

Möglichkeiten der CO₂-Emissionsminderung in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs

In den aktuellen energiewirtschaftlichen Diskussionen werden die Möglichkeiten einer Verminderung der CO₂-Emissionen insbesondere bei der Stromerzeugung sehr kontrovers diskutiert. Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel dieses Beitrags, am Beispiel Baden-Württembergs die Möglichkeiten einer Reduktion der CO₂-Emissionen unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen aufzuzeigen und das Minderungspotential sowie die Minderungskosten der Reduktionsmaßnahmen zu quantifizieren.

U. Fahl, M. Fishedick, M. Kaltschmitt und A. Voß, Stuttgart*)

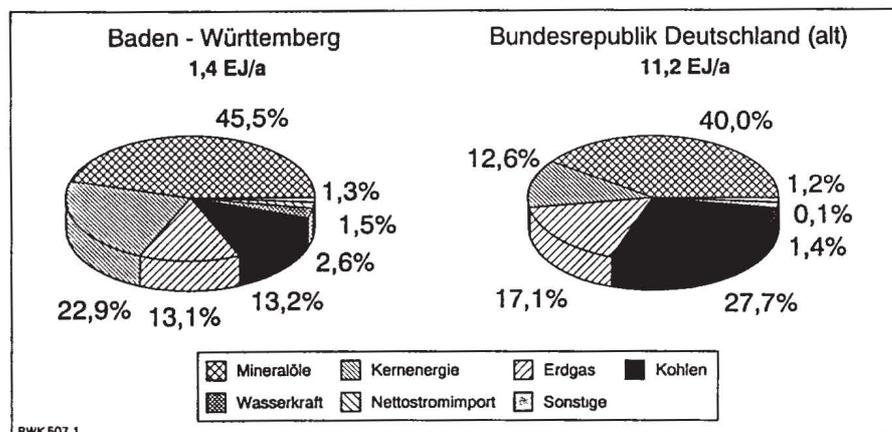
Die Bundesregierung hat auf Vorschlag von Bundesumweltminister Töpfer ein nationales CO₂-Minderungsprogramm zum Klimaschutz beschlossen [1]. Ziel ist die Verringerung der CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland, bezogen auf das Jahr 1987, um mehr als 25% bis 2005. Während dabei für das bisherige Bundesgebiet eine CO₂-Minderung um ein Viertel bis zum Jahr 2005 vorgesehen ist, soll in den neuen Bundesländern von einer deutlich höheren prozentualen CO₂-Reduktion bis zu diesem Zeitpunkt ausgegangen werden. Die baden-württembergische Landesregierung legt entsprechend der Empfehlung der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des 11. Deutschen Bundestages [2] als Orientierung ein CO₂-Reduktionsziel bis zum Jahr 2005 von 30% gegenüber dem Niveau des Jahres 1987 für Baden-Württemberg zugrunde [3]. Dabei weist dieses Bundesland mit rund 8 t CO₂ pro Kopf und Jahr bereits im Jahr 1987 um 32% niedrigere Pro-Kopf-Emissionen auf als die Bundesrepublik Deutschland (alt) mit ca. 11,7 t CO₂ pro Kopf und Jahr und um 43% niedrigere Pro-Kopf-Emissionen als das vereinte Deutschland mit rund 14 t CO₂ pro Kopf und Jahr [4].

Vor diesem Hintergrund sollen im folgenden die Möglichkeiten einer Minderung der CO₂-Emissionen in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs insbesondere im Hinblick auf eine verstärkte Nutzung von Erdgas analysiert werden [5]. Unter den fossilen Energieträgern weist Erdgas aufgrund des günstigen H/C-Verhältnisses die niedrigsten auf die Energieeinheit bezogenen CO₂-Emissionen auf. Damit wäre ein verstärkter Erdgaseinsatz – neben der Nutzung erneuerbarer Energiequellen, der Kernenergie und der rationellen Energieanwendung – eine Maßnahme, die zu einer klimaverträglicheren Energieversorgung beitragen könnte.

Die Analyse der Potentiale und der Kosten der CO₂-Minderung in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs ist vor dem Hintergrund zu sehen, daß eine Politik, die die Klimagefahren auf ein tolerierbares Maß eingrenzen will, auf ein gleichgerichtetes Handeln aller Staaten angewiesen ist. Dies wird aber nur zu erreichen sein, wenn die Lasten gerecht verteilt und so gering wie möglich sind, damit insbesondere die Länder der Dritten Welt auch ihre anderen, ihnen derzeit viel wichtigeren Entwicklungsziele erreichen können. Damit gewinnen kosten-effiziente CO₂-Reduktionsmaßnahmen eine herausragende Bedeutung. Mit anderen Worten: eine klimaverträgliche Begrenzung der Treibhausgasemissionen kann wohl nur erreicht werden, wenn die dafür verfügbaren Aufwendungen streng nach dem ökonomischen Prinzip verwendet werden, d.h. daß mit jeder aufgewendeten Mark ein möglichst hohe Treibhausgas-minderung erreicht wird. Für die Beurteilung von Maßnahmen im Zusammenhang mit der Stromerzeugung soll im folgenden eine diesbezügliche Quantifizierung erfolgen.

gie, der Wasserkraft und des Nettostromimports am Primärenergieverbrauch deutlich über denen in der Bundesrepublik Deutschland (alt). Dies liegt u.a. darin begründet, daß Baden-Württemberg im Gegensatz zu anderen Bundesländern durch sehr geringe eigene Energierohstoffvorkommen gekennzeichnet ist. Aus dieser anderen Energieversorgungsstruktur (geringerer Kohleeinsatz) folgt ein gegenüber der Bundesrepublik Deutschland (alt) niedrigeres CO₂-Emissionsniveau. Die öffentliche Stromerzeugung emittierte in diesem Bundesland 1987 rund 14 · 10⁶ t CO₂ und trug damit zu 18,6% zu den gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen in Höhe von 75,1 · 10⁶ t CO₂ bei. Hauptverursacher der CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung war mit ca. 90% der Steinkohleeinsatz.

Die Elektrizitätswirtschaft ist bei der Erfüllung ihres Auftrages, eine jederzeit sichere Stromversorgung zu gewährleisten, an eine Reihe von energiepolitischen und energierechtlichen Rahmenbedingungen gebunden. Hierbei handelt es sich u.a. um den sogenannten Jahrhundertvertrag zur Verstromung deutscher Steinkohle, der vor dem Hintergrund der zweiten Ölkrise geschlossen wurde und über dessen Fortsetzung über das Jahr 1995 hinaus derzeit diskutiert wird [6]. Mit der Frage eines verstärkten Erdgaseinsatzes in Kraftwerken zur CO₂-Minderung ist noch ein weiteres politisches Handlungsfeld verknüpft, das mit dem 3. Verstromungsgesetz [7] zusammenhängt. Danach ist die Er-



Ausgangssituation

Werden die Energieverbrauchsstrukturen von Baden-Württemberg im Jahr 1989 mit denen der Bundesrepublik Deutschland (alt) verglichen, sind deutliche Unterschiede erkennbar (vgl. Bild 1). Beispielsweise liegen die Anteile des Mineralöls, der Kernener-

Bild 1: Primärenergieverbrauchsstrukturen in Baden-Württemberg und der Bundesrepublik Deutschland (alt) im Jahr 1989 nach Energieträgern

*) Dr. rer. pol. U. Fahl, Dipl.-Ing. M. Fishedick, Dr.-Ing. M. Kaltschmitt und Prof. Dr.-Ing. A. Voß, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart.

richtung von Kraftwerken oder leistungssteigernden Anlagen über 10 MW Nennleistung, die ausschließlich oder überwiegend mit Erdgas betrieben werden, genehmigungspflichtig. Eine Überprüfung dieser Regelung ist angesichts der veränderten Situation bei Erdgas angebracht.

Möglichkeiten eines verstärkten Erdgaseinsatzes zur Stromerzeugung

Eine Reduktion der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung kann durch die Nutzung kohlenstoffärmerer oder -freier Energieträger oder durch eine Verbesserung der Kraftwerkswirkungsgrade erfolgen. Darüber hinaus wäre eine klimaneutrale Nutzung fossiler Energieträger gegeben, wenn z.B. das bei der Verbrennung entstehende CO₂ durch geeignete Verfahren gesammelt und entsorgt würde. Dieses prinzipiell mögliche Verfahren wird jedoch – da es technisch noch nicht ausgereift ist – im weiteren nicht behandelt.

Eine CO₂-Emissionsminderung im Kraftwerkspark ist durch den Ersatz von Energieträgern mit hohen spezifischen CO₂-Emissionen (z.B. Steinkohle) durch Energieträger mit niedrigeren spezifischen CO₂-Emissionen (z.B. Erdgas) möglich. Solche Maßnahmen können umgesetzt werden

- durch eine vermehrte Stromerzeugung in den bereits vorhandenen Öl- und Gaskraftwerken,
- durch eine Um- oder Nachrüstung der kohlegefeuerten Kraftwerke auf eine teilweise oder völlige Befeuern mit Erdgas sowie
- durch den Zubau gasgefeuerter Kraftwerke im Rahmen des Ersatz- bzw. Erweiterungsbedarfs (vgl. Tabelle 1; hier sind gasgefeuere Kraftwerke im Vergleich zu einer konventionellen kohlegefeuerten Anlage dargestellt).

Bei den Möglichkeiten einer Umstellung derzeit kohlegefeuerter Kraftwerke auf Erdgas muß zwischen schmelz- und trockenengefeuerten Anlagen unterschieden werden. Bei Kraftwerken, die mit einer *Schmelzfeuerung* ausgerüstet sind, ist eine vollständige Umstellung von Kohle auf Erdgas aufgrund der Anlagenkonzeption bzw. -auslegung nur mit einem sehr hohen Aufwand möglich. Im Gegensatz dazu ist eine Brennstoffumstellung bei den mit einer *Trockenfeuerung* ausgestatteten Kraftwerken aus technischer Sicht grundsätzlich relativ einfach möglich.

Daneben können auch durch eine Nachrüstung der vorhandenen Kohlekraftwerke mit Erdgas-Vorschaltturbinen die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung reduziert werden. Dabei wird zusätzlich eine Gasturbine installiert, die wärme- und stromseitig auf zwei unterschiedliche Varianten mit der vorhandenen Anlage gekoppelt werden kann. Bei der *Vorschaltvariante* wird dem konventionellen Dampferzeuger eine Gasturbine vorgeschaltet. Die heißen Turbinenabgase werden dem Dampferzeuger dabei als Verbrennungsluft zuge-

Tabelle 1: Kenngrößen möglicher Zubaukraftwerke für Baden-Württemberg

Typ	Brennstoff	spezifische Investitionen DM/kW	Netto-Wirkungsgrad bei Vollast	spezifische CO ₂ -Emissionen g CO ₂ /kWh
Steinkohle-Kraftwerk mit Staubfeuerung	St	2000 bis 2400	0,41	817
Kombi-Verbundblock Erdgas-Steinkohle (P _{BB} P _G = 4 : 1)	GT, Fg DE, Fg 30% St 70%	2200 bis 2600	0,44	624
Erdgas-GuD-Kraftwerk	Fg	1200 bis 1400	0,52	381
Steinkohle-GuD-Kraftwerk (nach 2010)	St	2000 bis 2300	0,44	761

St = Steinkohle, Fg = Erdgas, GT = Gasturbine, DE = Dampferzeuger

führt. Bei der *Verbundvariante* wird eine Gasturbine mit Abhitzekeßel parallel zum kohlestaubgefeuerten Dampferzeuger geschaltet. Die dem Wesen nach eigenständigen und unabhängig voneinander einsetzbaren Einheiten werden nur dampf- und speisewasserseitig verbunden. Verglichen mit der oben diskutierten Brennstoffumstellung sind diese Möglichkeiten jedoch mit deutlich größerem technischen Aufwand und damit auch höheren Kosten verbunden. Zudem zeigt sich bei einer Gesamtbilanz der spezifischen CO₂-Emissionen, daß auf Erdgas umgerüstete ehemalige steinkohle-trockengefeuere Blöcke durch spezifisch niedrigere CO₂-Emissionen gekennzeichnet sind als Anlagen mit Vorschaltturbinen.

Methodische Vorgehensweise

Zur Untersuchung der CO₂-Minderungsmöglichkeiten in der Stromerzeugung Baden-Württembergs unter den sie beeinflussenden Rahmenbedingungen ist eine zeitlich hoch aufgelöste Vorgehensweise unter Berücksichtigung jedes Kraftwerksblockes notwendig. Damit lassen sich nicht nur die bei der sonst üblichen – durch eine eher globale Betrachtung gekennzeichneten – Vorgehensweise [2] gemachten Unschärfen vermeiden, sondern es kann auch der spezifisch baden-württembergischen Erzeugungsstruktur mit ihren unterschiedlichen Verbund- und Verteilungsunternehmen und den daraus resultierenden verschiedenartigen Rahmenbedingungen in den jeweiligen Versorgungsgebieten Rechnung getragen werden. Deshalb wurde eine methodische Vorgehensweise entwickelt und umgesetzt [5], die zunächst die Bestimmung der kostenoptimalen Fahrweise jedes einzelnen Kraftwerks unter Berücksichtigung der jeweiligen blockspezifischen Rahmenbedingungen für jedes Versorgungsunternehmen in Abhängigkeit der nachgefragten elektrischen Energie und der in Koppelproduktion erzeugten Fernwärme zeitlich hoch aufgelöst ermöglicht und daraus die Berechnung der CO₂-Emissionen bzw. der Kosten erlaubt.

Ausgangsbasis für die Berechnung der Kraftwerksfahrweise ist die Nachfrage nach elektrischer Energie und

die in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Fernwärmenetzeinspeisung in die größeren Netze in dem Versorgungsgebiet des jeweils betrachteten Unternehmens. Dazu wird die stundenmittlere Strom- und Fernwärmenachfrage im Jahresverlauf mit einem eigens entwickelten Modellansatz simuliert [8]. Die Stromnachfrage wird dabei – getrennt für die verschiedenen Versorgungsgebiete – für die Haushaltskunden, die Kleinverbraucher – unterteilt in die wichtigsten Nachfragegruppen – und den Raumwärmemarkt unter Berücksichtigung gemessener Temperaturen für jede Stunde des Jahres bestimmt. Dazu addieren sich die an industrielle Verbraucher und sonstige Kunden abgegebenen Strommengen. Das Ergebnis ist eine Jahresganglinie der Stromnachfrage. Nach Berücksichtigung der Netzverluste ergibt sich daraus die korrespondierende Einspeisung an elektrischer Energie aus den Kraftwerken, die für das jeweils betrachtete Unternehmen verfügbar sind. Dem vergleichbar ist auch die Vorgehensweise zur Simulation der Fernwärmenetzeinspeisung aus gekoppelter Erzeugung für den jeweiligen Netzeinspeisestandort [8].

Für die Deckung der Stromnachfrage werden neben Wärmekraftwerken auch Laufwasserkraftwerke eingesetzt. Dabei ist die Stromerzeugung aus Laufwasserkraft hauptsächlich energiedargebotsorientiert und damit nur in engen Grenzen an die Nachfrage anpaßbar; sie muß deshalb gesondert simuliert werden. Aufbauend auf gemessenen tagesmittleren Durchflusssmengen ausgewählter Pegel wassertechnisch genutzter Bäche und Flüsse in Baden-Württemberg wurde ein Modell entwickelt, das – auf der Grundlage der statistisch erfaßten Anlagenkenngrößen – die Berechnung der stundenmittleren Stromerzeugung jedes einzelnen Laufwasserkraftwerks ermöglicht. Die jeweiligen anlagenspezifischen Jahresganglinien können anschließend zu der Ganglinie der Laufwasserstromerzeugung im jeweils betrachteten Versorgungsgebiet zusammengefaßt werden.

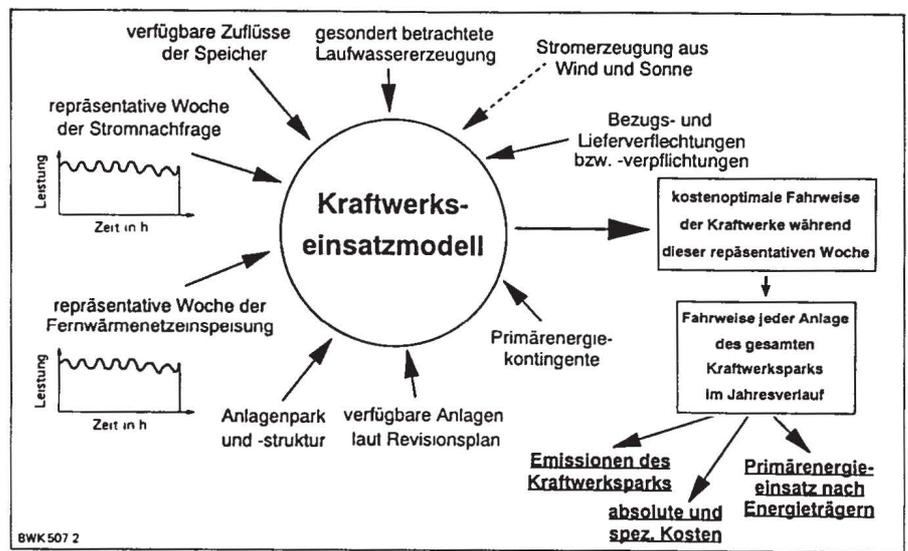
Vergleichbar der Simulation der Wasserkrafterzeugung ist auch die Vorgehensweise, wenn zusätzlich eine Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung betrachtet werden soll.

Ausgehend von dem regional unterschiedlichen Energieangebot der Atmosphäre, den vorhandenen Potentialen zur Installation der regenerativen Konversionsanlagen in jeder Gemeinde [9], den verfügbaren Anlagentechniken und möglichen Aufstellvarianten kann – auf der Basis einer zu definierenden Implementierungsstrategie – die korrespondierende gemeindeweise windtechnische und photovoltaische Stromerzeugung berechnet werden [10]. Diese Jahresganglinien der stundenmittleren Stromerzeugung aus Wind und Sonne in jeder Gemeinde können anschließend zu der gesamten Erzeugung im Versorgungsgebiet des jeweiligen Unternehmens zusammengefaßt werden.

Die Bestimmung der Fahrweise der konventionellen Kraftwerke – sie müssen die nach Abzug der Laufwasserstromerzeugung bzw. der windtechnischen und photovoltaischen Erzeugung noch verbleibende Nachfrage nach elektrischer Energie und Fernwärme decken – ist nicht für jede Stunde des Jahres, sondern aus modell- und rechentechnischen Gründen maximal für eine Woche möglich. Deshalb werden aus den Jahresganglinien der Strom- und Wärmenachfrage durch eine automatische Klassifikation Gruppen von Wochenganglinien mit ähnlichen Charakteristiken ermittelt (z.B. werden alle Hochsommerwochen zu einem Cluster zusammengefaßt). Aus jedem Cluster kann dann eine repräsentative konkrete Woche ausgewählt werden, die dem Gruppendurchschnitt am ehesten entspricht. Damit liegen letztlich Wochenganglinien mit Stundenmittelwerten der Strom- und Wärmenachfrage vor, die für einen definierten Zeitraum stehen und als Grundlage für die Ermittlung der Fahrweise des Kraftwerksparks dienen.

Dazu wird zunächst der Anlagenpark, der für die Deckung dieser Nachfrage bei dem jeweiligen Versorgungsunternehmen derzeit bzw. u.U. in Zukunft vorhanden ist, aufbauend auf blockbeschreibenden Kenngrößen festgelegt. Zusätzlich müssen neben den Primärenergiekontingenten (d.h. Kohleverstromung nach dem Jahrhundertvertrag) auch die Revisionszeiten und -längen festgelegt und für Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerke die natürlichen Zuflüsse in die jeweiligen Speicherseen vorgegeben werden. Außerdem sind die Bezugs- und Lieferverflechtungen mit anderen Versorgungsunternehmen zu spezifizieren.

Zur Lösung dieser komplexen systemtechnischen Aufgabe (vgl. Bild 2) wird das Programmsystem zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (PRO-FAKO [11]) eingesetzt. Dieses Programm ermöglicht die interaktive Abbildung des jeweils betrachteten Kraftwerkssystems, indem menügesteuert die wichtigsten Kenngrößen jedes Blockes abgefragt und anschließend in ein lineares Gleichungssystem überführt werden. Dieses mathematische Modell wird anschließend durch eine lineare Optimierung nach dem



Simplex-Algorithmus gelöst mit dem Ziel der Minimierung der Gesamtkosten, die sich aus den Aufwendungen für den Betrieb der Kraftwerke, den Anlagenanfahrkosten sowie den Bezugskosten minus den Erlösen durch Verkäufe zusammensetzen (vgl. Gl. 1). Das Ergebnis der Kraftwerkeinsatzoptimierung ist demnach der kostenoptimale Einsatz des Anlagenparks im Verlauf der betrachteten Woche.

$$\sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^m (CF_{i,j}(a, f, c) + CS_{i,j}) \right) + \sum_{k=1}^p CP_{i,k}(a, c) - \sum_{l=1}^o CV_{l,i}(a, c) \stackrel{!}{=} \min \quad (1),$$

- mit
- CF Brennstoffkosten eines Blockes in Abhängigkeit der Aktivität, des spezifischen Brennstoffverbrauchs und der spezifischen Kosten,
 - CP Bezugskosten aufgrund eines Bezugsvertrages,
 - CS Anfahrkosten eines Blockes,
 - CV Erlöse aufgrund einer Lieferung,
 - a Aktivität eines Kraftwerksblockes,
 - c spezifische Kosten,
 - f spezifischer Brennstoffverbrauch,
 - m Gesamtanzahl von Kraftwerksblöcken,
 - n Anzahl der Zeitschritte im Betrachtungszeitraum,
 - o Anzahl der Lieferverpflichtungen,
 - p Anzahl der einzelnen Bezugsverträge.

Wird die kostenoptimale Fahrweise der Konversionsanlagen für jede repräsentative Woche bestimmt und auf das entsprechende Cluster hochgerechnet, kann auf die Jahresbetriebsweise geschlossen werden. Die dadurch erzielbaren anlagen- und unternehmensspezifischen Ergebnisse können anschließend u.a. bezüglich der Emissionen, des Primärenergieeinsatzes bzw. der absoluten und spezifischen Kosten ausgewertet werden.

Mit dieser Vorgehensweise können die Emissionen und Kosten für unterschiedliche Betrachtungsjahre (z.B. 1998, 2005 und 2020), verschiedene Nachfrageentwicklungen (z.B. konstante spezifische Verbräuche, Trendentwicklung, wirtschaftliche Einspar-

Bild 2: Methodische Vorgehensweise zur Untersuchung der Fahrweise des Kraftwerksparks

möglichkeiten, technische Einsparmöglichkeiten) und unterschiedliche Kraftwerksparks (z.B. Ersatz- und Zubaubedarf durch steinkohle- oder gasgefeuerten Anlagen oder Kernkraftwerke) bestimmt werden. Durch eine Gegenüberstellung lassen sich anschließend – unter sonst gleichen Randbedingungen – die Unterschiede der CO₂-Emissionen und der Kosten ermitteln bzw. letztlich die CO₂-Minderungskosten errechnen.

Rahmenannahmen und Szenarienbildung

Für die Analyse der CO₂-Minderungsmöglichkeiten in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs muß zunächst eine Trendentwicklung der Stromnachfrage vorgegeben werden, wie sie den derzeitigen Entwicklungstendenzen entspricht und sich ohne Eingriffe aufgrund des Treibhauseffektes einstellen könnte (vgl. Tabelle 2). Damit soll nicht die zukünftige Stromnachfrageentwicklung voraussagt werden, sondern vielmehr ein Rahmen vorgegeben werden, an dem die Maßnahmen zur CO₂-Reduktion und ihre Auswirkungen gemessen werden können. Dieser Trendentwicklung beiseite gestellt werden zwei Varianten, wie sie sich bei einer Realisierung der wirtschaftlichen bzw. der technischen Stromeinsparpotentiale ergeben würden (vgl. Tabelle 2). Die zur Bestimmung der Stromnachfrage wichtigsten Rahmenbedingungen (Bevölkerungsentwicklung, Entwicklung der Energieträgerpreise, Wirtschaftsentwicklung) sind ebenfalls in Tabelle 2 dargestellt.

Zusätzlich zu dieser Stromnachfrageentwicklung sind Annahmen über die Nachfolgeregelung des sogenannten Jahrhundertvertrages, über die weiterhin zur Verfügung stehende Kernenergiekapazität und über den Beitrag der erneuerbaren Energiequellen zu treffen (vgl. Tabelle 3). Auch muß eine mittel- und langfristige Energieträgerpreisentwicklung vorge-

Tabelle 2: Rahmenannahmen für die verschiedenen Szenarien

	1990	2005	2005/1990	2020	2020/2005	2020/1990
Bevölkerung	9,829 · 10 ⁶	10,586 · 10 ⁶	+ 0,5%/a	9,783 · 10 ⁶	- 0,5%/a	0,0%/a
BIP in Preisen von 1980	296,3 · 10 ⁹ DM	452,6 · 10 ⁹ DM	+ 2,9%/a	633,5 · 10 ⁹ DM	+ 2,3%/a	+ 2,6%/a
Energiepreise in Preisen von 1990:¹⁾						
a) „Trend“						
Heimische Steinkohle	9,25 DM/GJ ⁴⁾	8,46 DM/GJ	- 0,6% a	8,60 DM/GJ	+ 0,1%/a	- 0,2%/a
Importkohle	3,33 DM/GJ ⁴⁾	4,38 DM/GJ	+ 1,7% a	5,52 DM/GJ	+ 1,6%/a	+ 1,6%/a
Erdgas unterbrechbar ²⁾	5,88 DM/GJ ⁴⁾	8,08 DM/GJ	+ 2,0% a	10,18 DM/GJ	+ 1,6%/a	+ 1,8%/a
Erdgas nicht unterbrechbar ^{2) 3)}	7,54 DM/GJ ⁴⁾	9,89 DM/GJ	+ 1,7% a	12,14 DM/GJ	+ 1,4%/a	+ 1,5%/a
b) „Konkurrenz“						
Erdgas nicht unterbrechbar ^{2) 3)}	7,54 DM/GJ ⁴⁾	14,09 DM/GJ	+ 4,0% a	20,28 DM/GJ	+ 6,0% a	+ 3,2%/a
Netto-Stromverbrauch:						
konst. spez. Verbrauch		79,703 TWh	+ 2,1% a	99,792 TWh	+ 1,5% a	+ 1,8% a
Trendentwicklung	58,048 TWh	74,112 TWh	+ 1,6% a	86,173 TWh	+ 1,0% a	+ 1,3% a
wirtschaftliche Einsparung		70,928 TWh	+ 1,3% a	80,180 TWh	+ 0,8% a	+ 1,1% a
technische Einsparung		67,654 TWh	+ 1,0% a	74,404 TWh	+ 0,6% a	+ 0,8% a

¹⁾ ohne Mehrwertsteuer ³⁾ bei einer Ausnutzungsdauer von 4000 h a BIP – Bruttoinlandsprodukt
²⁾ bezogen auf H₀, ohne Erdgassteuer ⁴⁾ 1989

Tabelle 3: Szenarienbildung

	Kohleabnahmepflicht ¹⁾	verstärkte Auslastung ²⁾	Umrüstung ³⁾	Zubau fos. Kraftwerke ⁴⁾	Kernenergiekapazität	erneuerbare Energieträger	Stromeinsparpotential
Referenzfall	bis 2005	nein	nein	Verbund Kohle-GuD	konstant	Trend	Trend
Fossiler Zubau	bis 2005	nein	nein	Verbund Kohle Kohle-GuD	Lebensdauer	Trend	Trend
Verstärkte Auslastung	nein	ja	nein	Verbund	Lebensdauer	Trend	Trend
Maximale fossile Minderung	nein	ja	ja	Gas-GuD	Lebensdauer	Trend	Trend
Fossile Minderung und Kernenergiezubau	nein	ja	ja	Gas-GuD	Ausbau	Trend	Trend
Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger	nein	ja	ja	Gas-GuD	Lebensdauer	technisch	Trend
Fossile Minderung und Stromeinsparung	nein	ja	ja	Gas-GuD	Lebensdauer	Trend	technisch
Minimale CO ₂ -Emissionen	nein	ja	ja	Gas-GuD	Ausbau	technisch	technisch
Kosten-effiziente Minderungsstrategie	nein	nein	nein	Gas-DuD	Ausbau	wirtschaftlich	wirtschaftlich

¹⁾ Kohleabnahmepflicht: Erfüllung des fortgeschriebenen Jahrhundertvertrages zur Verstromung deutscher Steinkohle
²⁾ verstärkte Auslastung: Verstärkte Auslastung der derzeit im Kraftwerkspark bestehenden öl- und gasgefeuerten Kraftwerke
³⁾ Umrüstung: Umrüstung der derzeit im Kraftwerkspark bestehenden trockenengefeuerten Kohlekraftwerke auf Erdgasfeuerung
⁴⁾ Verbund: Gas/Kohle-Verbundkraftwerk
 Kohle-GuD: Zubau von Kohlekraftwerken mit integrierter Kohlevergasung ab 2010

geben werden. Dabei wird zwischen (erwarteten) Marktpreisen und (durch Steuern o.ä. erhöhten) Verbraucherpreisen unterschieden. Die in Tabelle 2 dargestellten moderaten Energiepreisprojektionen („Trend“) beziehen sich auf „Marktpreise“ (ohne Steuern) und nicht auf die (deutlich höheren) „CO₂-Knappheitspreise“. Dabei wird davon ausgegangen, daß eine CO₂-Reduktionsstrategie den Verbrauch fossiler Energieträger beschränkt und dadurch auch deren Preisanstieg dämpft. Davon zu unterscheiden ist die Preisentwicklung für das Erdgas, wie sie sich aufgrund der internationalen Konkurrenzsituation und der höheren Förderkosten bei einer gesteigerten weltweiten Nachfrage ergeben könnte („Konkurrenz“).

Ausgehend von diesen Rahmenannahmen werden mehrere Szenarien

definiert, mit deren Hilfe sich die verschiedenen Möglichkeiten einer Verminderung der CO₂-Emissionen quantifizieren lassen. Im Sinne einer Fortschreibung des derzeitigen Trends wird unterstellt, daß in der Strom- und Fernwärmeversorgung Baden-Württembergs die Steinkohle weiterhin genutzt wird (d.h. absehbare Entwicklung einer Fortschreibung des sogenannten Jahrhundertvertrages). Der notwendige Kraftwerkszubau wird durch Steinkohle-Erdgas-Verbundblöcke realisiert und die momentan verfügbare Kernenergiekapazität als konstant betrachtet (Szenario „Referenzfall“; vgl. Tabelle 3). Diese Variante dient als Referenzentwicklung und damit als Vergleichsmaßstab, um daran die Wirkungen der einzelnen untersuchten Maßnahmenbündel aufzeigen zu können. Zur Abschätzung

der maximal zu erwartenden CO₂-Emissionen wird unter der Annahme, daß keine Kernkraftwerke mehr zugebaut werden, auch der Zubau konventioneller Steinkohleblöcke untersucht (Szenario „Fossiler Zubau“).

Aufbauend auf der Referenzentwicklung werden mit verschiedenen Szenarien unterschiedliche Maßnahmenbündel zur CO₂-Reduzierung in der Stromerzeugung Baden-Württembergs untersucht. Zunächst wird eine verstärkte Auslastung der bereits existierenden Öl- und Gaskraftwerke betrachtet (Szenario „Verstärkte Auslastung“). Danach erfolgt eine Analyse der CO₂-Reduktionsmöglichkeiten, wenn sowohl technische Umrüstmaßnahmen am bestehenden Kraftwerkspark durchgeführt als auch neue Erdgas-GuD-Kraftwerke zugebaut werden (Szenario „Maximale fossile Min-

Tabelle 4: Absolute und spezifische CO₂-Emissionen sowie die korrespondierenden CO₂-Minderungskosten für die unterschiedlichen Szenarien

	Jahr	Emissionen- in 10 ⁶ t CO ₂ /a	Abweichung gegenüber 1987	Kosten- differenz („Trend“) in 10 ⁶ DM/a ¹⁾	CO ₂ -Min- derungs- kosten in DM/t CO ₂	Kosten- differenz („Konkur- renz“) in 10 ⁶ DM/a ²⁾	CO ₂ -Min- derungs- kosten in DM/t CO ₂	spez. CO ₂ - Emissionen in g CO ₂ je kWh (elek.)	Abweichung gegenüber 1987
Referenzfall	1987	14,031						352,0	
	1998	15,028	+ 7,1%					273,5	-22,3%
	2005	17,063	+ 21,6%					283,2	-19,5%
	2020	25,009	+ 78,2%					355,1	+ 0,9%
Fossiler Zubau	2005	20,785	+ 48,1%	- 163,2	-	- 163,2	-	348,8	- 1,0%
	2020	44,215	+ 215,1%	+ 464,5	-	+ 1110,2	-	614,7	+ 74,6%
Verstärkte Auslastung	1998	11,873	- 15,4%	+ 577,8	180,6	+ 742,9	235,5	216,1	-38,6%
	2005	15,811	+ 12,7%	+ 713,3	569,8	+ 936,7	748,3	262,4	-25,5%
	2020	39,852	+ 184,0%	+ 1494,6	-	+ 3113,0	-	578,9	+ 64,5%
Maximale fossile Minderung	1998	9,673	- 31,1%	+ 655,0	122,3	+ 984,7	183,9	176,1	-50,0%
	2005	11,687	- 16,7%	+ 337,5	62,8	+ 922,0	171,5	192,3	-45,4%
	2020	24,865	+ 77,2%	+ 1016,5	-	+ 5223,3	-	357,6	+ 1,6%
Fossile Minderung und Kernenergiezubau	2005	8,282	- 41,0%	+ 412,6	47,0	+ 700,8	79,8	132,2	-62,4%
	2020	4,516	- 67,8%	- 180,6	- 8,8	+ 424,8	20,7	53,8	-84,7%
Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger	2005	10,858	- 22,6%	+ 991,9	159,8	+ 1520,3	245,0	177,8	-49,5%
	2020	22,486	+ 60,3%	+ 3401,1	1348,4	+ 6684,0	2846,2	323,3	- 8,2%
Fossile Minderung und Stromersparung	2005	9,643	-31,3%	+ 574,0	77,4	+ 999,2	134,7	170,6	-51,5%
	2020	20,642	+ 47,1%	+ 1520,8	348,2	+ 4524,2	1036,7	341,0	- 3,1%
Minimale CO ₂ -Emissionen	2005	6,943	-50,5%	+ 1120,8	110,8	+ 1383,8	136,7	118,8	-66,3%
	2020	4,068	- 71,0%	+ 2264,6	108,1	+ 2850,5	136,1	54,7	-84,5%
Kosten-effiziente Minderungsstrategie	2005	10,469	-25,4%	- 670,0	-101,6	- 741,3	-112,9	172,8	-50,9%
	2020	7,101	-49,4%	- 1314,4	- 73,4	- 1194,4	- 66,7	95,1	-73,0%

¹⁾ Kosten gegenüber Importkohlepreis bestimmt

²⁾ Beinhaltet erhöhte Preisentwicklung für Erdgas aufgrund verstärkter Nachfrage auf dem Markt

derung“). In diesen Strategien erfolgt keine Modifikation der CO₂-freien Stromerzeugungsmöglichkeiten. Deshalb wird, aufbauend auf dem Szenario „Maximale fossile Minderung“, eine Parametervariation durchgeführt, indem die zusätzlichen CO₂-Minderungspotentiale bei einer durch technische Einsparmaßnahmen geringeren Stromverbrauchsentwicklung (Szenario „Fossile Minderung und Stromersparung“), der Möglichkeiten eines weiteren Kernkraftwerkzubaues (Szenario „Fossile Minderung und Kernenergiezubau“) oder einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energiequellen (Szenario „Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger“) jeweils getrennt voneinander analysiert werden. Alle diese zusätzlichen Minderungsmaßnahmen zusammengefaßt ergeben das Szenario „Minimale CO₂-Emissionen“, das eine untere Grenze für die CO₂-Emissionen der Strom- und Fernwärmeversorgung darstellt. Eine andere Zielrichtung verfolgt das Szenario „Kosten-effiziente Minderungsstrategie“, bei dem die Maßnahmen im Vordergrund stehen, die zu einer kosteneffizienten CO₂-Minderung einen Beitrag leisten können.

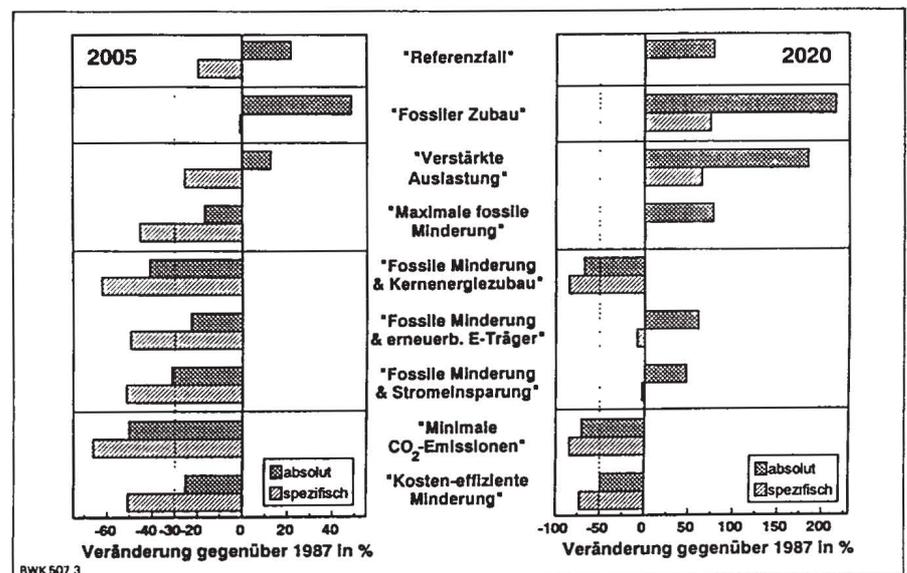
Szenarioergebnisse

Die Referenzentwicklung ist – trotz konstanter Kernenergiekapazität – durch eine Zunahme der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 1998 um 7,1%, bis 2005 um 21,6% und bis 2020 um 78,2% gegenüber dem Be-

zugsjahr 1987 gekennzeichnet („Referenzfall“). Wird unterstellt, daß bis zum Jahr 2005 nur die nach der derzeit absehbaren Ausfertigung des sogenannten Jahrhundertvertrages zu verstromende Kohlemenge eingesetzt und die restliche Stromerzeugung in Gaskraftwerken realisiert wird, resultieren daraus um 14,3% höhere CO₂-Emissionen gegenüber dem Referenzfall. Bei einer Fortschreibung des sogenannten Jahrhundertvertrages sind damit die CO₂-Minderungsziele nicht erreichbar. Mehr als eine Verdreifachung der CO₂-Emissionen (des Jahres 1987) bis 2020 ist demgegenüber zu erwarten, wenn der Leistungszubau

im Rahmen des Ersatz- und Erweiterungsbedarfs mit Steinkohlekraftwerken erfolgt („Fossiler Zubau“). Werden dagegen Gas-Kohle-Verbundkraftwerke zugebaut und die derzeit im Kraftwerkspark bestehenden Öl- und Gaskraftwerke zu Lasten der

Bild 3: Prozentuale Veränderung der CO₂-Emissionen in den untersuchten Szenarien gegenüber dem Bezugsjahr 1987



kohlegefeuerten Anlagen verstärkt eingesetzt, sind damit gegenüber der Referenzentwicklung bis 2005 geringfügig niedrigere und bis 2020 – wegen der geringeren Kernenergiekapazität aufgrund der bis dorthin überschrittenen Lebensdauer der derzeit bestehenden Anlagen – jedoch etwa um zwei Drittel höhere CO₂-Emissionen verbunden („Verstärkte Auslastung“; vgl. Tabelle 4 bzw. Bild 3).

Größere CO₂-Minderungseffekte sind zu erreichen, wenn der notwendige Kraftwerkszubau durch Erdgas-GuD-Kraftwerke realisiert wird und – neben einer verstärkten Auslastung bestehender Öl- und Gaskraftwerke – eine Umrüstung der existierenden trockenengefeuerten Kohlekraftwerke auf den Brennstoff Erdgas erfolgt. Bis 1998 könnten damit die CO₂-Emissionen fast um ein Drittel gegenüber 1987 reduziert werden („Maximale fossile Minderung“). Langfristig gesehen führt dieses Maßnahmenbündel allein aber nicht zum Erreichen der gesteckten Reduktionsziele. Zwar ist bis 2005 noch eine Verminderung der CO₂-Emissionen von 16,7% möglich; bis 2020 steigen sie aber um 77,2% gegenüber 1987 an.

Aufbauend auf dem Szenario „Maximale fossile Minderung“ wurden die Möglichkeiten zur Reduzierung der CO₂-Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger, durch die Ausschöpfung des technischen Stromeinsparpotentials und durch den Einsatz der Kernenergie untersucht. Während die verstärkte Nutzung regenerativer Energiequellen nur ein geringes zusätzliches CO₂-Minderungspotential aufweist („Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger“) ist bei einer Ausschöpfung des technischen Stromeinsparpotentials das Reduktionsziel mit CO₂-Minderungskosten von rund 77 DM/t CO₂ für das Jahr 2005 zu erreichen („Fossile Minderung und Stromeinsparung“). Langfristig, d.h. für das Jahr 2020, lassen sich allerdings allein durch die Umrüstung der bestehenden kohlegefeuerten Kraftwerke auf Erdgas und der verstärkten Auslastung der bestehenden Öl- und Gaskraftwerke kombiniert mit der Ausschöpfung des technischen Stromeinsparpotentials und/oder einer verstärkten Nutzung der erneuerbaren Energiequellen zur Stromerzeugung die vorgegebenen Reduktionsziele nicht erreichen. Wird aber gegenüber dem reinen Zubau an Erdgas-GuD-Kraftwerken der Ersatz- und Erweiterungsbedarf an elektrischer Leistung über einen Kernkraftwerkszubau – soweit dies technisch möglich ist – realisiert, lassen sich die CO₂-Emissionen bis 2005 um ca. 40% und bis 2020 um knapp 70% gegenüber 1987 senken („Fossile Minderung und Kernenergiezubau“). Die gesteckten Reduktionsziele sind mit diesen Maßnahmen bei gleichzeitig geringen bzw. negativen CO₂-Minderungskosten zu erreichen. Jedoch ist dann ein Kernenergieinsatz bis in den Bereich der oberen Mittellast notwendig.

Eine weitestgehende Verringerung der CO₂-Emissionen ließe sich erreichen, wenn zusätzlich zu den fossilen

Minderungsmöglichkeiten die regenerativen Energieträger verstärkt eingesetzt, das technische Stromeinsparpotential ausgeschöpft und nukleare Leistung zugebaut wird („Minimale CO₂-Emissionen“). Mit diesen Maßnahmen wäre eine Halbierung der CO₂-Emissionen bis 2005 und eine Reduzierung auf knapp 30% bis 2020 bezogen auf das Emissionsniveau von 1987 möglich. Werden dagegen allein kosteneffiziente Minderungsmaßnahmen durchgeführt (d.h. Ausschöpfung des wirtschaftlichen Stromeinsparpotentials, der wirtschaftlich erschließbaren regenerativen Energieträger, Zubau von Gas-GuD- und Kernkraftwerken, vgl. Tabelle 3), lassen sich die CO₂-Emissionen bis 2005 um ca. 25% und bis 2020 um rund 49% mindern („Kosteneffiziente Minderungsstrategie“). Gegenüber der Referenzentwicklung wird die Volkswirtschaft bei der Durchführung dieses Maßnahmenbündels und unter Zugrundelegung der hier unterstellten Energiepreisentwicklung („Trend“) um ca. 670 · 10⁶ DM im Jahr 2005 und um etwa 1300 · 10⁶ DM im Jahr 2020 geringer belastet. Auch hier ist ein Zubau an nuklearer Leistung notwendig, der über den reinen Ersatzbedarf hinausgeht und einen Einsatz der Kernenergie auch in der Mittellast erfordert.

Mit den Maßnahmenbündeln, die von einem Zubau von Erdgas-GuD-Kraftwerken und einem verstärkten Einsatz bestehender oder umgerüsteter gasgefeuerter Kraftwerke ausgehen (vgl. Tabelle 3), wäre ein deutlich höherer Erdgaseinsatz im Bereich der Strom- und Fernwärmeerzeugung verbunden. Während der Erdgasverbrauch im gesamten Umwandlungssektor Baden-Württembergs derzeit ca. 31,8 PJ/a beträgt, wäre bei dem Szenario „Maximale Stromeinsparung“ im Jahre 2005 ein Erdgaseinsatz von ca. 155 PJ/a und im Jahre 2020 von ca. 369 PJ/a notwendig. Allein die zusätzlich zur Strom- und Fernwärmeerzeugung einzusetzenden Mengen würden für Baden-Württemberg insgesamt zu einer Erhöhung der Erdgasnachfrage um rund 67% bis 2005 und nahezu zu einer Verdreifachung bis 2020 führen. Die Beschaffung dieser Erdgas Mengen sowie die Schaffung der Infrastruktur scheinen jedoch grundsätzlich möglich zu sein [5].

Eine derart steigende Erdgasnachfrage, die auch in anderen Bereichen zukünftig zu erwarten ist, kann jedoch zu einem weit über das erwartete Maß hinausgehenden Anstieg des Erdgaspreises führen. Dementsprechend würden sich die CO₂-Minderungskosten der Maßnahmenbündel erhöhen, die auf einen verstärkten Gaseinsatz bauen. Werden deshalb zur Quantifizierung dieses Effekts erhöhte Erdgaspreise („Konkurrenz“, vgl. Tabelle 2) unterstellt, steigen insbesondere die CO₂-Minderungskosten dieser Szenarien (u.a. „Verstärkte Auslastung“, „Maximale fossile Minderung“, vgl. Tabelle 4) an. Nur noch die „Kosteneffiziente Minderungsstrategie“ weist jetzt noch negative CO₂-Minderungskosten auf (vgl. Tabelle 2).

Die Szenarioanalyse hat gezeigt, daß eine Erfüllung der Minderungsziele (d.h. 30% bezogen auf das Emissionsniveau des Jahres 1987) bei einer Fortschreibung des Jahrhundertvertrages nicht möglich ist. Muß jedoch in Zukunft keine Steinkohle verstromt werden, stehen kurz- bis mittelfristig – wird der Zubau neuer Kernkraftwerke einmal außen vorgelassen – insgesamt eine Reihe von Maßnahmen zur Verfügung, die, aufbauend auf einem Erdgaseinsatz, zu einer deutlichen Reduzierung der CO₂-Emissionen führen können (d.h. Umrüstung bestehender trockenengefeuerter Kohlekraftwerke auf Erdgas, Einsatz erneuerbarer Energieträger, Ausschöpfung des technischen Stromeinsparpotentials, Zubau von Erdgas-GuD-Kraftwerken). Mit den einzelnen Maßnahmen sind jedoch sehr unterschiedliche volkswirtschaftliche Aufwendungen verbunden (vgl. Tabelle 4), die eine Bandbreite der CO₂-Minderungskosten von 60 bis 160 DM/t CO₂ umfassen.

Ein verstärkter Gaseinsatz allein kann jedoch nicht zum Erreichen der gesteckten Reduktionsziele führen. Ohne den zusätzlichen Einsatz der Kernenergie sind über die mit einem Erdgaseinsatz verbundenen Minderungsmöglichkeiten hinausgehende Reduktionen nur möglich, wenn Maßnahmen ergriffen werden, die den Anstieg der Stromnachfrage begrenzen. Durch die Ausschöpfung des technischen Stromeinsparpotentials und eines verstärkten Erdgaseinsatzes (d.h. verstärkte Auslastung bestehender und Umrüstung der kohlegefeuerten Anlagen) kann damit zwar bis 2005 das Reduktionsziel erreicht werden, bis zum Jahr 2020 zeigt sich jedoch auch bei diesem Maßnahmenbündel ein deutlicher Anstieg der CO₂-Emissionen gegenüber 1987.

Fazit

Das Ziel des Beitrages ist die Analyse der CO₂-Emissionsminderungsmöglichkeiten und der daraus resultierenden volkswirtschaftlichen Aufwendungen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz und weitere Maßnahmen in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs mit Hilfe eines zeitlich stark disaggregierten Ansatzes.

Eine Stromerzeugung auf der Grundlage des kohlenstoffarmen Energieträgers Erdgas ist bei gleichzeitig sehr hohen Wirkungsgraden Stand der Technik. Darüber hinaus erscheint eine ausreichend sichere Versorgung der baden-württembergischen Kraftwerksstandorte mit Erdgas Mengen realisierbar zu sein, die eine Bereitstellung merklicher Anteile der baden-württembergischen Stromerzeugung aus diesem Energieträger ermöglicht. Hierdurch könnte bei der Strom- und Fernwärmeerzeugung zumindest kurz- und mittelfristig eine deutliche Reduzierung der CO₂-Emissionen gegenüber dem Bezugsjahr 1987 erreicht werden. Zwingende Voraussetzung dafür ist aber eine Nichtverlängerung bzw. eine deutliche Reduzierung der Kohleabnahmever-

pflichtung für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen des Landes. Ebenso müßte die derzeit noch bestehende Genehmigungspraxis (3. Verstromungsgesetz) bei reinen Erdgaskraftwerken modifiziert werden.

Allein durch Maßnahmen, die auf einen verstärkten Gaseinsatz setzen (d.h. verstärkte Auslastung bestehender Öl- und Gaskraftwerke, Umrüstung kohlegefeuerter Anlagen), ist das bis zum Jahr 2005 gesteckte Reduktionsziel jedoch nicht zu erreichen. Wird darüber hinaus das technische Stromeinsparpotential ausgeschöpft, ist bei CO₂-Minderungskosten von etwa 75 DM/t CO₂ eine Emissionsreduzierung von rund 31% gegenüber 1987 möglich. Trotz Stabilisierung der spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung auf dem Niveau des Jahres 1987 ist das für 2020 angestrebte CO₂-Reduktionsziel von 50% bezüglich 1987 bei einer auch weiterhin steigenden Stromnachfrage auch mit diesen Maßnahmen nicht zu erreichen und deshalb ist bis 2020 mit einer deutlichen Erhöhung der CO₂-Emissionen zu rechnen. Auch die Nutzung regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung kann hier lediglich zu geringen zusätzlichen CO₂-Minderungen führen. Ausgehend von der heutigen Situation (hoher Anteil der Kernenergie und der Wasserkraft an der Stromerzeugung des Landes) verbleiben für das Erreichen des für das Jahr 2020 angestrebten CO₂-Minderungsziels ohne weitere Maßnahmen zur Senkung der Stromnachfrage nur solche Strategien, die von einem über den reinen Ersatzbedarf hinausgehenden Zubau an nuklearer Leistung ausgehen.

Eine abschließende Beurteilung, ob ein verstärkter Erdgaseinsatz in der Stromerzeugung zur CO₂-Reduktion zielführend ist, hängt insbesondere auch davon ab, ob es unter CO₂-Minderungsgesichtspunkten in anderen Bereichen der Volkswirtschaft nicht sinnvollere und effizientere Verwendungen des Erdgases zur CO₂-Reduktion gibt. Deshalb muß sich an diese detaillierte Untersuchung des Stromsektors eine ähnlich disaggierte Analyse der anderen Energieverbrauchsbereiche anschließen, um letztlich zu einer kosten-effizienten Gesamt-minderungsstrategie für Baden-Württemberg zu kommen.

Schrifttum

- [1] Bundesumweltministerium (Hrsg.): Umweltpolitik-Beschluß der Bundesregierung zur Reduzierung der CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2005. Arbeitsunterlage 12/17. Bonn, September 1990.
- [2] Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ (Hrsg.): Schutz der Erde. 3. Zwischenbericht der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages, Economica Verlag, Bonn, 1991.
- [3] Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des Landes Baden-Württemberg (Hrsg.): Energieprogramm 1991 Stuttgart, September 1991.
- [4] Fahl, U., Liebscher, P., Schaumann, P.; Voß, A.: Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg. Studie im Auftrag der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, 2. Zwischenbericht, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Oktober 1991.

- [5] Fahl, U.; Fishedick, M.; Hanselmann, M.; Kaltschmitt, M.; Voß, A.: Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO₂-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 1992.
- [6] Thöne, E.; Fahl, U.: Energiewirtschaftliche Gesamtsituation. BWK 44 (1992) Nr. 4, S. 111/118.
- [7] Gesetz über die weitere Sicherung des Einsatzes von Gemeinschaftskohle in der Elektrizitätswirtschaft (Drittes Verstromungsgesetz). Bundesgesetzblatt Teil I (1990), 24, S. 918/925, Bonn, Mai 1990.
- [8] Kaltschmitt, M.; Voß, A.: Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in das Elektrizitätsversorgungssystem von Baden-Württemberg. Studie im Auftrag der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, 2. Zwischenbericht, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Oktober 1991.
- [9] Kaltschmitt, M.; Wiese, A.: Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg. Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 11, Universität Stuttgart, April 1992.
- [10] Kaltschmitt, M.: Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs. Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 7, Universität Stuttgart, Dezember 1990.
- [11] Hanselmann, M.; Friedrich, R.; Hönes, R.; Schaal, D.: Tageseinsatzoptimierung mit dem Programmsystem PROFAKO. Elektrizitätswirtschaft 91 (1992) Nr. 9, S. 515/522.

BWK 507