeigt haben, sind dies bei den genannten Szenarien im Wesentlichen Windenergie und Biomasse. Im solaren Langfristszenario ist in 2020 der Anteil der erneuerbaren Energien mit 21% an der Nettostromerzeugung am größten. Dieser Anteil wächst dann bis zum Jahr 2050 auf über 62% an und setzt sich dann zu etwa zwei Dritteln aus Strom aus Photovoltaikkraftwerken aus solarthermischen Kraftwerken zusammen.

Die Erzeugungsstrukturen der Szenarien haben entsprechende Konsequenzen für die in der folgenden Abbildung 8.29 gezeigte Entwicklung der Struktur des Kraftwerksparks. Der Vergleich der Szenarien zeigt hier, dass die Zunahme der Summe der Kraftwerkskapazität umso größer ausfällt, je mehr erneuerbare Energien sowie Einsparung in den Szenarien zum Einsatz kommen. Denn bei diesen Technologien ist die Anzahl der jährlichen Vollbenutzungsstunden im Vergleich zu fossilen Kraftwerken um den Faktor zwei (günstige Einspartechnologie) bis neun (Photovoltaik, schlechte Standortqualität) geringer, was eine entsprechende Kapazitätsausweitung zur Realisierung der anvisierten Produktionsmenge erfordert. Dieser Effekt ist im solaren Langfristszenario im Jahr 2050 am größten und konnte aus Gründen der Achsenskalierung nicht in der Abbildung gezeigt werden. Die 2050 in diesem Szenario notwendige gesamte Erzeugungskapazität beträgt ins-

gesamt 322 GW, davon stellen Photovoltaik und solarthermische Kraftwerke 254 GW.⁶²

Abbildung 8.29 Vergleich der Kapazitätsstruktur 1999 – 2020



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Abbildung zeigt, dass es in allen Reduktionsszenarien zu einer Reduktion der insgesamt installierten Nettokapazität an fossilen Kraftwerken von 78 GW in 1999 auf Werte in 2020 zwischen 61 GW (Öko-Potenzial) und 74 GW (solares Langfristszenario) kommt. Der rechnerische Kapazitätsanteil erneuerbarer Energien beträgt 1999 rund 10% und steigt dann bis 2020 auf Werte zwischen 18% (Politik-R30) und 47% (solares Langfristszenario) an. In diesem Szenario liegt der Anteil in 2050 dann bei 83%. Allerdings kann die installierte Kapazität von stochastisch fluktuierenden Erzeugungstechniken wie Photovoltaik und Windenergie nur zu einem geringen Anteil (10-15%) zur verfügbaren Leistung hinzugezählt werden [Dany u.a. (2000), S. 50].

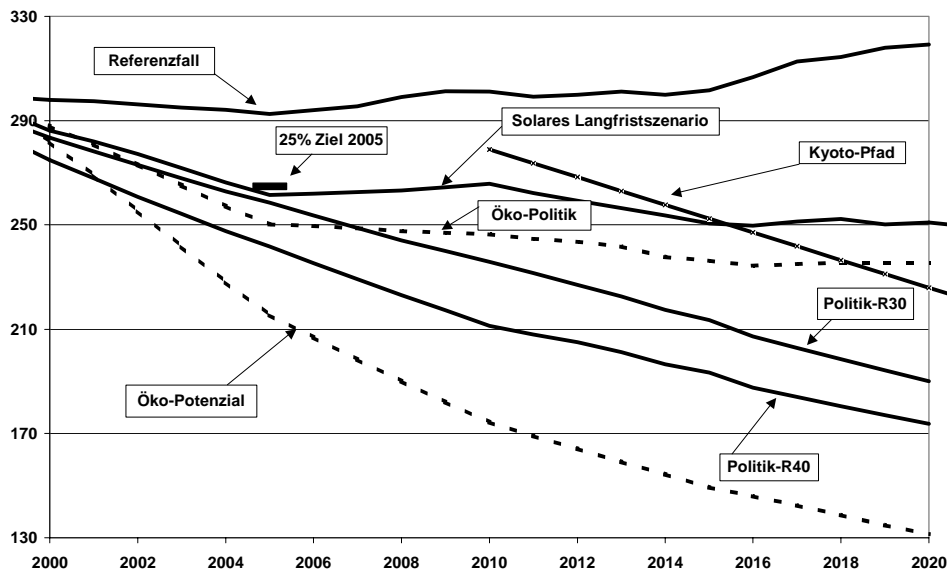
8.3. Vergleich der CO₂-Emissionen

Das nationale Reduktionsziel wird abgesehen vom Referenzfall von allen Reduktionsszenarien erreicht, wie die folgende Abbildung 8.30 zeigt. Das Kyotoziel 2010 erreichen ebenfalls alle Reduktionsszenarien. Inwieweit die Szenarien auch die Fortschreibung des Kyotoziels für 2020 erreichen, hängt davon ab, wie die Fortschreibung ausgestaltet wird. Die in Kapitel 2.5 getroffene Entscheidung der linea-

⁶² Der hohe Anteil fluktuierender Einspeisung in 2050 wirft Fragen auf, inwieweit die zeitliche Verteilung von Stromnachfrage und Stromproduktion sich dann noch entsprechen und inwieweit daraus Anforderungen an den verbleibenden Kraftwerkspark zum Lastmanagement und an die Netzinfrastruktur resultieren. Diese Probleme werden in der Studie [Nitsch (1998)] diskutiert, werden hier aber nicht weiter thematisiert.

ren Fortschreibung zwischen 21% in 2020 und 80% in 2050 führt dazu, dass das Szenario Öko-Politik in Bezug auf den Stromsektor das Ziel (-36%) in 2020 knapp verfehlt, da es nur eine CO₂-Minderung von 33% erreicht. Auch das solare Langfristszenario verfehlt das Kyotoziel in 2020. Die anderen drei Reduktionsszenarien übertreffen alle Reduktionsziele.

Abbildung 8.30 Vergleich der CO₂-Emissionen der Szenarien



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die im vorherigen Kapitel beschriebenen Umstrukturierungen der Erzeugungsstruktur bedingen das Ausmaß der CO₂-Reduktion in den Szenarien. Bei den Szenarien Öko-Potenzial, Politik-R30 und Politik-R40 ist es die Reduktion der Kohleverstromung in Verbindung mit der Stromeinsparung, die zu den Emissionsreduktionen führt. Auffallend ist, dass diese drei Szenarien eine deutlich höhere Emissionsminderung, als im Kyotoziel vorgegeben ist, realisieren. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in dieser Untersuchung nur der Teil der Szenarien betrachtet wird, der den Stromsektor betrifft. Die Szenarien wurden in den betreffenden Studien aber nicht konzipiert, um im Stromsektor ein bestimmtes Reduktionsziel zu erreichen, sondern beziehen sich auf alle Energiesektoren. Wie in Kapitel 7.2 und 7.3 dargestellt wurde, erreichen die Szenarien Öko-Potenzial und Politik-R40 in Bezug auf das gesamte Energiesystem das 25%-Ziel. Beide Szenarien des Öko-Instituts sowie beide Politiksznarien erreichen auch das Kyotoziel bis 2010 (vgl. Abbildung 7.18 und Abbildung 7.23). Somit wurde bei diesen Szenarien im Stromsektor eine möglichst hohe Emissionsminderung realisiert, damit die CO₂-Emissionen des in den jeweiligen Studien eigentlich betrachteten gesamten Energiesystems die Zielvorgaben erreichen können, obwohl die anderen Sektoren weniger Einsparung bzw. sogar eine Zunahme aufweisen.

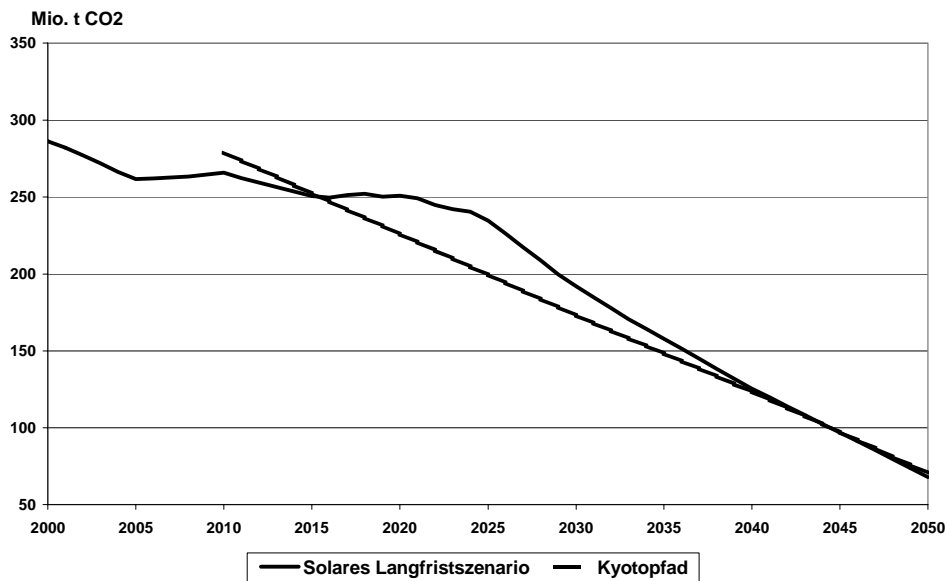
Das Szenario Öko-Politik zeigt, dass es ausreicht, die Kernenergie durch Erdgas zu ersetzen und den Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Ausnutzung

der Einsparpotenziale moderat anzugehen. Dadurch werden die Emissionsziele für den Stromsektor weitgehend erreicht, eine eventuelle Selbstverpflichtung der Stromwirtschaft in dieser Größenordnung wäre realistisch. Für die anderen Sektoren des Energiesystems werden in diesem Szenario allerdings geringere Reduktionsleistungen erwartet, so dass bei einer Betrachtung aller energiebedingten CO₂-Emissionen beide Klimaziele bis 2005 bzw. 2020 verfehlt werden.

In der obigen Abbildung 8.30 fällt die große Bandbreite zwischen den beiden Szenarien der Studie Energiewende 2020 und umgekehrt die geringe Bandbreite zwischen den Szenarien Politik-R30 und Politik-R40 auf. Hier drückt sich die jeweils unterschiedliche strategische Konzeption der Szenarien aus. Die Szenarien Öko-Politik und Öko-Potenzial stellen bewusst eine Alternative dar zwischen einer zukünftigen Entwicklung im Szenario Öko-Politik, „die auf der Grundlage heute geplanter und diskutierter politischer Strategien und Instrumente als möglich erscheint“ [Öko-Institut (2000), S. 52] und zukünftigen Entwicklungen im Szenario Öko-Potenzial, „die sich vor dem Hintergrund derjenigen technischen Entwicklungspotenziale ergeben, die unter Maßgabe der vorgegebenen Ziele – aus volkswirtschaftlicher Sicht effizient umgesetzt werden können, deren instrumentelle Umsetzbarkeit jedoch nicht eingehend beschrieben bzw. geprüft ist“ [ebd.]. Die Szenarien Politik-R30 und Politik-R40 dagegen sind konzipiert, um eine Reduktion der CO₂-Emissionen im gesamten Energiesektor von 30% bzw. 40% zu erreichen und können daher durch die geringe Differenz der Zielvorgabe auch konzeptionell nahe beieinander liegen.

Das solare Langfristszenario stellt im Rahmen dieses Emissionsvergleiches einen Sonderfall dar, da es nicht den Anspruch erhebt, für die vergleichsweise kurzfristigen Reduktionsziele bis 2005 bzw. 2020 konzipiert worden zu sein. Die folgende Abbildung zeigt, dass es das Ziel dieses Szenarios ist, das Reduktionsziel bis 2050 in Höhe von 80% zu erreichen. Dies gelingt im Stromsektor weitgehend und in dem in der Studie betrachteten gesamten Energiesystem fast vollständig. Dazu wird in dem Szenario konsequent auf den Ausbau von Photovoltaik bzw. solarthermischer Stromerzeugung gesetzt.

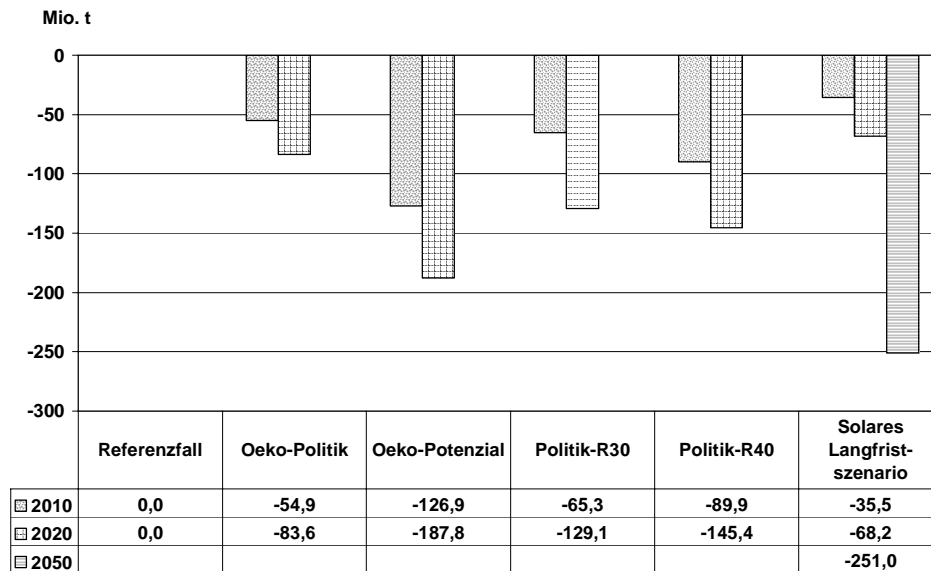
Abbildung 8.31 CO₂-Emissionen des solaren Langfristszenarios



Quelle: Eigene Berechnungen.

Das solare Langfristszenario ist so ausgelegt, dass bis 2025 eine Umstrukturierung der Stromerzeugung stattfindet, die wegen der geringen Rückführung der Kohleverstromung in der Summe nur eine geringe CO₂-Reduktion zur Folge hat. Der Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2025 ist enorm, hat aber keinen durchschlagenden Effekt auf die Emissionen, wohl aber auf die Gesamtkosten der Stromerzeugung, wie im nächsten Kapitel gezeigt wird. Zwischen 2025 und 2050 erfolgt der eigentliche Umbau des Erzeugungssystems, bei dem die Kohleverstromung stark zurückgenommen wird und die erneuerbaren Energien extrem zunehmen. Durch diese Umstrukturierung kann in den Jahren bis 2050 die Reduktion der CO₂-Emissionen von rund 73% im Stromsystem bzw. 80% im gesamten Energiesystem (vgl. dazu Abbildung 7.26) erreicht werden.

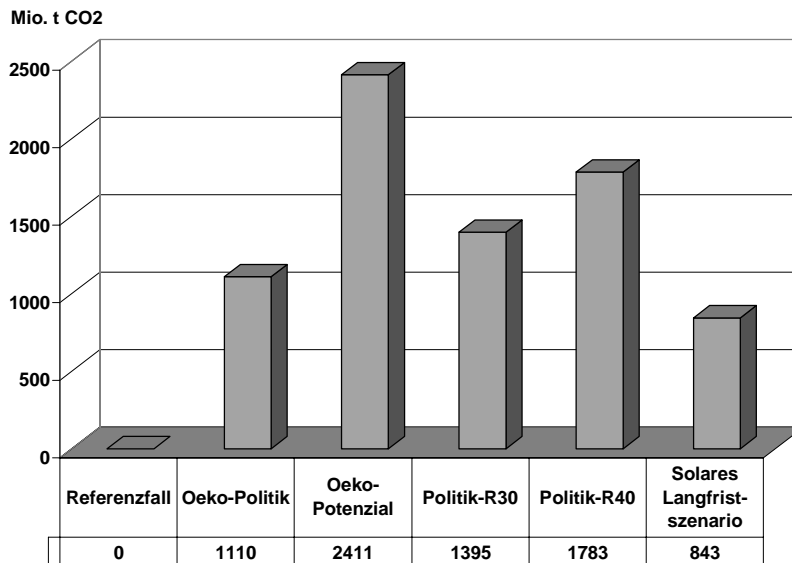
Die folgende Abbildung 8.32 zeigt die kumulierte Reduktion der CO₂-Minderung in den Reduktionsszenarien im Vergleich zum Referenzfall.

Abbildung 8.32 Kumulierte Differenz der CO₂-Emissionen


Quelle: Eigene Berechnungen.

Die als Differenz zum Referenzfall ausgedrückte CO₂-Reduktion beträgt in 2010 bei den mittelfristig ausgelegten vier Reduktionsszenarien zwischen knapp 55 Mio.t (Szenario Öko-Politik) und knapp 127 Mio. t (Szenario Öko-Potenzial). Das solare Langfristszenario erreicht in 2010 aus den dargelegten Gründen nur eine Reduktion von 35 Mio. t. In 2020 wird die Reduktion der jährlichen CO₂-Emissionen in den Szenarien Öko-Potenzial, Politik-R30 und Politik-R40 jeweils um rund 60 Mio.t gesteigert, in den beiden anderen Reduktionsszenarien dagegen nur um ca. 30 Mio. t. Dies zeigt, wie konsequent die Umstrukturierung des Stromsektors in diesen drei Szenarien angegangen wird. Das gilt insbesondere für das Szenario Öko-Potenzial, dessen CO₂-Reduktion in 2020 mit knapp 188 Mio. t nur gut 60 Mio. t unter der Reduktion liegt, die das solare Langfristszenarios in 2050 realisiert.

Über den gesamten Zeitraum bis 2020 kumuliert ergeben sich die in der folgenden Abbildung 8.33 abgetragenen CO₂-Einsparungen. Die Differenz der eingesparten CO₂-Menge zwischen dem Referenzfall und dem Szenario Öko-Potenzial beträgt gut 2.400 Mio. t. Die Größenordnung dieser Differenz wird deutlich, wenn man bedenkt, dass dies in etwa der achtfachen Menge der derzeitigen jährlichen CO₂-Emissionen des Stromsektors entspricht.

Abbildung 8.33 Kumulierte Reduktion der CO₂-Emissionen 1999-2020

Quelle: Eigene Berechnungen.

8.4. Vergleich der Gesamtkosten

Die zukünftigen Kosten der Stromerzeugung wurden in den hier verglichenen Szenarien sehr unterschiedlich berücksichtigt. In der Studie ‚Solares Langfristszenario‘ werden Gesamtkosten und Erlöse nur für die erneuerbaren Energien ermittelt und Überlegungen zu der Finanzierung der Deckungslücke angestellt [Nitsch u.a. (1998), S. 51 ff.]. In der Studie ‚Energiewende 2020‘ wird angeführt, dass ein einheitlicher Bezugsrahmen für Kostenangaben in den diversen Arbeiten, aus denen die dort definierten Szenarien abgeleitet wurden, nicht zu finden war [Öko-Institut (2000), S. 53]. Darüber hinaus wird auf die Schwierigkeiten zur Bestimmung von Gesamtkosten im Modellexperiment I verwiesen, dessen Ergebnisse zu den kumulierten Kosten sich um bis zu dem Faktor 7 unterscheiden [ebd.]⁶³ Mit diesen beiden Begründungen wird in dieser Studie auf die Entwicklung eines einheitlichen Kostenrahmens zur Bestimmung der Kosten der Stromerzeugung in den Szenarien verzichtet.

In der Studie ‚Politikszenerarien‘ finden sich Angaben zu den sektoralen Mehrkosten des Umwandlungssektors [Politikszenerarien (1999), Tab. 2-19]. Diese werden für die beiden Jahre 2010 und 2020 ausgewiesen als Differenz zwischen den Kosten in den Reduktionsszenarien und denjenigen im Modell-Basis-Szenario. Für das 30%-Reduktionsszenario betragen die Mehrkosten in 2010 1,12 Mrd. DM95, in 2020 1,88 Mrd. DM95. Für das 40%-Reduktionsszenario mit auslaufender Kern-

⁶³ An diesem ersten Modellexperiment haben drei Energiesystemmodelle und fünf Energiewirtschaftsmodelle teilgenommen, die sich in methodischer Hinsicht erheblich unterscheiden [vgl. Forum (1999)].

energienutzung werden für 2010 0,77 Mrd. DM95 und für 2020 2,70 Mrd. DM95 ausgewiesen [ebd.].⁶⁴ Darüber hinaus werden die durchschnittlichen spezifischen Kosten der CO₂-Vermeidung ausgewiesen, die sich in Bezug auf den Umwandlungssektor im 30%-Reduktionsszenario zwischen 13 DM/t CO₂ (2010) und 21 DM/t (2020) bewegen. Für das 40%-Reduktionsszenario liegen sie mit 62 DM/t CO₂ (2010) bzw. 121 DM/t CO₂ (2020) höher [Politiksznarien (1999), Tab. 2-20].

Ein direkter Vergleich der dort ausgewiesenen Mehrkosten bzw. der spezifischen Vermeidungskosten mit den entsprechenden Werten, die in dieser Untersuchung errechnet wurden, ist nicht möglich. Das Basisszenario der Studie ‚Politiksznarien‘ unterscheidet sich erheblich von dem hier gewählten Referenzfall, so dass die als Differenzkosten ausgewiesenen Kosten nicht vergleichbar sind. Darüber hinaus waren bei der Übertragung der Daten zum Stromsektor aus der Studie Veränderungen an den Szenarien erforderlich (vgl. dazu 7). Beispielsweise führt die Verwendung der Stromnachfrageentwicklung der Prognos-Studie als Referenzsystem in dem hier angestellten Szenarienvergleich dazu, dass in den Szenarien Politik-R30 und Politik R-40 Stromeinspartetechnologien zum Einsatz kommen, die die Kosten der Stromerzeugung bzw. der CO₂-Vermeidung erhöhen.

Das EMS-Modell errechnet die Gesamtkosten eines Szenarios als Summe aus den Brennstoffkosten, den Betriebskosten sowie den Kapitalkosten. Diese drei Kostenarten werden jeweils getrennt für alte Kraftwerke, die schon vor dem Beginn des Betrachtungszeitraumes im Bestand waren, und für neue Kraftwerke, die im Zeitablauf neu in den Bestand kommen, berechnet und letztlich summiert. Abgezogen werden von dieser Kostensumme die Gutschrift für den Wärmeverkauf aus KWK-Anlagen sowie die Gutschrift für vermiedene Netznutzung. Die Summe der Gesamtkosten über den Betrachtungszeitraum wird saldiert mit dem noch nicht abgeschriebenen Kapitalwert des nach dem letzten Jahr der Berechnungen verbleibenden Kraftwerksbestandes.

Von den jeweiligen jährlichen Gesamtkosten der Szenarien werden die entsprechenden Gesamtkosten des Referenzfalls abgezogen, so dass sich die jährlichen Differenzkosten ergeben. Diese sind kumuliert über den Betrachtungszeitraum in der folgenden Tabelle 8.26 ausgewiesen.

⁶⁴ Eine Erklärung dafür, dass die Kosten in 2010 im 40%-Reduktionsszenario unter denen des 30%-Reduktionsszenarios liegen, wird in der Studie nicht gegeben.

Tabelle 8.26 Vergleich der Differenzkosten der Reduktionsszenarien

[Mrd. DM]	Kumulierte Differenzkosten	Kumulierte abdiskontierte Differenzkosten
Referenzfall	0	0
Öko-Politik	134,0	74,7
Öko-Potenzial	398,9	209,9
Politik-R30	210,2	112,5
Politik-R40	257,3	139,0
Solares Langfristszenario	241,9	114,3
Quelle: Eigene Berechnungen.		

Grundsätzlich können Kosten verschiedener Perioden nur dann korrekt miteinander verrechnet werden, wenn ein entsprechender Zinssatz berücksichtigt wird. Dieser ist bei den Werten in der Tabelle zu den kumulierten Differenzkosten auf 0% gesetzt, bei den Werten zu den abdiskontierten kumulierten Differenzkosten auf 5%.

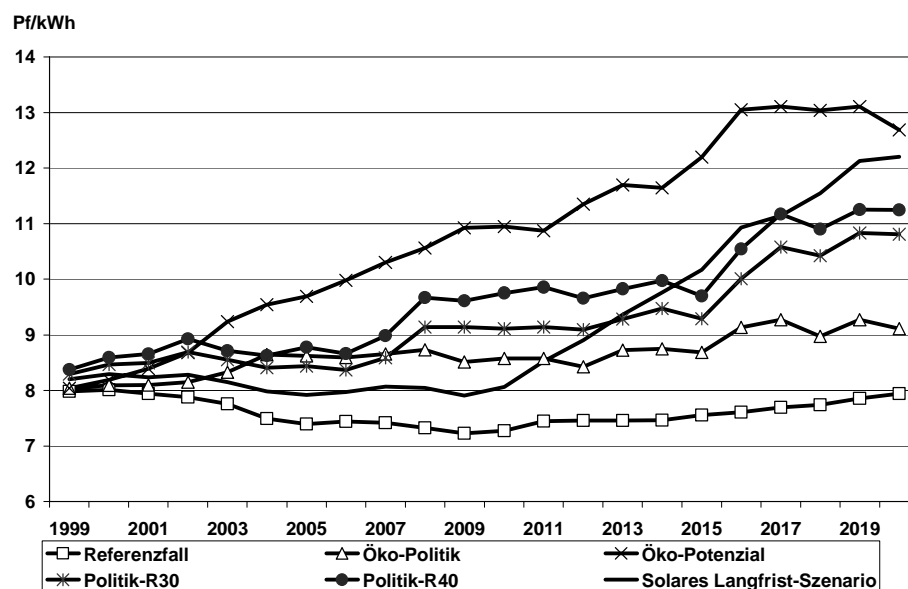
Der Vergleich der kumulierten Differenzkosten zeigt zunächst erwartungsgemäß, dass alle Szenarien im Vergleich zum Referenzfall Mehrkosten verursachen und abgesehen vom solaren Langfristszenario mit zunehmender CO₂-Reduktion (vgl. dazu Abbildung 8.33) die Differenzkosten deutlich ansteigen. Die vom Öko-Institut untersuchte große Bandbreite einer Umstrukturierung des Erzeugungssystems führt im Vergleich beider Szenarien zu einem Ansteigen der Differenzkosten um das Dreifache. Ursache dafür ist die Einsparung der fast dreifachen Strommenge im Szenario Öko-Potenzial. Insgesamt werden kumuliert bis 2020 im Szenario Öko-Politik rund 660 TWh (5,6% der kumulierten Stromerzeugung) und im Szenario Öko-Potenzial knapp 1.900 TWh (15,8% der kumulierten Stromerzeugung) eingespart. Dabei kann die relativ geringe Stromeinsparung im Szenario Öko-Politik mit den vergleichsweise günstigen Einspartechnologien ESP1 und ESP2 erreicht werden, diejenige im Szenario Öko-Potenzial wegen der Mengenbegrenzung für die Techniken ESP1 und ESP 2 erfordert den Einsatz der wesentlich teureren Einspartechniken ESP3 bis ESP5 (vgl. dazu Tabelle 5.20). Die gesamten Kosten der Einsparung betragen im Szenario Öko-Potenzial rund 440 Mrd. DM, im Szenario Öko-Politik 136 Mrd. DM. Durch die höhere Stromeinsparung fallen im Szenario Öko-Potenzial allerdings auch weniger Brennstoffkosten sowie Kapital- und Betriebskosten für andere Kraftwerke an, so dass sich die Differenz der Gesamtkosten zwischen den beiden Szenarien auf 265 Mrd. DM reduziert. Diese Summe verteilt auf den Betrachtungszeitraum ergibt im Durchschnitt zusätzliche jährliche Kosten in Höhe von rund 12 Mrd. DM.

Die in den Szenarien Politik-R30 und Politik-R40 untersuchte Bandbreite zwischen einer 30 und 40%igen Reduktion lässt die Differenzkosten im Vergleich beider Szenarien um ein Viertel ansteigen. Dieser Anstieg kann nicht einer einzelnen Ursache zugeordnet werden, sondern ergibt sich aus Steigerungen bei den Brennstoff-, Kapital- und Betriebskosten der Kraftwerke, bedingt durch den höheren Einsatz von KWK und erneuerbaren Energien. Die kumulierte Menge eingesparten Stroms liegt im Szenario Politik-R40 um 5% höher als im Szenario Politik-R30 und trägt mit insgesamt rund 16 Mrd. DM zur Kostendifferenz zwischen den beiden Szenarien bei.

Die Differenzkosten des solaren Langfristszenarios liegen mit 90,9 Mrd. DM vergleichsweise hoch, zumal, wie im vorigen Kapitel beschrieben, die CO₂-Reduktion im Vergleich zum Referenzfall niedrig ausfällt. Die Differenzkosten sind trotz der wesentlich geringeren Brennstoffkosten aufgrund der hohen Kapitalkosten so hoch. Diese liegen im Vergleich zum Referenzfall um 240 Mrd. DM höher und fallen, wie der abdiskontierte Wert schon tendenziell zeigt, insbesondere gegen Ende des Betrachtungszeitraumes zwischen 2010 und 2020 an. Rund 73% dieser zusätzlichen Kapitalkosten werden allein durch den Ausbau der Photovoltaik verursacht.

Werden die jährlichen Gesamtkosten der Szenarien auf die produzierte Strommenge bezogen, ergeben sich die spezifischen Stromgestehungskosten, die in der folgenden Abbildung 8.34 abgetragen sind.

Abbildung 8.34 Vergleich der spezifischen Stromgestehungskosten 1999 - 2020



Quelle: Eigene Berechnungen.

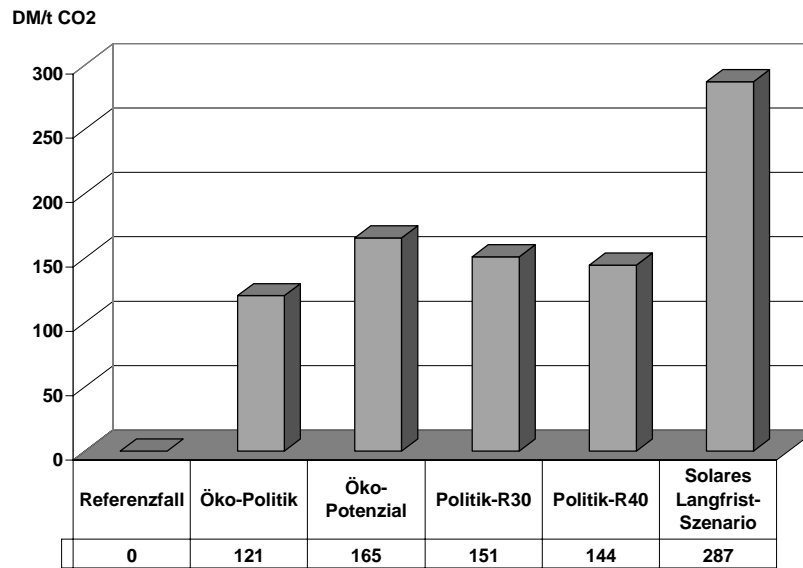
Der in der Abbildung gezeigte Verlauf der spezifischen Stromgestehungskosten im Referenzfall spiegelt die dortige Entwicklung des Kraftwerksparks wieder. Das ers-

te Jahrzehnt ist gekennzeichnet durch wenig Zubau von Kraftwerken und damit einem Rückgang der durchschnittlichen Kapitalkosten, was zum entsprechenden Rückgang der spezifischen Stromgestehungskosten führt. Im zweiten Jahrzehnt stehen Ersatzinvestitionen für abgehende Kernkraftwerke an. Die höheren Kapitalkosten dieser neuen Kraftwerke führen in Verbindung mit den anziehenden Brennstoffpreisen zu einem Anstieg der Stromgestehungskosten. Letztlich bewegen sich die spezifischen Gestehungskosten über den Betrachtungszeitraum von 21 Jahren in einer engen Bandbreite von 7,2 – 8,0 Pf/kWh.

Im Vergleich dazu liegt das Szenario Öko-Politik über den Betrachtungszeitraum mit rund einem Pfennig pro Kilowattstunde höher. Die in diesem Szenario erfolgten Umstrukturierungen verteuern die Stromproduktion nicht wesentlich und führen dennoch zu den notwendigen CO₂-Reduktionen zumindest im Stromsektor. Die anderen Szenarien verteuern insbesondere zum Ende des Betrachtungszeitraums die Stromproduktion zunehmend, da dann neben dem Ersatz aus dem Bestand gehender Kapazitäten die jeweiligen Reduktionsziele nur noch mit teureren Maßnahmen erreicht werden können.

Die im Szenario Öko-Potenzial durch Einsparung und durch den Einsatz der erneuerbaren Energien erreichte hohe CO₂-Reduktion bewirkt von Anfang an die höchste Kostensteigerung, die die Stromgestehungskosten um bis zu 5,4 Pf/kWh im Vergleich zum Referenzfall verteuert. Das solare Langfristszenario weist ab 2010 eine stetige und drastische Zunahme der spezifischen Kosten auf, da hier, wie schon erwähnt, mit dem Kapazitätsaufbau von Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken begonnen wird. Im Verlauf von 1999 bis 2050, der aus Gründen der besseren Skalierung der Kurven nicht in der Grafik dargestellt ist, verdoppeln sich die spezifischen Kosten der Stromerzeugung auf 19,2 Pf/kWh.

In der folgenden Abbildung 8.35 werden die ermittelten kumulierten Differenzkosten mit den kumulierten und als Differenz zum Referenzfall ausgedrückten vermiedenen CO₂-Mengen in Beziehung gesetzt, so dass sich die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten als Durchschnitt über den Betrachtungszeitraum ergeben. Die spezifischen Vermeidungskosten für das Jahr 2050 im solaren Langfristszenario lassen sich so nicht berechnen, da der Referenzfall sich nur bis 2020 erstreckt.

Abbildung 8.35 Vergleich der spezifischen CO₂-Vermeidungskosten 1999-2020

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die spezifischen Vermeidungskosten der Reduktionsszenarien liegen gemittelt über den Betrachtungszeitraum abgesehen vom solaren Langfristszenario in einer Bandbreite von 121 bis 165 DM/t CO₂.

Die niedrigsten spezifischen Vermeidungskosten weist das Szenario Öko-Politik auf. Das heißt, dass die Emissionsreduktion in diesem Szenario mit vergleichsweise günstigen Maßnahmen erreicht wird. Dies ist auch plausibel, da die absolut vermiedene Menge im Vergleich zu den anderen Szenarien gering ist (vgl. Abbildung 8.33). Deshalb kann in diesem Szenario die Emissionsreduktion mit den günstigsten Maßnahmen erreicht werden.

Die spezifischen Vermeidungskosten der Szenarien Politik-R30 und Politik-R40 liegen im Mittelfeld. Dabei ist es zunächst verwunderlich, dass das Szenario Politik-R30, das in absoluten Beträgen weniger CO₂ vermeidet als das Szenario Politik-R40, etwas höhere Kosten aufweist. Es wäre zu vermuten, dass im Szenario Politik-R30 zunächst kostengünstigere Vermeidungsoptionen gewählt werden und erst mit einem höheren Reduktionsziel, wie es dem Szenario Politik-R40 zugrunde liegt, auch die kostenintensiveren Maßnahmen in Anspruch genommen werden. Grundsätzlich trifft dies in beiden Szenarien auch zu, wie beispielsweise an den Anteilen der erneuerbaren Energien an der Nettostromerzeugung abzulesen ist (vgl. Tabelle 8.28). Jedoch wird in den beiden Szenarien die Entwicklung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung unterschiedlich und in Bezug auf die spezifischen Vermeidungskosten in gewisser Weise unsystematisch abgebildet. Das liegt daran, dass die Kraft-Wärme-Kopplung nicht vom IKARUS-Modell innerhalb der Szenarien modelliert wurde, sondern deren Stromproduktion den Ergebnistabellen beigegeben wurde (vgl. 7.3). Der wesentlich höhere Anteil der KWK an

der Stromerzeugung im Szenario Politik-R40 stellt aber eine sehr kostengünstige Art der Vermeidung von CO₂-Emissionen dar und kompensiert die Mehrkosten im Vergleich zum Szenario Politik-R30 für den höheren Ausbau der erneuerbaren Energien.

Die absolut vermiedenen CO₂-Mengen sind in den beiden Szenarien Politik-R30 und Politik-R40 abgesehen vom Szenario Öko-Potenzial die höchsten (vgl. Abbildung 8.33). Dies zeigt, dass der Ersatz der Steinkohleverstromung durch Erdgasverstromung, wie er in den beiden Szenarien modelliert ist, eine günstige Option zur CO₂-Vermeidung darstellt. Wird diese Strategie des Brennstoffwechsels nicht oder nur in einem geringeren Ausmaß verfolgt, müssen teurere Optionen zur CO₂-Vermeidung wie Einsparung und der Ausbau der erneuerbaren Energien gewählt werden, wie dies beispielsweise im Szenario Öko-Potenzial der Fall ist. Dieses Szenario erreicht die größte kumulierte Einsparung an CO₂-Emissionen bis 2020, ragt aber mit spezifischen Vermeidungskosten von 165 DM pro t CO₂ heraus, da hier der vergleichsweise hohe Anteil der Stromeinsparung und auch der hohe Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung an der Gesamterzeugung erhebliche Kosten verursacht.

Der im solaren Langfristszenario erfolgte ambitionierte Ausbau der Photovoltaik und der solarthermischen Erzeugung verursacht durch die entstehenden Kapitalkosten die höchsten spezifischen Vermeidungskosten. Denn den Kapitalkosten steht wegen der vergleichsweise geringen Vollbenutzungsdauer dieser Technologien nur eine geringe Stromproduktion und damit eine geringe CO₂-Einsparung gegenüber. Die in diesem Szenario erreichte Emissionsreduktion könnte mit der gleichen Menge Strom aus Windenergie (inländisch und importiert) wesentlich kostengünstiger erbracht werden.

8.5. Sensitivitätsrechnung zu den Brennstoffkosten

Alle Szenarien wurden wie mit den in Kapitel 5.4.3 beschriebenen zwei Varianten einer Brennstoffpreisentwicklung gerechnet. Da es sich dabei im Wesentlichen um die Eskalation des Gaspreises handelt, drückt die Variante „H“ letztlich das Gaspreisrisiko der Szenarien aus. Das heißt, wenn in den Szenarien ein Brennstoffwechsel von Kohle zu Erdgas erfolgt, stellt dies bei einer moderaten Steigerung des Gaspreises eine günstige Option zur CO₂-Vermeidung dar. Diese Abhängigkeit der Kosten der Stromerzeugung vom Gaspreis führt dann zu einem Kostennachteil, wenn der Gaspreis stärker eskaliert. In der folgenden Tabelle ist die über den Betrachtungszeitraum bis 2020 kumulierte Differenz zwischen den jeweiligen Varianten „K“ und „H“ eines Szenarios, also nicht die Differenz zum Referenzfall, gelistet.

Tabelle 8.27 Differenzkosten zwischen Energiepreisvariante „K“ und „H“

Szenario	Differenzkosten [Mrd. DM]
Referenzfall	66,1
Öko-Politik	61,4
Öko-Potenzial	47,9
Politik-R30	66,1
Politik-R40	61,1
Solares Langfristszenario	70,1
Quelle: Eigene Berechnungen.	

Die Ergebnisse zeigen, dass das Brennstoffpreisrisiko in allen Szenarien vergleichsweise gering ausfällt und nur rund 1,5% der kumulierten Gesamtkosten ausmacht. Dabei liegen die Mehrkosten höher, wenn in den Szenarien der Anteil der fossilen Kraftwerke groß ist, denn die Brennstoffpreiseskalation betrifft Steinkohle und insbesondere Erdgas. Die Verstromung von Erdgas nimmt in allen Szenarien zu, dabei handelt es sich aber zu einem großen Teil um Kraft-Wärme-Kopplung. Bei der gekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom wird dem Kraftwerk jedoch eine Gutschrift für die erzeugte Wärme angerechnet, die ebenfalls mit dem Gaspreis ansteigt, so dass das Szenario nur durch einen Teil der Brennstoffpreiserhöhung belastet wird. Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass sich die im Modell abgebildete Erzeugungsstruktur schneller an diskontinuierliche Änderungen der Brennstoffpreisstruktur anpassen kann, als der tatsächliche Kraftwerkspark einer Volkswirtschaft. Damit wird das Brennstoffpreisrisiko vom Modell tendenziell unterbewertet.

8.6. Zusammenfassung: Zur Philosophie der Szenarien

Hauptziel der hier vorliegenden Untersuchung ist es, vor dem Hintergrund der nationalen und internationalen Reduktionsziele für Klimagase mögliche Strategien aufzuzeigen, zu vergleichen und zu bewerten, wie der Stromsektor verändert werden kann, damit dessen CO₂-Emissionen reduziert werden können. Dazu wurde das EMS-Modell erstellt und so Parametrisiert, dass es den Stromsektor in Deutschland abbildet und dessen zukünftige Entwicklung in Form von Szenarien modellieren kann.

Die untersuchten Szenarien beinhalten die Strategien, wie der Stromsektor unter Zielen zur Emissionsminderung umgestaltet werden kann. Diese Szenarien wurden nicht selber formuliert, sondern es wurde eine Auswahl geeigneter Szenarien aus vorliegenden Studien entnommen. Da sich die betreffenden Studien mit dem gesamten Energiesektor befassen, wurden den Szenarien nur eine Ergebnisteilmenge zum Stromsektor entnommen. Für die Verbesserung der Szenarienvergleichbarkeit wurden Veränderungen an den Szenarienergebnissen vorgenommen. Somit sind die im EMS-Modell gerechneten Szenarien zwar nicht mehr mit den Originalszenarien vergleichbar, es ist aber in ihnen unverändert die ursprüng-

liche Strategie zur emissionsmindernden Umstrukturierung des Stromsektors vorhanden.

Der Vergleich dieser Szenarien mit einem einzigen Modell und damit in einem einheitlich definierten Rahmen von Parametern ermöglicht die Beantwortung der Fragen welche Strategien zur Emissionsminderung in den Szenarien verfolgt werden, welche Emissionsziele die Szenarien letztlich erreichen und welche Mehrkosten dabei im Vergleich zu einem Referenzfall entstehen.

Die folgende Tabelle 8.28 zeigt einen zusammenfassenden Ergebnisvergleich. Dort sind zunächst die Anteile der Stromerzeugung von Kohle, Gas und erneuerbaren Energien sowie die Anteile der Stromeinsparung an der vom Referenzfall vorgegebenen Stromnachfrage dargestellt, wie sie sich in den Szenarien im Jahr 2020 ergeben. Die Anteile der Stromerzeugung aus Kern- und Ölkraftwerken sind nicht aufgeführt, da sie in den Szenarien weitgehend gleich ausfallen. Die Tabelle zeigt zudem, welche Szenarien die Emissionsziele bis 2005, 2010 und 2020 erreichen und wie hoch die Emissionsvermeidung im Vergleich ausfällt (Rang 1 = höchste, Rang 5 = geringste kumulierte CO₂-Vermeidung gegenüber dem Referenzfall). Die vorletzte Spalte zeigt den Rang der Szenarien in Bezug auf die Differenzkosten (vgl. dazu Tabelle 8.26), die letzte Spalte zeigt die Rangfolge bei den spezifischen Vermeidungskosten (vgl. dazu Abbildung 8.35) im Vergleich zum Referenzfall (Rang 1 = niedrigste Kosten, Rang 5 = höchste Kosten).

Tabelle 8.28 Vergleich der Szenarienergebnisse

Szenario	Erzeugungsstruktur 2020. Anteile an der Nettostromerzeugung 1)				Emissionsziele / CO ₂ -Reduktion				Differenzkosten	Spez. Vermeidungsk.
	Kohle	Gas	EEG ²⁾	ESP ²⁾	25% 2005	Kyoto 2010	Kyoto 2020	Rang		
Referenz	58%	20%	12%	0%	Nein	Nein	Nein	-	-	-
Öko-Politik	35%	34%	15%	7%	Ja	Ja	Nein	4	1	1
Öko-Potenzial	17%	29%	18%	27%	Ja	Ja	Ja	1	5	4
Politik-R30	21%	39%	11%	19%	Ja	Ja	Ja	3	2	3
Politik-R40	18%	40%	14%	20%	Ja	Ja	Ja	2	4	2
Solares Langfrist-szenario	41%	27%	21%	0%	Ja	Ja	Nein	5	3	5

1) Die Anteilswerte der Erzeugungsstruktur beziehen sich auf die Nettostromerzeugung des Referenzfalles und ergänzen sich nicht zu 100%, da in 2020 noch Strom aus Kernkraftwerken und Ölkraftwerken erzeugt wird.

2) Die Abkürzung EEG steht für erneuerbare Energien, die Abkürzung ESP für Stromeinsparung.

Quelle: Eigene Zusammenstellung.

Die Prognose der Prognos-Studie stellt beim Szenarienvergleich den Referenzfall dar und skizziert eine Entwicklung, wie sie sich ergeben kann, wenn an dem Kernenergieausstieg festgehalten wird und sich die klimapolitisch motivierte Beeinflussung des Stromsektors auf die ambitionierte aber nicht übermäßige Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erneuerbaren Energien reduziert. Dann stellen auch in 2020 die kostengünstigen fossilen Kraftwerkstechnologien und hier insbesondere die Kohle rund 80% der Stromerzeugung. Die CO₂-Reduktionsziele werden zwar verfehlt, die Gesamtkosten über den Betrachtungszeitraum dieser Untersuchung liegen aber um dreistellige Milliardenbeträge niedriger als in den Reduktionsszenarien.

Die Szenarien Öko-Politik und Öko-Potenzial fallen sehr unterschiedlich aus. Im Szenario Öko-Politik erfolgt eine Reduktion der Kohleverstromung zugunsten der Erdgasverstromung. Bemerkenswert ist der im Vergleich zum Referenzfall höhere Anteil der erneuerbaren Energien in 2020. Dahinter verbirgt sich aber im Wesentlichen die kostengünstige Wasserkraft und die Windenergie. Der Stromverbrauch liegt in diesem Szenario nur wenig unterhalb des Referenzfalls, weshalb die eher kostenintensiven Einspartechnologien nur wenig in Anspruch genommen werden. Diese Maßnahmen reichen aus, um das nationale Emissionsziel und das Kyotoziel in 2010 zu erreichen. Durch den allerdings auch in 2020 noch recht hohen Anteil der Kohleverstromung wird das Kyotoziel in 2020 knapp verfehlt. Das Szenario stellt in Bezug auf die Gesamtkosten und die spezifischen Vermeidungskosten die kostengünstigste Variante der Umstrukturierung des Energiesystems dar. Die Philosophie dieses Szenarios ist es, möglichst wenig an der bestehenden Struktur zu ändern. Wenn Änderungen zur Erreichung der Klimaschutzziele unvermeidlich sind, wird von den - aus kurzfristiger Perspektive zumindest - kostengünstigsten Maßnahmen gebrauch gemacht. Dabei wird nicht berücksichtigt, dass die im Jahr 2020 dann bestehende Kraftwerksstruktur nicht unbedingt geeignet ist, noch weitergehende Reduktionsziele in den Folgejahren zu erreichen. Somit wird dieses Szenario seinem Namen „Politik“ gerecht.

Im Szenario Öko-Potenzial wird die Verstromung der Kohle bis 2020 erheblich reduziert, ein größerer Ausbau der Erdgasverstromung erfolgt aber nicht. Da über den Betrachtungszeitraum der Stromverbrauch im Referenzfall ansteigt und die Kernenergienutzung fast ausläuft, ergibt sich dadurch eine erhebliche Lücke. Diese wird durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und insbesondere durch eine hohe Stromverbrauchseinsparung gefüllt, die in diesem Szenario höher als bei den anderen Szenarien ausfällt. Die Innovation dieses Szenarios beschränkt sich somit darauf, angesichts der Emissionen der fossilen Stromerzeugung soviel Stromverbrauch einzusparen, dass fossile Kraftwerke auch bei einem Ausstieg aus der Kernenergie abgeschaltet werden können. Damit kann das Szenario nicht nur alle Reduktionsziele erreichen, es realisiert auch die höchste absolute CO₂-Einsparung bis 2020 und ist somit in Bezug auf den Klimaschutz am erfolgreichsten.

Diesem Ansatz stehen hohe Differenzkosten gegenüber, die nur von dem solaren Langfristszenario noch übertroffen werden. Die in der Abbildung 8.34 dargestellte annähernde Verdopplung der spezifischen Stromgestehungskosten dieses Szenarios bis 2020 wird die Strompreise erhöhen, wobei eine vollständige Überwälzung auf den Sektor der privaten Haushalte unwahrscheinlich ist. Somit wird nicht nur dem Haushaltssektor Kaufkraft entzogen, sondern es wird auch zu einem gewissen Teil die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft durch höhere Strompreise beeinträchtigt. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass Strom für die Volkswirtschaft zwar eine zentrale Rolle für die Produktion von Gütern und Dienstleistungen spielt, dass aber das Anlagevermögen und die Wertschöpfung des Stromsektors nur einen kleinen Teil der entsprechenden Größen der gesamten Volkswirtschaft ausmachen. Somit relativieren sich die in diesem Szenarienvergleich errechneten Differenzkosten erheblich. Selbst die knapp 400 Mrd. DM Mehrkosten des Szenarios Öko-Potenzial ergeben überschlägig verteilt auf den Betrachtungszeitraum nur 20 Mrd. DM pro Jahr und damit eine Summe, die im Promillebereich des Sozialproduktes liegt. Alle vorgestellten Szenarien sind somit ohne größere volkswirtschaftliche Verwerfungen umsetzbar.

Fraglich ist jedoch die isolierte nationale Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen für das Szenario Öko-Potenzial. In einem liberalisierten Strommarkt wären die Differenzen zu ausländischen Strompreisen nur durch eine Abgrenzung des deutschen Strommarktes haltbar oder es müsste die Differenz durch staatliche Ausgleichszahlungen nivelliert werden. Beides scheint im Kontext der Europäischen Union unmöglich.

Es stellt sich zudem die Frage, ob die zur Umsetzung notwendigen Maßnahmen überhaupt realisierbar sind. Das Szenario setzt eine enorm hohe Stromeinsparung bis 2020 voraus. Die Einsparung bei den Haushalten (-61%) kann nicht mehr allein mit stromsparenden Technologien erreicht werden, sondern bedingt auch erhebliche Verhaltensänderungen der Menschen. Die Stromeinsparung im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen fällt mit 32% ebenfalls hoch aus. Letztlich setzt das Szenario auf ein anderes Menschenbild und auf eine andere Gesellschaft, in der klimapolitischen Zielen eine hohe Priorität eingeräumt wird. Ob die erforderlichen Maßnahmen für dieses Szenario bis zum Jahr 2020, also innerhalb einer Generation, durchsetzbar sind, muss bezweifelt werden.

Die Szenarien Politik-R30 und Politik-R40 reduzieren die Kohleverstromung bis 2020 beinahe ebenso drastisch, wie das Szenario Öko-Potenzial. Allerdings wird als Ersatz lediglich die kostengünstige Erdgasverstromung ausgebaut. Die Szenarien weisen entsprechend in 2020 die höchsten Anteile bei der Erdgasverstromung auf. Der Ausbau der erneuerbaren Energien fällt im Vergleich zu den anderen Szenarien am geringsten aus und betrifft im Wesentlichen die Windenergie. Durch die nicht unerhebliche Stromeinsparung in Verbindung mit einer Ausweitung der Stromerzeugung in KWK erreichen beide Szenarien alle drei Reduktionsziele und liegen dabei in Bezug auf die Mehrkosten im Vergleich zum Referenzfall im Mittel-

feld. Im Vergleich zum Szenario Öko-Potenzial, das auch alle drei Reduktionsziele erreicht, sind sie erheblich günstiger.

Somit wird in beiden Szenarien eine wenig innovative, aber dafür praktikable Strategie skizziert, wie die Emissionsziele zu erreichen sind: Die Reduktion der Kohleverstromung erfolgt zu Gunsten der Erdgasverstromung mit hohem Anteil an KWK und wird verbunden mit einem Ausbau der kostengünstigsten Variante der erneuerbaren Energien und der Nutzung von Stromeinsparpotenzialen. Der Unterschied zwischen beiden Szenarien besteht darin, dass das Szenario Politik-R40 eine höhere Emissionsvermeidung im Stromsektor realisiert, so dass die vorgegebenen Reduktionsziele auch in Bezug auf den gesamten Energiesektor erreicht werden (vgl. dazu Kapitel 7.3) können.

Das solare Langfristszenario stellt einen Sonderfall dar, da es den langfristigen und weitgehenden Umbau der Stromerzeugung bis 2050 anvisiert. Die anfängliche Reduktion der Kohleverstromung in Verbindung mit dem Ausbau der KWK reichen aus, die Klimaziele zumindest bis 2010 zu erreichen. Der Stromverbrauch bis 2020 entspricht weitgehend dem des Referenzfalles. Der Ausbau der erneuerbaren Energien fällt im Vergleich zu den anderen Szenarien am größten aus, kann aber nicht die hohen Emissionen der fossilen Erzeugung ausreichend kompensieren, um das Klimaziel in 2020 zu erreichen. Da in diesem Szenario die Photovoltaik den größten Teil dieser erneuerbaren Energien stellt, entstehen auch besonders hohe Kosten, denen nur eine vergleichsweise geringe Stromproduktion gegenübersteht. Entsprechend hoch fallen die spezifischen Vermeidungskosten aus.

Die Philosophie dieses Szenarios ist also eine gänzlich andere. Es zielt darauf ab, Strombedarf und Klimaschutz langfristig miteinander zu verbinden, indem eine innovative Stromerzeugungsstruktur anvisiert wird, in der die fossilen Energieträger nur noch eine unbedeutende Rolle spielen. Dazu werden parallel zum Abgang der konventionellen Kraftwerke über einen Zeitraum von Jahrzehnten Kapazitäten an erneuerbaren Energien aufgebaut, die enorm hohe Kapitalkosten verursachen, deren Stromproduktion aber völlig emissionsfrei ist. Dieser radikale Umbau der Erzeugungsstruktur erstreckt sich vernünftigerweise auf die nächsten 50 Jahre und verursacht in den nächsten beiden Jahrzehnten vorerst vergleichsweise akzeptable Mehrkosten. Es bleibt aber wie bereits angeführt fraglich, ob eine Gesellschaft bereit ist, angesichts abstrakter CO₂-Minderungsziele allein im Zeitraum von 2010 bis 2020 einen Anstieg der spezifischen Stromgestehungskosten um 50% (um 100% bis 2040) hinzunehmen.

Die Szenarien zeigen, dass es nicht nur einen Weg gibt, die Emissionsziele zu erreichen, sondern mehrere recht unterschiedliche. Die Gesellschaft wird sich nicht nur hierzulande entscheiden müssen, wie ernst sie es mit der Klimaschutzpolitik nimmt. Sicherlich reichen bis zum Jahr 2020 die in den kostengünstigen Szenarien vorgeschlagenen Maßnahmen zunächst aus, ohne große Veränderungen im Lebensstil und ohne volkswirtschaftliche Strukturbrüche, einen ansehnlichen Beitrag zur Vorsorge angesichts des globalen Klimaproblems

chen Beitrag zur Vorsorge angesichts des globalen Klimaproblems zu leisten. Allerdings werden die bis 2020 neu errichteten Kraftwerke überwiegend auch in den folgenden Jahrzehnten bis 2050 vorhanden sein. Müssen die Emissionen dann bis 2050 tatsächlich um 80 % gesenkt werden, muss der Stromsektor hierzu einen entscheidenden Beitrag leisten. Unter diesem Gesichtspunkt sind es nur die Szenarien Öko-Potenzial und das solare Langfristszenario, die schon in 2020 einen innovativ umstrukturierten Stromsektor vorweisen, der bis 2050 entsprechend weiterentwickelt werden kann.

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob das langfristige Ziel der Emissionsreduktion nicht ohnehin besser in den Jahrzehnten nach 2010 oder sogar nach 2020 anvisiert werden sollte. Auch wenn die bis dahin errichteten Kraftwerke dann nicht ihre volle Nutzungsdauer erreichen, besteht die Möglichkeit, dass so die bis 2050 kumulierte Emissionsreduktion mit vergleichsweise geringeren Kosten erreicht werden kann. Diesen Zusammenhang zu untersuchen bleibt anderen Studien vorbehalten.

Literaturverzeichnis

- AGFW (1998) Arbeitsgemeinschaft Fernwärme – AGFW – e.V. bei der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.): Hauptbericht der Fernwärmeversorgung, Frankfurt, 1998.
- AGFW (2000) Arbeitsgemeinschaft Fernwärme – AGFW – e.V. bei der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.): Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien, Frankfurt, 2000.
- Allnoch (1999) Allnoch, N.: Zur Lage der Wind- und Solarenergienutzung in Deutschland. Herbstgutachten 1998/99, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48. Jg., H. 10, S. 660 - 666.
- Altner u.a. (1995) G. Altner, H. P. Dürr, G. Michelsen, J. Nitsch. „Zukünftige Energiepolitik – Vorrang für rationelle Energienutzung und regenerative Quellen.“ Economica-Verlag, Bonn, 1995.
- Altner u.a. (1998) G. Altner, H. P. Dürr, G. Michelsen. „Zukünftige Energiepolitik, Phase II: Handlungsprogramm, Juni 1998.
- Atomwirtschaft (2000) Jahrbuch der Atomwirtschaft 2000, 31. Jahrgang, Bonn, 2000.
- bei (1998) Pfaffenberger, W., Gerdey, H.-J.: Zur Bedeutung der Kernenergie für die Volkswirtschaft und die Umwelt. Zur Abschätzung der Kosten eines Ausstieges. Studie im Auftrag der VDEW, Bremen, 1998.
- bei (2000) Pfaffenberger, W., Gerdey, H.-J.. Volkswirtschaftliche Auswirkungen des Ausstieges der Schweiz aus der Kernenergie. Studie im Auftrag des Unterausschuss Kernenergie der Überlandwerke, Bremen, 2000.
- Bundesregierung (1990) Grundsatzbeschluss der Bundesregierung zu Zielvorstellungen für eine erreichbare Reduktion der CO₂-Emissionen vom 13. Juni 1990. Bonn, 1990.
- Bundesregierung (1990a) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 1990: Beschluss der Bundesregierung vom 7. November 1990 zur Reduzierung der CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2005 (Erster Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe "CO₂-Reduktion" auf der Grundlage des Beschlusses der Bundesregierung zu Zielvorstellungen für eine erreichbare Reduktion der CO₂-Emissionen vom 13. Juli 1990), Bonn, 1990.

- Bundesregierung (1991) Beschluss der Bundesregierung vom 11. Dezember 1991: Verminderung der energiebedingten CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland, auf der Grundlage des Zweiten Zwischenberichts der Interministeriellen Arbeitsgruppe "CO₂-Reduktion", Bonn, 1991.
- Bundesregierung (1994) Beschluss der Bundesregierung vom 29. September 1994 zur Verminderung der CO₂-Emissionen und anderer Treibhausgasemissionen in der Bundesrepublik Deutschland auf der Grundlage des Dritten Berichts der Interministeriellen Arbeitsgruppe "CO₂-Reduktion", Bonn, 1994.
- Bundesregierung (1997) Ursachen der CO₂-Entwicklung in Deutschland in den Jahren 1990 bis 1995 - Kurzfassung, Berlin und Karlsruhe, 1997.
- Bundesregierung (1997a) Beschluss der Bundesregierung vom 6.11.1997 zum Klimaschutzprogramm der Bundesrepublik Deutschland auf der Basis des Vierten Berichts der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“, Bonn, 1997.
- Bundesregierung (1998) Koalitionsvereinbarung zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands und Bündnis 90/Die Grünen. „Aufbruch und Erneuerung – Deutschlands Weg ins 21. Jahrhundert“, Bonn, 1998.
- Bundesregierung (1998a) Regierungserklärung von Bundeskanzler Gerhard Schröder vom 10. November 1998 vor dem Deutschen Bundestag. Verfügbar von: <http://www.bundesregierung.de/>, Abfragedatum 6.04.2001.
- Bundesregierung (1998b) Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Bundesgesetzblatt Jahrgang 1998 vom 24. April 1998, (BGBl I S. 730)1 (BGBl III 752-2).
- Bundesregierung (1998c) Koalitionsvereinbarung zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands und Bündnis 90/Die GRÜNEN. Bonn, 20. Oktober 1998. Verfügbar von <http://www.patent-net.de/politik/>, Abfragedatum 13.06.2001.
- Bundesregierung (1999) Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform vom 29. März 1999. Bundesgesetzblatt 1999, Teil I Nr. 14, Bonn.
- Bundesregierung (2000) Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000. Verfügbar von www.bundesregierung.de/dokumente/Artikel/ix_11324_1499.htm, Abfragedatum 13.06.2001.
- Bundesregierung (2000a) Nationales Klimaschutzprogramm. Beschluss der Bundesregierung vom 18. Oktober 2000. Fünfter Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“, Berlin, 2000.
- Bundesregierung (2000b) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Sonderteil Nr. 11/2000: Nationales Klimaschutzprogramm, Berlin, 2000.

- Bundesregierung (2000c) Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 12. Mai 2000. Bundesgesetzblatt 2000, Teil I Nr. 22, Bonn, S. 703-704.
- Cubasch u.a. (1995) U. Cubasch, B.D. Santer, G. C. Hegerl: Klimamodelle – Wo stehen wir? Physikalische Blätter, 51 (1995) Nr. 4.
- Dany u.a. (2000) Dany, G., Haubich, H.-J., Biermann, D., Krabs, M., Machate, R.-D., Sierig, J.: Wert der Windenergieeinspeisung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (50), Heft 1/2, 2000, S. 48-52.
- DEWI (1998) Schwenk, B., Rehfeldt, K.: Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen im Offshorebereich der norddeutschen Küstenlinie. DEWEK 1998 Tagungsband, S. 161 – 164.
- DEWI (2000) Deutsches Windenergie-Institut GmbH (Hrsg.): DEWI-Magazin. Windenergie – Wind Energy. 10 Jahrgang 2001, Nr. 18, Februar 2001.
- DIW (1995) IKARUS (Instrumente für Klimagasreduktionsstrategien, Abschlussbericht, Teilprojekt 3: „Primärenergie“, Fossile Energieträger und erneuerbare Energiequellen, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin, 1995.
- DIW (1999) Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Wochenbericht 6-99, Berlin, 1999.
- DIW (2000) Deutsches Institut für Wirtschaftsförderung / Öko-Institut: Zur ökonomischen Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung. Kurzexpertise im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung des Energiedialogs, Berlin, 2000.
- DIW (2001) Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Wochenbericht 5-01, Berlin, 2001.
- DLR u.a. (1999) Arbeitsgemeinschaft DLR, WI, ZSW, IWR, Forum. Projektleitung Nitsch, J., Fishedick, M.: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bonn, Münster, Stuttgart, Wuppertal, Oktober 1999.
- Energie Daten (2000) Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.): Energie Daten 2000, Bonn, 2000.
- Enquete (1990) Dt. Bundestag (Hrsg.): „Schutz der Erdatmosphäre: eine internationale Herausforderung“. Erster Bericht der Enquete-Kommission des 11. Deutschen Bundestages: „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“, Bonn, 1990.
- Enquete (1990a) Dt. Bundestag (Hrsg.): „Schutz der Tropenwälder: eine internationale Schwerpunktaufgabe“. Zweiter Bericht der Enquete-Kommission des 11. Deutschen Bundestages: „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“, Bonn, 1990.

- Enquete (1990b) Dt. Bundestag (Hrsg.): „Schutz der Erde: eine Bestandsaufnahme mit Vorschlägen zu einer neuen Energiepolitik“. Dritter Bericht der Enquete-Kommission des 11. Deutschen Bundestages: „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“, Bonn, 1990.
- Enquete (1990c) Enquete-Kommission des 11. Deutschen Bundestages: „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ (Hrsg.): Studienprogramm „Internationale Konvention zum Schutz der Erdatmosphäre sowie Vermeidung und Reduktion energiebedingter klimarelevanter Spurengase“, Bonn, 1990.
- Enquete (1992) Dt. Bundestag (Hrsg.): „Klimaveränderung gefährdet globale Entwicklung“. Erster Bericht der Enquete-Kommission des 12. Deutschen Bundestages: „Schutz der Erdatmosphäre“. Bonn, 1992.
- Enquete (1995) Dt. Bundestag (Hrsg.): Mehr Zukunft für die Erde. Schlussbericht der Enquete-Kommission des 12. Deutschen Bundestages: „Schutz der Erdatmosphäre“. Bonn, 1995.
- Enquete (1995a) Enquete-Kommission des 12. Deutschen Bundestages: „Schutz der Erdatmosphäre“ (Hrsg.): Studienprogramm „Energie“. Teilband I und II, Bonn, 1990.
- ESSO AG (1998) ESSO Energieprognose 1998. Hamburg, November 1998.
- EU (1996) Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt Nr. L 027 vom 30/01/1997 S. 0020.
- Fahl u.a. (1995) Fahl, U., Herrmann, D., Voss, A.: Energieumwandlungstechniken als Elemente von Minderungsstrategien energiebedingter Klimagasemissionen, [IKARUS, Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien, Abschlussbericht Teilprojekt 4 „Umwandlungssektor“], Jülich, 1995.
- FEES (1999) Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen (Hrsg.). Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland: strukturelle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen aus nationaler Perspektive. Heidelberg, 1999.
- FEES (2001) Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen (Hrsg.). Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland. Erscheinen geplant für September 2001.
- FZ-Jülich (1997) Forschungszentrum Jülich GmbH (Hrsg.). Energiemodelle in der Bundesrepublik Deutschland – Stand der Entwicklung: Proceedings eines Workshops. Forschungszentrum Jülich, 1997.
- Giesecke (1997) Giesecke, Mosonyi. Wasserkraftanlagen – Planung, Bau und Betrieb, Springer-Verlag, Berlin, 1997.
- Graßl (1998) Hartmut Graßl. Wetterwende. Vision: Globaler Klimaschutz, Frankfurt, 1999.

- Gruß (2000) Gruß, Hans: Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem Steinkohlenweltmarkt (1999) in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 24. Jg., Heft 1/2000, S. 1-40.
- GSF (1996) Forschungszentrum für Umwelt- und Gesundheit GmbH. Projektträger Umwelt- und Klimaforschung (Hrsg.): Stand der Klimaforschung, München, 1996.
- Hau (1996) Windkraftanlagen – Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit, Berlin, 1996.
- Hennicke/Fischediek (1998) P. Hennicke, M. Fischediek: Kurzfristiger Kernenergieausstieg und Klimaschutz – Anmerkungen und Hintergründe, Studie im Auftrag der Redaktion GLOBUS des Westdeutschen Rundfunks, Wuppertal, 1998.
- Hennicke/Müller (1989) Hennicke, P, Müller, M.: Die Klimakatastrophe. Bonn, 1989
- Hensing u.a. (1997) Hensing, I., Nolden, A., Riechmann, C., Schulz, W.: Analyse der Strompreisunterschiede zwischen Frankreich und Deutschland, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, , 22. Jg., Heft 4/1997, S. 269-293.
- Hensing u.a. (1998) Hensing, I., Pfaffenberger, W., Ströbele, W.: Energiewirtschaft Einführung in Theorie und Politik. München; Wien: Oldenbourg, 1998.
- IKARUS (1999) Stein. G., Wagner, H-F. (Hrsg.): Das IKARUS-Projekt: Klimaschutz in Deutschland - Strategien für 2000 – 2020, Berlin, 1999.
- IMA (1997) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Umweltpolitik: Beschluss der Bundesregierung zum Klimaschutzprogramm der Bundesrepublik Deutschland auf der Basis des vierten Berichts der Interministeriellen Arbeitsgruppe CO₂-Reduktion (IMA), Bonn, 1997.
- IPCC (1990) Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): 1990 Climate Change. The IPCC Scientific Assessment. Cambridge University Press, 1990.
- IPCC (1996) Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): 1995 Climate Change, Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge, 1996.
- Jochem u.a. (1997) Jochem, E., Landwehr, M., Mannsbart, W., Tönsing, E., Nölscher, C., Vollmar, H.: Energieszenarien mit reduzierten CO₂-Emissionen bis 2050, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (42), Heft 8, 1997, S. 474-480.
- Kaltschmitt/Wiese (1997) M. Kaltschmitt, A. Wiese. Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2. Auflage, 1997, (auch 1. Auflage 1993).

- KRK (1992) Konferenz der Vereinten Nationen für Umwelt und Entwicklung im Juni 1992 in Rio de Janeiro. Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (Klimakonvention). Rio de Janeiro, 1992.
- Kübler (1983) Kübler, K.: Einsatzmöglichkeiten von Energiemodellen für die Energiepolitik –Grundlagen, Entwicklungsstand und Perspektiven, in: Angewandte Systemanalyse, Bd. 4, H. 4, S. 154-165, 1983.
- Kübler (1998) Kübler, K. Energiepolitik und Klimaschutz in Europa. Von Kyoto nach Buenos Aires, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48. Jg., 1998, Heft 11, S. 696-700.
- Kühn (1998a) Kühn, M.: Offshore im Aufwind, in: Neue Energie, Heft 5/98, S. 24-25.
- Kyoto (1997) United Nations (ed.). Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, Conference of Parties, Third Session, Kyoto, 1-10 December 1997. Genf: United Nations, 1997.
- Langniß (1997) Langniß, O., Nitsch, J.: Vorschlag für ein Sonderprogramm zur beschleunigten Markteinführung regenerativer Energien bis 2010. Expertise für die Gruppe „Energie 2010“ im Auftrag der Niedersächsischen Energieagentur, Stuttgart, Mai 1997.
- Markewitz/Nollen (1998) Markewitz, P., Nollen, A. Die Altersstruktur sowie Fortschreibung des deutschen Kraftwerksbestandes. In Brennstoff-Wärme-Kraft, Bd. 50 (1998), S.38-42.
- Markewitz/Semke (1998) Markewitz, P., Semke, S.: Kosten und Potentiale erneuerbarer Energien in Deutschland. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 48 (1998), Heft 11, S. 713-717.
- Nitsch (1998) Nitsch, J. Probleme der Langfristkostenschätzung. Vortrag beim Workshop: „Energiesparen – Klimaschutz der sich rechnet“ 8./9. Okt. 1998, Rotenburg an der Fulda.
- Nitsch u.a. (1998) Nitsch, J., Luther, J., Luther, J., Wiemken, E.: „Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung. –Ein solares Langfristszenario für Deutschland.“ In: H. Hertlein (Hrsg.), Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung. Workshop des Forschungsverbundes Sonnenenergie, Köln 1998.
- Öko-Institut (1998) Schneider, L.: Stromgestehungskosten von Großkraftwerken: Entwicklungen im Spannungsfeld von Liberalisierung und Ökosteuern. Öko-Institut, Freiburg, 1998.
- Öko-Institut (2000) Matthes, F. C., Cames, M.: Energiewende 2020: Der Weg in eine zukunftsfähige Energiewirtschaft“, Berlin, 2000.
- Politiksznarien (1997) Politiksznarien für den Klimaschutz. Untersuchungen im Auftrag des BMU. Stein, G., Strobel, B. (Hrsg.), Band 2: Emissionsminderungsmaßnahmen für Treibhausgase, ausgenommen energiebedingtes CO₂, FZ Jülich, Reihe Umwelt, Bd. 6, 1997.

- Politiksznarien (1999) Politiksznarien für den Klimaschutz. Untersuchungen im Auftrag des BMU. Stein, G., Strobel, B. (Hrsg.), Band 5: Szenarien und Maßnahmen zur Minderung der CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2020. FZ Jülich, Reihe Umwelt/Environment, Bd. 20 1999.
- Prognos (1995) Prognos AG (Hrsg.): Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa – Perspektiven bis zum Jahr 2020, Basel, 1995.
- Prognos (1999) Prognos AG (Hrsg.): Möglichkeiten der Markteinführung für erneuerbare Energien auf Bundesebene unter Berücksichtigung veränderter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen, Berlin, 1999.
- Prognos (2000) Prognos AG (Hrsg.): Energiereport III – Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Stuttgart, 2000.
- Prognos (2000a) Prognos AG (Hrsg.): Entwicklung und Bestimmungsgründe des Energieverbrauches 1990 bis 1999 und 2000. Synthesebericht, Basel, 2000.
- PSI (2000) M. Jakob, U. Gantner, S. Hirschberg, Perspektiven der zukünftigen Energieversorgung in der Schweiz unter Berücksichtigung von nachfrageorientierten Maßnahmen - Ökologische und ökonomische Betrachtungen. Hintergrundpapier zu Energiespiegel Nr.1 und Nr. 2, Villigen. To be published as PSI report, PSI, Villigen, (2000).
- Reiche u.a. (1999) Reiche, D.T., Krebs, C.: Der Einstieg in die Ökologische Steuerreform: Aufstieg, Restriktionen und Durchsetzung eines umweltpolitischen Themas. Frankfurt am Main, 1999.
- Rentz (1998) Göbelt, M., Fichtner, W., Ardone, A., Wietschel, M., Rentz, O.: Internationale Kooperation im Klimaschutz, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 48. Jg. (1998), Heft 11, S. 701-706.
- Rentz (1999) Rentz, H.: Klimapolitik nach Bueno Aires, in Energiewirtschaftliche Tagesfragen 49. Jg. (1999), Heft 1/2, S. 54-58.
- RWI (1996) Rheinisch Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Institut für Wirtschaftsforschung (Ifo), Gesamtwirtschaftliche Beurteilung von CO₂-Minderungsstrategien, Essen, München, 1996.
- Sardemann (1999) Sardemann, G.: Das Kyoto-Protokoll vor dem Hintergrund aktueller Abschätzungen zum Stand und der Entwicklung weltweiter Treibhausgasemissionen. ITAS - TA-Datenbank-Nachrichten, Nr. 2, 8. Jahrgang – Juli 1999, S. 13-26.
- Schafhausen (1999) Schafhausen, F.: Der Aktionsplan von Bueno Aires, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 49 (1999), Heft ½, S. 46-53.

- Schafhausen (2000) Schafhausen, F.: Aktuelle Treibhausgasbilanz: Europa vor der Blamage?, in: Wirtschaftswelt Energie, Oktober 2000, S. 23-25.
- Schafhausen (2001) Schafhausen, F.: CO₂-Emissionen in Deutschland rückläufig: Entwarnung? In: Wirtschaftswelt Energie, Februar 2001, S. 29-32.
- Schiffer (1999) Schiffer, H.-W.: Energiemarkt Deutschland. Köln, 1999.
- Schiffer (2001) Schiffer, H.-W.: Deutscher Energiemarkt 2000, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 50. Jg. (2001), Heft 3, S. 106-120.
- Schott/Garche (1999) Schott, T., Garche, J.: Technologien, Kostenentwicklung, in: Fachgespräche Energie: Photovoltaik in Energiewirtschaft und Industrie, 20./21.10.1999, Ulm, 1999.
- Shell AG (2001) Shell AG Internetangebot. Verschiedene Studien zum Thema Energie. Verfügbar von <http://www.shell.com/library/>, Abfragedatum 14.12.2000.
- Staiß (2000) Staiß, F. : Jahrbuch Erneuerbare Energien, Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Bieberstein, 2000.
- Storm (1992) Strom, P.-C.: Umweltrecht. Einführung, Berlin, 1992.
- Tescon (2001) Internetangebot der Tecon-GmbH. Verfügbar von <http://home.t-online.de/home/tecson/> , Abfragedatum 26.6.2001.
- Traube (2000) Traube, K. Zur Definition der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung, Oberursel, 2000.
- UBA (1999) Umweltbundesamt (Hrsg.): Ökologische Steuerreform: Wie die Steuerpolitik Umwelt und Marktwirtschaft versöhnen kann. Berlin, 1999.
- UBA (2000) Arbeitsgemeinschaft Wuppertal Institut, bremer energie institut, Dr. Tolle Consulting, BET Aachen: Instrumente zum Klimaschutz in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Wuppertal, 2000.
- UBA (2001) Umweltbundesamt Internetangebot. Verfügbar von www.umweltbundesamt.de/uba-info-daten/daten/kohlendioxidemissionen.htm, Abfragedatum 15.5.2001.
- VDEW (1999a) Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - (VDEW)- e.V. (Hrsg.): Information des VDEW zur Förderung erneuerbarer Energien, Verfügbar von: http://www.strom.de/ds_os_2.htm, Abfragedatum: 15.02.2001.
- VDEW (1999b) Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - (VDEW)- e.V. (Hrsg.): Strommarkt Deutschland 1999, Frankfurt am Main, 2000.

- VDEW (98) Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - (VDEW)- e.V. (Hrsg.): Marktuntersuchung Blockheizkraftwerke 1998, Frankfurt.
- VDEW (99) Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - (VDEW)- e.V. (Hrsg.): Elektrizitätswirtschaft, Heft 24/99, 98. Jg., Frankfurt am Main, 1999.
- VIK (2001) Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., VIK (Hrsg.): Statistik der Energiewirtschaft 1999/2000, Essen, 2001.
- VIK (2001a) Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., VIK: Internetangebot. Verfügbar von: <http://www.vik-online.de/infocenter/default.htm>, Abfragedatum 21.06.2001.
- Voß u.a. (2000) Voß, A., Blesl, M., Fahl, U.: Bestandsanalyse der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in der Bundesrepublik Deutschland, Stuttgart, 2000.
- Voß/Blesl (2000) Voß, A., Blesl, M.: Perspektiven der KWK und Fernwärme im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland, in: Arbeitskreis Energieberatung des Freistaates Thüringen beim Thüringer Ministerium für Wirtschaft und Infrastruktur, Weimar, 2000, S. 1-12.
- VWEW (1960 ff.) Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland, verschiedene Jahrgänge von 1960 bis 1989. Statistische Berichte des Referates Elektrizitätswirtschaft, Fernwärme im Bundesministerium für Wirtschaft. 14. bis 41. Bericht, VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 1960 – 1989.
- VWEW (1990) Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland 1990. Statistischer Bericht des Referates Elektrizitätswirtschaft, Fernwärme im Bundesministerium für Wirtschaft. 42. Bericht, VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 1992.
- VWEW (1995) Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland 1995. Statistischer Bericht des Referates Elektrizitätswirtschaft, Fernwärme im Bundesministerium für Wirtschaft. 47. Bericht, VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 1997.
- VWEW (1998) Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland 1998. Statistischer Bericht des Referates Elektrizitätswirtschaft, Fernwärme im Bundesministerium für Wirtschaft. 50. Bericht, VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 2000.
- WBGU (1997) Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU). Stellungnahme zur dritten Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention in Kyoto. Bremerhaven, 1997.
- WBGU (1998) Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU). Die Anrechnung biologischer Quellen und Senken im Kyoto-Protokoll: Fortschritt oder Rückschlag für den globalen Umweltschutz? Bremerhaven, 1998.

- Weizsäcker (1995) Weizsäcker, E. U. v.: Faktor Vier: doppelter Wohlstand – halbierter Naturverbrauch, München, 1995.
- Wicke (1991) Wicke, L.: Umweltökonomie, München, 1991.
- Windenergie (2000) Bundesverband Windenergie. Internetangebot verfügbar von <http://www.wind-energie.de/>, Abfragedatum 15.02.2001.
- Wuppertal Institut (1996) Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH: Zukunftsfähiges Deutschland, Bund/Miseor (Hrsg.), Studie des Wuppertal-Instituts für Klima, Umwelt und Energie, Wuppertal, 1996.
- Wuppertal Institut (1998) Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH: Der Beitrag des Sektors Bauen und Wohnen für den Klimaschutz, Studie im Auftrag des Ministeriums für Bauen und Wohnen des Landes Nordrhein-Westfalen, Wuppertal, 1998.

Erklärung

Die vorliegende Dissertation mit dem Titel

„Implikationen unterschiedlicher Stromerzeugungsstrategien in der Bundesrepublik Deutschland unter Berücksichtigung des Klimaschutzes: Analyse mit einem Optimierungsmodell der Stromerzeugung.“

ist von mir ohne fremde Hilfe angefertigt worden. Es sind keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet worden. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Veröffentlichungen entnommen sind, sind als solche kenntlich gemacht worden.

Bremen, 27.6.2001

Hans-Jörg Gerdey