

Mitteilung des Senats vom 21. März 2001

Landesenergieprogramm — Zweite Fortschreibung (2001)

Der Senat übermittelt anliegend die Zweite Fortschreibung des Landesenergieprogramms gemäß § 13 Abs. 2 des Gesetzes zur Förderung der sparsamen und umweltverträglichen Energieversorgung und Energienutzung im Lande Bremen (Bremisches Energiegesetz — BremEG) vom 17. September 1991 mit der Bitte um Kenntnisnahme.

Anlage

Freie Hansestadt Bremen

Landesenergieprogramm

Zweite Fortschreibung (2001)

gemäß § 13 des Gesetzes zur Förderung der sparsamen und
umweltverträglichen Energieversorgung und Energienutzung im Lande Bremen
(Bremisches Energiegesetz - BremEG) vom 17. September 1991

Bremen, den 20. März 2001

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkungen

- 1 Ziele und Rahmenbedingungen
 - 1.1 Ziele der bremischen Energiepolitik
 - 1.2 Rahmenbedingungen der bremischen Energiepolitik
- 2 Entwicklung der CO₂-Emissionen im Land Bremen
- 3 Emissionsfreie und emissionsarme Stromerzeugung
 - 3.1 Vorbemerkungen
 - 3.2 Optimierung der Gichtgasverstromung
 - 3.3 Ausbau der Windkraftnutzung
 - 3.4 Weitere Potentiale
 - 3.5 Perspektiven
- 4 Umwelt- und ressourcenschonende Wärmeversorgung
 - 4.1 Fernwärmebündnis
 - 4.2 Fernwärmeversorgung Universität/Technologiepark
 - 4.3 Wärmeversorgung von neuen Wohngebieten
- 5 Energieeinsparung in öffentlichen Gebäuden
 - 5.1 Land und Stadtgemeinde Bremen
 - 5.2 Stadtgemeinde Bremerhaven
- 6 Energiepolitische Förderangebote
 - 6.1 Vorbemerkungen
 - 6.2 Breitenförderprogramme im Bereich der rationellen Energienutzung
 - 6.3 Förderung der Solarenergienutzung
 - 6.4 Energieprojekte im gewerblichen Sektor
 - 6.5 Förderangebote der swb Enordia
 - 6.6 Haushaltsmittel für energiepolitische Fördermaßnahmen
- 7 Bremer Energie-Konsens
 - 7.1 Vorbemerkungen
 - 7.2 Schwerpunkte der bisherigen Tätigkeit

Quellenverzeichnis

Anlagen

- A Gesetz zur Förderung der sparsamen und umweltverträglichen Energieversorgung im Lande Bremen (Bremisches Energiegesetz — BremEG) vom 17. September 1991
- B Statistische Daten zur Entwicklung des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen im Land Bremen, 1981 bis 1998
- C Arbeitsgruppe Landesenergieprogramm, Abschlussbericht, Bremen 1999

Vorbemerkungen

Der Senat legt hiermit die Zweite Fortschreibung des Landesenergieprogramms gemäß § 13 des Gesetzes zur Förderung der sparsamen und umweltverträglichen Energieversorgung und Energienutzung im Lande Bremen vor.¹

Im Rahmen der Ersten Fortschreibung des Landesenergieprogramms vom 3. Dezember 1996 hatte die Aufgabe im Mittelpunkt gestanden, die im Land Bremen bestehenden Potentiale zur Minderung des Energieverbrauchs und der hiervon ausgehenden Emissionen zu ermitteln und auf dieser Grundlage die Ziele der bremischen Energiepolitik näher zu bestimmen.² Hiervon ausgehend stellt die Zweite Fortschreibung nunmehr im einzelnen dar, welche Maßnahmen zur Erreichung der gesetzten Ziele ergriffen wurden. Die Berichterstattung bezieht sich hierbei grundsätzlich auf den Zeitraum 1997 bis 2000.

In der Ersten Fortschreibung war unter anderem auch dargestellt worden, dass in der Stadtgemeinde Bremen im Bereich der Stromerzeugung erhebliche Potentiale zur Minderung der CO₂-Emissionen bestehen. Der Senat hatte seinerzeit empfohlen, die entsprechenden Handlungsoptionen im Rahmen einer gemeinsamen Arbeitsgruppe des zuständigen Fachressorts und der swb AG³ näher zu untersuchen und hierüber bis zur Zweiten Fortschreibung des Landesenergieprogramms zu berichten.⁴ Dies ist zwischenzeitlich geschehen. Die Darstellung und Bewertung der von der Arbeitsgruppe vorgelegten Ergebnisse bildet dementsprechend einen zweiten Schwerpunkt der vorliegenden Fortschreibung.⁵

Der Senat beabsichtigt, eine umfassende quantitative Bilanzierung der Wirkungen der seit 1993 auf der Ebene des Landes und seiner beiden Stadtgemeinden durchgeführten CO₂-Minderungsmaßnahmen vorzunehmen und auf dieser Grundlage die bremische CO₂-Minderungsstrategie auch über das Jahr 2005 hinaus weiterzuentwickeln. Entsprechende Ergebnisse und Aussagen sollen im Rahmen der nächsten Fortschreibung des Landesenergieprogramms vorgelegt werden.

1 Ziele und Rahmenbedingungen

1.1 Ziele der bremischen Energiepolitik

Grundlage der bremischen Energiepolitik ist das Gesetz zur Förderung der sparsamen und umweltverträglichen Energieversorgung und Energienutzung im Lande Bremen.⁶ Das Gesetz verfolgt das Ziel, eine möglichst umweltverträgliche, ressourcenschonende, risikoarme und gesamtwirtschaftliche kostengünstige Energieversorgung zu gewährleisten.

Der Senat hat die Ziele und Grundsätze seiner Energiepolitik im Rahmen der Ersten Fortschreibung des Landesenergieprogramms dargestellt und begründet.⁷ In diesem Zusammenhang wurde insbesondere ausgeführt, dass vorrangig die rationellere Nutzung fossiler Energieträger sowie der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energiequellen zur Verwirklichung der Zielbestimmungen des Bremischen Energiegesetzes geeignet sind. Maßnahmen auf diesen Gebieten leisten einen Beitrag zur Minderung der Emissionen von Luftschadstoffen und klimarelevanten Spurengasen, zur Schonung nicht erneuerbarer Ressourcen, zur Reduzierung der Abhängigkeit von Energieimporten sowie zur Vermeidung externer Kosten des Energieverbrauchs.

Der Senat hat ferner seine Zielsetzung dargestellt, einen nachhaltigen Beitrag zur Minderung der CO₂-Emissionen im Land Bremen zu leisten, und seiner Energiepo-

1 Vgl. Anlage A. Nach § 13 Abs. 2 des Gesetzes legt der Senat der Bürgerschaft (Landtag) alle zwei Jahre eine Fortschreibung des Landesenergieprogramms vor. Die vorgesehene Frist konnte bei der vorliegenden Fortschreibung aufgrund eines Personalengpasses im zuständigen Fachreferat nicht eingehalten werden.

2 Vgl. LEP (1996)

3 Vormals „Stadtwerke Bremen AG“

4 Vgl. LEP (1996), S. 75

5 Vgl. Kapitel 3 und Anlage C

6 Vgl. Anlage A

7 Vgl. LEP (1996), insbesondere S. 13-21 sowie S. 59-61

litik ein quantifiziertes CO₂-Minderungsziel vorgegeben. Danach wird angestrebt, bis zum Jahr 2005 durch Maßnahmen auf der Ebene des Landes und seiner beiden Stadtgemeinden eine Minderung der CO₂-Emissionen im Land Bremen um mindestens 700.000 Jahrestonnen herbeizuführen. Eine Verwirklichung dieser Zielvorstellung führt unter Berücksichtigung der angenommenen demographischen und wirtschaftlichen Entwicklung zu einer CO₂-Minderung um 11,6 % gegenüber 1993.⁸ Im Übrigen wird auf die umfassende Darstellung und Begründung der Ziele und Grundsätze der bremischen Energiepolitik im Rahmen der Ersten Fortschreibung des Landesenergieprogramms verwiesen.

1.2 Rahmenbedingungen der bremischen Energiepolitik

Die Rahmenbedingungen der bremischen Energiepolitik wurden im Berichtszeitraum durch unterschiedliche Entwicklungstendenzen geprägt. Wesentliche Trends waren die Intensivierung der Klimaschutzpolitik auf internationaler und nationaler Ebene, die wettbewerbliche Öffnung der Märkte für Strom und Gas sowie die Weiterentwicklung der Energiepolitik des Bundes.

Die weltweiten Anstrengungen zum Schutz der Erdatmosphäre und insbesondere zur Minderung der CO₂-Emissionen wurden im Berichtszeitraum fortgesetzt und intensiviert. Auf internationaler Ebene wurde 1997 mit dem Kyoto-Protokoll erstmals ein völkerrechtlich verbindliches Abkommen mit quantifizierten Verpflichtungen zur Minderung der Emissionen von Treibhausgasen geschlossen. Gegenwärtig konzentriert sich der internationale Verhandlungsprozess auf die konkrete Umsetzung des Protokolls, insbesondere auf Regelungen über die Nutzung der so genannten flexiblen Mechanismen.⁹

Auf nationaler Ebene hat die Bundesregierung ihre Zielsetzung bekräftigt, die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2005 um mindestens 25 % gegenüber dem Stand des Jahres 1990 zu senken. Sie hat ferner eine Intensivierung ihrer Klimaschutzpolitik angekündigt und in Teilbereichen bereits verwirklicht. Zwischenzeitlich umgesetzt wurden insbesondere Maßnahmen zur Förderung der erneuerbaren Energien und steuerliche Anreize zur Senkung des Energieverbrauchs. Darüber hinaus hat die Bundesregierung am 18. Oktober 2000 ein Klimaschutzprogramm beschlossen, das zusätzliche Maßnahmen zur Erreichung des CO₂-Minderungsziels vorsieht. Schwerpunkte sind der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, die Erhöhung der energetischen Anforderungen an Neubauten im Rahmen der geplanten Energieeinsparverordnung sowie ein neues Förderprogramm für Wärmeschutzmaßnahmen und Heizungserneuerungen im Altbaubereich.

Die Entwicklung der leitungsgebundenen Energieversorgung wurde im Berichtszeitraum maßgeblich durch die Liberalisierung der Märkte für Strom und Gas beeinflusst. Wesentliche Rechtsgrundlagen dieses Prozesses waren die einschlägigen Binnenmarkttrichtlinien der Europäischen Union, das Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts und die Sechste Kartellgesetznovelle. Die wettbewerbliche Öffnung hat in der deutschen Elektrizitätswirtschaft bereits zu erheblichen Veränderungen der Marktstruktur und des Marktverhaltens geführt. Als wesentliche Wirkungen sind umfassende Kostensenkungsanstrengungen der Anbieter, ein deutlicher Rückgang des Strompreisniveaus und eine verstärkte Tendenz zur ökonomischen Konzentration zu beobachten.

8 Das CO₂-Minderungsziel des Senats stellt auf den CO₂-Minderungseffekt ab, der im Zeitraum 1993 bis 2005 durch Maßnahmen auf der Ebene des Landes und seiner beiden Stadtgemeinden bewirkt werden soll. Die Veränderung der CO₂-Emissionen im Zeitablauf hängt darüber hinaus von der Entwicklung demographischer und wirtschaftlicher Rahmendaten ab (insbesondere Bevölkerung, Wirtschaftswachstum und Wirtschaftsstruktur). Vgl. hierzu auch LEP (1996), Kapitel 4 und Abschnitt 5.2.

9 Nach dem Kyoto-Protokoll müssen die 39 Annex-B-Staaten ihre Emissionen der sechs Kyoto-Treibhausgase bis zur Zielperiode 2008 bis 2012 insgesamt um mindestens 5 % gegenüber 1990 verringern. Die Annex-B-Staaten sind die Industrieländer sowie die mittel- und osteuropäischen Länder im Übergang zur Marktwirtschaft. Die sechs Kyoto-Treibhausgase sind Kohlendioxid (CO₂), der Hauptverursacher des Treibhauseffekts, sowie Methan, Distickstoffoxid, wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe, perfluorierte Kohlenwasserstoffe und Schwefelhexafluorid. Die Minderungsverpflichtungen der einzelnen Staaten sind unterschiedlich weitgehend. Die Minderungsverpflichtung für Deutschland allein beträgt 8 %. Im Rahmen der EU-Lastenteilung hat Deutschland eine weitergehende Minderungsverpflichtung von insgesamt 21 % übernommen. Unter dem Begriff der flexiblen Mechanismen werden der internationale Handel von Emissionsrechten, die Durchführung von Projekten zur Emissionsminderung in Entwicklungsländern (Clean Development Mechanism) und die gemeinsame Umsetzung von Projekten zur Emissionsminderung in anderen Industrieländern (Joint Implementation) zusammengefasst.

Mit der Liberalisierung der Märkte für Strom und Gas haben sich die Rahmenbedingungen für die bremischen Energieunternehmen grundlegend verändert. Im Berichtszeitraum wurden daher erhebliche Anstrengungen unternommen, Strategien zur aktiven Bewältigung der neuen wettbewerblichen Bedingungen zu entwickeln und umzusetzen. Wesentliche Elemente bildeten hierbei die Steigerung der betrieblichen Effizienz, die Entwicklung von Kooperations- und Beteiligungsbeziehungen und die Erschließung von neuen Geschäftsfeldern. Im Ergebnis hat sich die Struktur der bremischen Energiewirtschaft deutlich verändert. Hervorzuheben sind insbesondere die Zusammenführung der ehemaligen Stadtwerke in Bremen und Bremerhaven, die Entwicklung vom Energieversorger zum Infrastrukturdienstleistungsunternehmen und die Begründung einer strategischen Partnerschaft mit einer niederländischen Unternehmensgruppe.

Die Energiepolitik auf Bundesebene war im Berichtszeitraum durch neue Schwerpunktsetzungen gekennzeichnet. Neben der bereits dargestellten Intensivierung der Klimaschutzpolitik ist insbesondere die zwischen Bundesregierung und Stromwirtschaft getroffene Vereinbarung über den entschädigungsfreien Ausstieg aus der Kernenergienutzung vom 14. Juni 2000 von Bedeutung. Zentrales Element dieses häufig als „Atomkonsens“ bezeichneten Übereinkommens ist die Befristung des Betriebs der deutschen Kernkraftwerke auf eine Regellaufzeit von 32 Jahren. Die Vereinbarung ist hierbei flexibel ausgestaltet und beinhaltet insbesondere die Möglichkeit, so genannte Reststrommengen zwischen einzelnen Kernkraftwerken zu übertragen. Im Ergebnis wird damit die Möglichkeit geschaffen, neuere Anlagen mit modernerer Technik über die Regellaufzeit hinaus zu betreiben, soweit ältere Anlagen entsprechend früher vom Netz genommen werden.

Weitere Maßnahmen des Bundes waren darauf gerichtet, die ökologische Flankierung der wettbewerblichen Öffnung des Strommarktes zu gewährleisten. So wurde mit dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, das zum 1. April 2000 in Kraft getreten ist, eine verlässliche Grundlage für die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien geschaffen. Hiermit ist insbesondere die Fortsetzung des Windkraftausbaus in Deutschland gesichert. Ferner wurde mit dem Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung, das seit dem 18. Mai 2000 in Kraft ist, eine befristete Anpassungshilfe für Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Bereich der allgemeinen Versorgung geschaffen. Die Bundesregierung strebt darüber hinaus ein KWK-Ausbaugesetz an, das einen zusätzlichen Beitrag zur CO₂-Minderung auf Bundesebene leisten soll.

2 Entwicklung der CO₂-Emissionen im Land Bremen

Im Jahr 1998 wurden durch den Endenergieverbrauch des Landes Bremen CO₂-Emissionen in Höhe von rund 11,9 Mio Tonnen verursacht. Hiervon entfielen 56 % auf das Verarbeitende Gewerbe, 13 % auf den Verkehr und 31 % auf den heterogenen Sektor Haushalte, Handel, Dienstleistungen und sonstige Energieverbraucher. Innerhalb des Verarbeitenden Gewerbes nahm wie in den Vorjahren die Stahlindustrie eine dominierende Stellung ein. Rund 5,3 Mio. Tonnen oder 44 % entfielen allein auf diesen Wirtschaftszweig.

Die zeitliche Entwicklung der CO₂-Emissionen im Land Bremen ist in Tabelle 2.1 dargestellt. Um eine Beurteilung der längerfristigen Entwicklungstendenzen zu ermöglichen, werden zusätzlich die Mittelwerte der Perioden 1981 bis 1990 und 1994 bis 1998 angegeben. Ein Vergleich dieser Mittelwerte legt die Schlussfolgerung nahe, dass die auf das Land Bremen entfallenden CO₂-Emissionen im Beobachtungszeitraum insgesamt eine leicht ansteigende Tendenz aufweisen.

Dieses Gesamtergebnis ist der Nettoeffekt gegenläufiger Entwicklungen. Während der CO₂-Ausstoß des Verarbeitenden Gewerbes deutlich angestiegen ist, zeigt der Sektor Haushalte, Handel, Dienstleistungen und sonstige Energieverbraucher eine leicht rückläufige Entwicklung.¹⁰ Eine nähere Betrachtung des Datenmaterials führt zu dem Ergebnis, dass die Zunahme der CO₂-Emissionen des Verarbeitenden Gewerbes annähernd zur Hälfte der Stahlindustrie zugeordnet werden kann.¹¹

¹⁰ Die angegebenen CO₂-Emissionen des Verkehrssektors wurden auf der Grundlage der im Land Bremen getätigten und statistisch erfassten Treibstoffverkäufe ermittelt und können daher nur als grobe Orientierungswerte herangezogen werden.

¹¹ Ein Vergleich der Mittelwerte der Perioden 1981 bis 1990 und 1994 bis 1998 ergibt bezogen auf die Stahlindustrie einen Anstieg um 284.000 Tonnen pro Jahr. Dies entspricht 49 % des auf das Verarbeitende Gewerbe insgesamt entfallenden Zuwachses. Vgl. in diesem Zusammenhang auch Anlage B.

Insgesamt deuten die vorliegenden Ergebnisse darauf hin, dass der allgemeine Trend zu höherer Energieeffizienz sowie die energiepolitischen Anstrengungen zur Minderung der CO₂-Emissionen zurzeit von Wachstumsprozessen insbesondere im industriellen Sektor deutlich überkompensiert werden.¹²

Detaillierte Daten zur Entwicklung des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen im Land Bremen und seinen beiden Stadtgemeinden sind in Anlage B zusammengestellt.

Tabelle 2.1:

Entwicklung der CO₂-Emissionen im Land Bremen (1981 bis 1998)

	Verarbeitendes Gewerbe	Verkehr	Haushalte, Handel, Dienst- leistungen, Sonstige	Land Bremen insgesamt
1 Jahreswerte				
	in 1 000 Tonnen pro Jahr			
1981	5 980	1 492	4 318	11 790
1982	5 931	1 443	4 179	11 553
1983	6 189	1 394	3 931	11 513
1984	5 975	1 510	3 962	11 446
1985	5 965	1 470	4 214	11 648
1986	5 475	1 480	4 360	11 314
1987	5 709	1 528	4 365	11 602
1988	5 892	1 567	4 140	11 600
1989	6 257	1 586	3 702	11 545
1990	5 948	1 621	3 812	11 380
1991	6 080	1 620	4 194	11 894
1992	5 628	1 652	4 080	11 360
1993	5 252	1 691	4 003	10 947
1994	6 420	1 647	3 908	11 975
1995	6 307	1 591	3 777	11 675
1996	6 496	1 582	4 149	12 227
1997	6 685	1 549	4 073	12 307
1998	6 672	1 561	3 633	11 866
2 Mittelwerte				
	in 1 000 Tonnen pro Jahr			
1981 bis 1990	5 932	1 509	4 098	11 539
1994 bis 1998	6 516	1 586	3 908	12 010
3 Veränderungen (Mittelwert 1994 bis 1998 gegenüber Mittelwert 1981 bis 1990)				
in 1 000 t/a	+ 584	+ 77	- 190	+ 471
in %	+ 9,8	+ 5,1	- 4,6	+ 4,1

Quelle: Statistisches Landesamt Bremen

¹² Das CO₂-Minderungsziel des Senats stellt auf den CO₂-Minderungseffekt ab, der durch Maßnahmen des Landes und seiner Stadtgemeinden bewirkt werden soll, und wird daher durch diese Entwicklung nicht berührt. Allerdings können unerwartet starke Wachstumsprozesse zur Folge haben, dass die CO₂-Minderung gegenüber dem Basisjahr 1993 geringer ausfällt als ursprünglich angenommen. Vgl. hierzu Abschnitt 1.1 sowie LEP (1996), Kapitel 4 und Abschnitt 5.2.

3 Emissionsfreie und emissionsarme Stromerzeugung

3.1 Vorbemerkungen

Wie in der Ersten Fortschreibung des Landesenergieprogramms dargestellt worden ist, bietet der Ausbau der emissionsfreien und emissionsarmen Stromerzeugung das größte Potential zur Minderung der bremischen CO₂-Emissionen. Der Senat hat deutlich gemacht, dass er der Erschließung dieses Potentials einen hohen energiepolitischen Stellenwert beimisst. Er hat ferner empfohlen, die bestehenden Handlungsoptionen im Rahmen einer gemeinsamen Arbeitsgruppe mit der swb AG (vormals „Stadtwerke Bremen AG“) näher zu prüfen und die Ergebnisse zur Zweiten Fortschreibung des Landesenergieprogramms vorzulegen.¹³

Im Folgenden wird zunächst über den Stand der Erschließung von Potentialen der emissionsfreien und emissionsarmen Stromerzeugung berichtet. Anschließend werden die zwischenzeitlich vorliegenden Ergebnisse der gemeinsamen Arbeitsgruppe mit der swb AG vorgestellt.

3.2 Optimierung der Gichtgasverstromung

Wie bereits in der Ersten Fortschreibung des Landesenergieprogramms dargestellt worden ist, hat die swb AG im September 1996 in ihrem Kraftwerk Mittelsbüren einen Frequenzumrichter in Betrieb genommen, der erstmals einen Stromtausch zwischen dem Bahnstromnetz und dem der allgemeinen Elektrizitätsversorgung dienenden Drehstromnetz ermöglicht.¹⁴ Im Ergebnis wird hierdurch die Möglichkeit geschaffen, an Wochenenden und Feiertagen anfallendes Gichtgas, das aufgrund des in diesen Zeiten niedrigen Leistungsbedarfs der Bahn nicht für die Bahnstromerzeugung eingesetzt werden kann und deshalb früher abgefackelt werden musste, für die allgemeine Elektrizitätsversorgung zu nutzen. Die hierdurch vermiedene Stromerzeugung in den Drehstromkraftwerken des Unternehmens beträgt annähernd 140 Millionen Kilowattstunden jährlich und führt zu einer CO₂-Entlastung um rund 120.000 Tonnen pro Jahr. Dies entspricht rund 17 % des vom Senat angestrebten CO₂-Minderungsziels (700.000 Tonnen).

3.3 Ausbau der Windkraftnutzung

Im Berichtszeitraum konzentrierten sich die Aktivitäten zum Ausbau der Windkraftnutzung auf die Entwicklung und Umsetzung einer Windkraftausbauplanung für die Stadtgemeinde Bremen. Wesentliche Grundlagen hierfür waren der Beschluss der Bremischen Bürgerschaft (Stadtbürgerschaft) vom 8. Juli 1997, der das Ziel verfolgte, die in Bremen bestehenden Potentiale der Windkraftnutzung auszuschöpfen und ein konkretes Konzept zur Erschließung dieser Potentiale zu entwickeln, sowie die am 30. September 1997 vom Senat beschlossene Windkraftausbauplanung für die Stadtgemeinde Bremen.¹⁵

Die Windkraftausbauplanung ist zwischenzeitlich im Zuge planungs- und baurechtlicher Verfahren erheblich konkretisiert und in Teilen praktisch umgesetzt worden. Hierbei haben sich, insbesondere als Ergebnis der Abstimmung mit anderen öffentlichen Belangen, vielfältige und zum Teil weitgehende Modifikationen ergeben. Der gegenwärtige Realisierungs- und Planungsstand ist im Einzelnen aus Tabelle 3.1 ersichtlich. Zusammenfassend ergibt sich folgendes Bild:

- Seit 1997 wurden an fünf Standorten insgesamt zwölf Windkraftanlagen mit einem jährlichen Stromertrag von 10,4 Millionen Kilowattstunden errichtet.
- Zwei vergleichsweise große Windkraftprojekte an den Standorten Mahndorf/A 1 und Optionsfläche Bremer Industriepark stehen unmittelbar vor der Realisierung. Insgesamt sollen hier im Jahr 2001 elf Anlagen der neuen 2-MW-Klasse errichtet werden. Der voraussichtliche Stromertrag der beiden Windparks beläuft sich auf rund 32 Millionen Kilowattstunden pro Jahr.

¹³ LEP (1996), S. 53-56 sowie S. 70-75

¹⁴ LEP (1996), S. 70, vgl. auch Senat (1998)

¹⁵ Vgl. Windkraftausbauplanung (1997), insbesondere den auf S. 8 zitierten Beschluss der Stadtbürgerschaft.

— Weitere Windkraftanlagen sind an den Standorten Stromer Feldmark, Rekumer Geest und Blocklanddeponie geplant. Das zusätzliche Windstrompotential dieser Projekte beträgt rund 15 Millionen Kilowattstunden pro Jahr.¹⁶

Die Gesamtheit der realisierten und konkret projektierten Windkraftanlagen wird nach heutigem Planungsstand einen jährlichen Stromertrag von voraussichtlich 57,8 Millionen Kilowattstunden erbringen. Dies entspricht dem Stromverbrauch von etwa 22.000 bremischen Durchschnittshaushalten. Die infolge der zusätzlichen Windstromerzeugung vermiedenen CO₂-Emissionen betragen 49.500 Tonnen pro Jahr. Dies entspricht 7,1 % des vom Senat angestrebten CO₂-Minderungsziels (700.000 Tonnen pro Jahr bis 2005).

Tabelle 3.1:

**Windkraftausbau in der Stadtgemeinde Bremen
Realisierte und konkret geplante Projekte**

	Jahr der Realisierung	Anlagen	Leistung je Anlage in kW	Stromertrag in MWh/a
A Realisierte Projekte				
Blockland/A 27	1997	3	600	2.300
Neustädter Hafen	1998/1999	3	2 x 600 1 x 1.000	2.950
Niedervieland/Halmer Weg	1999	4	600	3.800
Einzelanlagen	1998/2000	2	1 x 350 1 x 600	1.350
Gruppe A insgesamt		12		10.400
B Geplante Projekte				
Mahndorf/A 1	2001	5	2.000	12.830
Optionsfläche Industriepark	2001	6	2.000	19.200
Stromer Feldmark*	2001	4	600	3.800
Rekumer Geest	2001	3	600	3.300
Blocklanddeponie	2002	6	3 x 600 2 x 1.000 1 x 2.000	8.300
Gruppe B insgesamt		24		47.430
C Insgesamt		36		57.830

* Realisierbarkeit derzeit nicht gesichert

Die Windkraftausbauplanung enthält für den Zeitraum 1997 bis 2000 ein Ausbauziel von 51,5 Millionen Kilowattstunden pro Jahr. Diese Vorgabe kann aus heutiger Sicht nur mit einer zeitlichen Verzögerung erfüllt werden. Unter Einschluss aller bis 2001 konkret geplanten Projekte wird das Ausbauziel geringfügig unterschritten (- 4,0 %), unter Berücksichtigung aller bis 2002 konkret geplanten Projekte wird es — aufgrund der im Durchschnitt erheblich gestiegenen Anlagenleistung — deutlich übertroffen (+10,9 %).

Für den Planungszeitraum bis 2005 haben Stadtbürgerschaft und Senat — unter Einschluss des stadtbremischen Überseehafengebiets in Bremerhaven — ein Ausbauziel von rund 130 Millionen Kilowattstunden in Aussicht genommen. Der Senat beabsichtigt dementsprechend, zu gegebener Zeit eine konkretisierte Windkraftausbauplanung für den Zeitraum 2001 bis 2005 vorzulegen. Er strebt weiterhin an, gemeinsam mit dem Magistrat eine Windkraftausbauplanung für Bremerhaven zu erarbeiten.

3.4 Weitere Potentiale

Weitere Potentiale der emissionsfreien und emissionsarmen Stromerzeugung in der Stadtgemeinde Bremen wurden im Rahmen der gemeinsamen Arbeitsgruppe

¹⁶ Die Realisierbarkeit des Standorts Stromer Feldmark ist derzeit nicht gesichert und wird im Rahmen des laufenden Verfahrens zur 85. Änderung des Flächennutzungsplans abschließend geprüft. Das Verfahren soll bis Mitte 2001 abgeschlossen werden.

„Landesenergieprogramm“ des Umweltressorts und der swb AG untersucht.¹⁷ In diesem Zusammenhang wurden im Einzelnen folgende Handlungsoptionen betrachtet:

- der Ausbau der Windkraftnutzung,
- die Ausweitung der Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage,
- der Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung,
- der Neubau eines GuD-Kraftwerks¹⁸ als Ersatz für den mit Steinkohle befeuerten Block 5 des Kraftwerks Hafent,
- die Ausweitung des Strombezugs durch die swb-Gruppe.

Die letztgenannte Variante wurde vor dem Hintergrund der wettbewerblichen Öffnung des Strommarktes und der unternehmensstrategischen Neuausrichtung der swb-Gruppe in die Betrachtung einbezogen.

Die einzelnen Handlungsoptionen wurden im Rahmen der Arbeitsgruppe unter ökologischen, wirtschaftlichen und unternehmensstrategischen Kriterien betrachtet. Als Leitvariable für die ökologische Bewertung wurden die CO₂-Emissionen verwendet. Die in diesem Zusammenhang ermittelten Kennzahlen sind in Tabelle 3.2 zusammengefasst.

Die spezifische CO₂-Belastung der bereitgestellten elektrischen Arbeit ist ein Maßstab für die ökologische Wertigkeit des erzeugten Stroms. Erwartungsgemäß weisen hier die Nutzung des regenerativen Energieträgers Wind und die fast ausschließlich auf Abwärmenutzung basierende Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage deutlich günstigere Werte auf als die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung und die GuD-Technik, die beide auf der Nutzung des fossilen Energieträgers Erdgas basieren. Für das untersuchte Strombezugsszenario wurde eine sehr hohe spezifische CO₂-Belastung ermittelt, die etwa dem Wert für die Stromerzeugung im bestehenden Kraftwerkspark der swb-Gruppe entspricht.¹⁹

Tabelle 3.2:

**Handlungsoptionen im Bereich der Strombeschaffung
Ökologische Kennzahlen**

	Spezifische CO ₂ -Belastung g/kWh	CO ₂ - Minderungs- potential t/a
Ausbau der Windkraftnutzung*	0	88.000
Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage	44	58.000
Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung	285	196.000
Neubau eines GuD-Kraftwerks	365	299.000
Ausweitung des Strombezugs**	861	- 0

Quelle: Arbeitsgruppe Landesenergieprogramm, Abschlussbericht (siehe Anlage C)

- * Einschließlich Ausbau 1997 bis 2000, ohne stadtbremisches Überseeahafengebiet in Bremerhaven.
- ** Die angegebenen Werte gelten in kurz- und mittelfristiger Betrachtung. Langfristig ist aufgrund von Effizienzsteigerungen und Änderungen des Energieträgermix mit einer allmählich sinkenden spezifischen CO₂-Belastung des bezogenen Stroms zu rechnen.

17 Die Arbeitsgruppe „Landesenergieprogramm“ wurde im Juni 1997 als gemeinsame Arbeitsgruppe des Senators für Frauen, Gesundheit, Jugend, Soziales und Umweltschutz sowie der Stadtwerke Bremen AG eingesetzt. Der Abschlussbericht der Arbeitsgruppe ist als Anlage C beigefügt. Zusammensetzung und Arbeitsweise der Arbeitsgruppe sind in der Anlage 1 zum Abschlussbericht näher dargestellt.

18 Gas- und Dampfturbinenkraftwerk

19 Dem untersuchten Strombezugsszenario liegt die Annahme zugrunde, dass die swb-Gruppe ihren Bedarf an Grundlaststrom weiterhin durch Eigenerzeugung deckt, Mittel- und Spitzenlaststrom hingegen künftig von außen bezieht. Der angegebene Wert spiegelt den Energieträgermix und die Effizienz der heutigen Mittel- und Spitzenlaststromerzeugung auf Bundesebene wider und gilt nur in kurz- und mittelfristiger Betrachtung. Langfristig ist aufgrund von allgemeinen Effizienzsteigerungen sowie des zu erwartenden zunehmenden Einsatzes erdgasbefuerter GuD-Anlagen mit einer allmählich sinkenden spezifischen CO₂-Belastung des bezogenen Stroms zu rechnen.

Das CO₂-Minderungspotential ist ein Indikator für die quantitative Bedeutung der einzelnen Handlungsoptionen. Zieht man das CO₂-Minderungsziel des Senats (700.000 Tonnen pro Jahr) als Vergleichsmaßstab heran, so zeigt sich, dass alle untersuchten Erzeugungsoptionen quantitativ relevante Beiträge zur Senkung der CO₂-Emissionen leisten können. Eine Realisierung des Strombezugszenarios würde demgegenüber keine CO₂-Minderung bewirken. Das größte Einzelpotential wurde für den Ersatz des Blocks 5 im Kraftwerk Hafen durch ein GuD-Kraftwerk ermittelt. Gleichwohl bieten auch die untersuchten dezentralen Stromerzeugungsoptionen erhebliche Möglichkeiten zur Minderung der CO₂-Emissionen. Bei vollständiger Erschließung der Potentiale von Windkraft, Müllverbrennungsanlage und dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung könnte aus diesen Quellen annähernd die gleiche elektrische Arbeit bereitgestellt werden wie unter heutigen Bedingungen durch den Block 5. Die resultierende CO₂-Minderung betrüge insgesamt 342.000 Tonnen pro Jahr und läge damit über dem ermittelten CO₂-Minderungseffekt der GuD-Anlage.

Zur wirtschaftlichen Bewertung der einzelnen Handlungsoptionen wurden die spezifischen Strombeschaffungskosten ermittelt. Da die untersuchten Stromerzeugungstechniken überwiegend den Energieträger Erdgas nutzen, wurden zwei verschiedene Erdgaspreisszenarien betrachtet. Als Basis für die Abschätzung der Strombezugskosten wurden die Vollkosten neuer GuD-Kraftwerke verwendet. Die auf dieser Grundlage ermittelten Werte können als Indikatoren für die längerfristig zu erwartenden Wettbewerbspreise herangezogen werden. Bei ihrer Interpretation ist zu beachten, dass gegenwärtig die Angebotssituation auf den europäischen Strommärkten durch weitgehend abgeschriebene Kraftwerke und Überkapazitäten gekennzeichnet ist und die Strombezugspreise deutlich unter den Vollkosten neuer Kraftwerke liegen.

Tabelle 3.3:

**Handlungsoptionen im Bereich der Strombeschaffung
Spezifische Strombeschaffungskosten**

	Strombeschaffungskosten	
	Unteres Erdgaspreis-szenario	Oberes Erdgaspreis-szenario
	Pf/kWh	
Ausbau der Windkraftnutzung		14,1
Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage		(5,8)*
Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung	6,4	8,1
Neubau eines GuD-Kraftwerks	7,1	8,7
Strombezug (Grundlast)	5,8	7,4
Strombezug (Mittellast)	7,2	8,9
Strombezug (Spitzenlast)	9,9	11,7

Quelle: Arbeitsgruppe Landesenergieprogramm, Abschlussbericht (siehe Anlage C)

* Der für die Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage angegebene Wert kann aufgrund von Unsicherheiten bei der Ermittlung des Investitionsvolumens nur als grobe Orientierungsgröße betrachtet werden und ist deshalb mit den übrigen Werten nur eingeschränkt vergleichbar.

Die Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung sind in Tabelle 3.3 zusammengefasst. Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung, Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage und Eigenerzeugung auf GuD-Basis haben ähnlich hohe spezifische Strombeschaffungskosten wie der Bezug von Grund- und Mittellaststrom und sind damit — gemessen an dem längerfristig zu erwartenden Wettbewerbspreisniveau — als wirtschaftlich konkurrenzfähig einzustufen. Die Windkraftnutzung hat trotz erheblicher Kostensenkungen in den vergangenen Jahren die Wirtschaftlichkeitsschwelle noch nicht erreicht und ist erwartungsgemäß weiterhin auf Förderung angewiesen.

Mit der wettbewerblichen Öffnung der Märkte für Strom und Gas haben sich die Rahmenbedingungen für das unternehmerische Handeln der swb-Gruppe grundlegend verändert. Aus Unternehmenssicht sind die im vorliegenden Zusammen-

hang untersuchten Strombeschaffungsoptionen daher auch unter dem Gesichtspunkt zu beurteilen, ob diese als Elemente einer Gesamtstrategie zur Anpassung an ein zunehmend wettbewerblich strukturiertes Umfeld geeignet sind. Hierbei ist von besonderer Bedeutung, dass die swb-Gruppe das Ziel einer Flexibilisierung der Strombeschaffung verfolgt. Dieser Ansatz zielt im Kern darauf ab, den Anteil des Strombezugs an der Strombeschaffung erheblich auszuweiten. Hiermit soll zum einen die Anpassungsflexibilität gegenüber absatzseitigen Veränderungen erhöht werden. Zum anderen soll die Voraussetzung dafür geschaffen werden, dass Einkaufsvorteile auf einem wettbewerblich organisierten Strommarkt genutzt werden können.

Tabelle 3.4:

**Handlungsoptionen im Bereich der Strombeschaffung
Unternehmensstrategische Bewertung**

	Unternehmensstrategische Bewertung*
Ausbau der Windkraftnutzung	o
Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage	+
Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung	+
Neubau eines GuD-Kraftwerks	-
Ausweitung des Strombezugs	+

Quelle: Arbeitsgruppe Landesenergieprogramm, Abschlussbericht, S. 41 (siehe Anlage C)

* + positiv - negativ o Bewertung nicht sinnvoll

Die Frage der unternehmensstrategischen Bewertung wurde im Rahmen der Arbeitsgruppe in qualitativer Form erörtert. Die Diskussionsergebnisse sind in Tabelle 3.4 zusammengefasst. Danach sind die Ausweitung der Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage, der Zubau von Anlagen der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung durch die swb-Gruppe sowie die Ausweitung des Strombezugs aus unternehmensstrategischer Sicht positiv zu beurteilen. Für den Neubau eines GuD-Kraftwerks als Ersatz für den Block 5 im Kraftwerk Hafen ergibt sich demgegenüber eine negative Bewertung, da diese Option mit dem Ziel einer Flexibilisierung der Strombeschaffung nicht vereinbar ist. Hinsichtlich der Windkraftnutzung ging die Arbeitsgruppe davon aus, dass der weitere Windkraftausbau im Land Bremen unabhängig von Entscheidungen der swb-Gruppe realisiert wird. Eine unternehmensstrategische Bewertung dieser Option erschien dementsprechend nicht sinnvoll.²⁰

3.5 Perspektiven

Die Ergebnisse der Arbeitsgruppe „Landesenergieprogramm“ bestätigen, dass der Ausbau der emissionsfreien und emissionsarmen Stromerzeugung ein quantitativ bedeutsames Potential zur Minderung der bremischen CO₂-Emissionen bietet. Die ermittelten Stromerzeugungskosten zeigen weiterhin, dass ein großer Teil dieses Potentials — gemessen an dem längerfristig zu erwartenden Wettbewerbsniveau der Strombezugspreise — wirtschaftlich erschlossen werden kann.

Im Rahmen der energiepolitischen Bewertung dieser Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die Angebotssituation auf dem Strommarkt gegenwärtig durch weitgehend abgeschriebene Kraftwerke, erhebliche Überkapazitäten und einen starken Strompreisverfall gekennzeichnet ist. Im Ergebnis hat sich ein Niveau der Strombezugspreise eingestellt, das deutlich unter den Vollkosten neuer Kraftwerke und somit unter dem längerfristig zu erwartenden Wettbewerbspreisniveau liegt. Diese Marktsituation bildet für die Errichtung neuer umweltschonender Stromerzeugungskapazitäten offenkundig ein erhebliches Hemmnis. Sie hat darüber hinaus bundesweit bereits zur Stilllegung bestehender umweltschonender Stromerzeugungskapazitäten geführt. Hievon betroffen ist insbesondere die Kraft-Wärme-Kopplung.

²⁰ Vgl. im einzelnen Anlage C, S. 39-41

Der Senat sieht sich durch diese Entwicklung in seiner Auffassung bestätigt, dass eine ökologische Flankierung der wettbewerblichen Entwicklung des Strommarktes erforderlich ist. Er betrachtet insbesondere marktkonforme und energiewirtschaftlich sachgerechte Regelungen für die Stromerzeugung auf Basis von regenerativen Energien und von Kraft-Wärme-Kopplung als eine wesentliche Voraussetzung, um die Klimaschutzziele auf nationaler wie auf örtlicher Ebene zu erreichen. Im Bereich der regenerativen Energien hat der Bundesgesetzgeber mit dem am 1. April 1999 in Kraft getretenen Erneuerbare-Energien-Gesetz das bisherige Stromeinspeisungsgesetz novelliert und damit eine verbesserte finanzielle Basis für Investitionsentscheidungen geschaffen. Im KWK-Bereich ist mit dem Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung, das seit dem 18. Mai 2000 in Kraft ist, ein erster Schritt zur Sicherung bestehender Kapazitäten getan worden. Darüber hinaus hat die Bundesregierung ein KWK-Ausbaugesetz in Aussicht genommen, das einen zusätzlichen Beitrag zur CO₂-Minderung auf Bundesebene leisten soll. Eine umfassende und zielführende bundesgesetzliche Regelung dieser Materie steht jedoch noch aus.

Aus Sicht der bremischen CO₂-Minderungspolitik ist festzustellen, dass der Ausbau der emissionsfreien und emissionsarmen Stromerzeugung kurz- und mittelfristig in erheblichem Maße von bundesgesetzlichen Regelungen beeinflusst wird. Für private Investitionen in die verstärkte Nutzung der Windenergie bestehen mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gute Rahmenbedingungen. Der Senat erwartet, dass der Windkraftausbau im Land Bremen auf dieser Grundlage weiterhin zügig vorangehen wird. Die Erschließung der erheblichen CO₂-Minderungspotentiale im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung wird in starkem Maße von der weiteren Entwicklung der bundesgesetzlichen Rahmenbedingungen abhängen. Der Senat wird auf Bundesratsebene alle Bestrebungen unterstützen, die auf die Schaffung marktkonformer und energiewirtschaftlich sachgerechter Regelungen für die umwelt- und ressourcenschonende Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung gerichtet sind.

4 Umwelt- und ressourcenschonende Wärmeversorgung

4.1 Fernwärmebündnis

Das 1996 geschlossene Fernwärmebündnis sieht den Anschluss von rund 120 stadt- und landeseigenen Gebäuden an das Fernwärmeversorgungsnetz der swb-Gruppe (ehemals „Stadtwerke Bremen AG“) vor. Das Bündnis verfolgt das Ziel, den energie- und umweltpolitisch vorteilhaften Ausbau der Fernwärme auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung zu fördern. Dies geschieht zum einen, indem der rasche und verlässliche Anschluss der öffentlichen Gebäude die betriebswirtschaftlichen Anlaufverluste des Fernwärmeausbaus reduziert. Zum anderen ist aus Mitteln des CO₂-Reduktionsprogramms ein direkter Investitionszuschuss von insgesamt 4,5 Mio. DM bewilligt worden. Von dieser unmittelbaren Förderung abgesehen, erfolgt die Umstellung der einbezogenen öffentlichen Gebäude auf Fernwärme haushaltsneutral.

Im Rahmen des Fernwärmebündnis wurden bisher 52 öffentliche Gebäude des Landes und der Stadtgemeinde Bremen mit einem Gesamtwärmebedarf von rund 43.500 MWh/a an das Fernwärmeversorgungsnetz der swb-Gruppe angeschlossen. Aufgrund der damit verbundenen Verdrängung der Energieträger Heizöl und Erdgas durch die emissionsarme Fernwärme auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung wird jährlich der Ausstoß von rund 4.000 Tonnen CO₂ vermieden.

Gestützt auf das Fernwärmebündnis hat die swb-Gruppe ihr Fernwärmenetz im Bremer Westen erheblich ausgebaut. Insbesondere wurde im Oktober 1997 der Bau einer neuen Haupttransportleitung abgeschlossen, die das Kraftwerk Hafen und das in der Nähe der Innenstadt gelegene Berufsbildungszentrum miteinander verbindet. Die Stadtteile Gröpelingen und Walle sind damit an die Fernwärme angebunden. Das nach der vollständigen Erschließung und Verdichtung dieser Gebiete realisierbare CO₂-Minderungspotential beträgt annähernd 20.000 Tonnen pro Jahr.

Unter Hinweis auf das seinerzeit sehr niedrige Preisniveau der Konkurrenzenergien Heizöl und Erdgas hat die swb-Gruppe im Oktober 1998 mitgeteilt, dass ein weiterer Ausbau der Fernwärme im Bremer Westen vorerst nicht beabsichtigt sei. Daraufhin wurde der weitere Vollzug des Fernwärmebündnis, insbesondere die weitere Auszahlung des gewährten Investitionszuschusses, in beiderseitigem Ein-

vernehmen bis zur Klärung der Perspektiven des Fernwärmeausbaus ausgesetzt. Die erforderliche Klärung soll bis zum Herbst 2001 herbeigeführt werden.

Die ökologischen und wirtschaftlichen Auswirkungen eines weiteren Fernwärmeausbaus in die Stadtteile Bahnhofsvorstadt, Altstadt, Findorff und Neustadt sind im Rahmen der Arbeitsgruppe Landesenergieprogramm näher untersucht worden.²¹ Danach könnte durch die Fernwärmeerschließung dieser Gebiete ein zusätzliches CO₂-Minderungspotential von rund 45.000 Tonnen pro Jahr realisiert werden. Bis 2005 wären hiervon etwa 50 % erreicht, die verbleibende Hälfte würde im Zuge der weiteren Anschlussentwicklung bis zum Jahr 2020 realisiert. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung führte unter den getroffenen Annahmen zu positiven Ergebnissen.

4.2 Fernwärmeversorgung Universität/Technologiepark

Die Universität Bremen und der angrenzende Technologiepark werden seit ihrer Gründung mit Fernwärme aus dem nahegelegenen Müllheizwerk versorgt. In den letzten Jahren ist das Fernwärmenetz aufgrund des Universitätsausbaus, der Erweiterung des Technologieparks und der Anbindung mehrerer Nahwärmeinseln erheblich erweitert worden. In 1999 wurden rund 150.000 Megawattstunden Fernwärme abgegeben.

Die Nutzung der ohnehin anfallenden Abwärme aus der Abfallbehandlung vermeidet die Verbrennung fossiler Energieträger. Im Ergebnis wird ein Beitrag zur Einsparung nicht erneuerbarer Primärenergie, zur Reduzierung des Ausstoßes von Luftschadstoffen und insbesondere zur Minderung der CO₂-Emissionen geleistet. Auf der Basis der 1999 realisierten Fernwärmeabgabe errechnet sich gegenüber einer konventionellen Wärmeversorgung eine CO₂-Entlastung um etwa 30.000 Tonnen pro Jahr.

Im Berichtszeitraum wurde das Wohngebiet Weidedamm III, eines der größten bremsischen Neubaugebiete der letzten Jahre, an das Fernwärmenetz des Müllheizwerks angeschlossen. In Weidedamm III sind zurzeit etwa 500 Wohneinheiten fertiggestellt, nach Abschluss der Bebauung werden rund 1.300 Wohneinheiten zur Verfügung stehen. Die Fernwärmeanbindung des Gebiets wurde aus Mitteln des CO₂-Reduktionsprogramms gefördert. Die Versorgung wurde im Jahr 2000 aufgenommen. Die CO₂-Entlastung wird nach vollständiger Bebauung rund 2.000 Tonnen pro Jahr betragen.

Eine erhebliche Erweiterung des Fernwärmenetzes wird sich im Zuge der Anbindung von zwei Erweiterungsgebieten des Technologieparks ergeben. Hierbei handelt es sich um das Gebiet Universität-Ost, das teilweise bereits bebaut ist, sowie um das Gebiet Achterstraße/Südlich Achterstraße, das gegenwärtig erschlossen wird. Die Fernwärmeanbindung der beiden Gebiete wird aus Mitteln des Wirtschaftspolitischen Aktionsprogramms gefördert. Die CO₂-Entlastung wird nach vollständiger Bebauung rund 4.000 Tonnen pro Jahr betragen.

4.3 Wärmeversorgung von neuen Wohngebieten

Mit der Osterholzer Feldmark befindet sich derzeit eines der größten Neubaugebiete in der Stadtgemeinde Bremen in Planung. Der Rahmenplan für die städtebauliche Entwicklung sieht hinsichtlich des Wärmeschutzes die Verwirklichung des Niedrig-Energie-Standards vor. Aufgrund der räumlichen Lage bietet sich ferner die Möglichkeit, das Gebiet an das Fernwärmenetz des Kraftwerks Hastedt anzuschließen und auf diese Weise eine umwelt- und ressourcenschonende Wärmeversorgung auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung zu gewährleisten. Sollte sich eine Fernwärmeerschließung aus wirtschaftlichen Gründen als nicht realisierbar erweisen, soll ein entsprechender CO₂-Entlastungseffekt durch anderweitige Maßnahmen herbeigeführt werden, insbesondere durch einen erhöhten Wärmeschutzstandard und den Einsatz innovativer Heizungstechnik. Ferner sollen die städtebaulichen Voraussetzungen für die Solarenergienutzung optimiert werden.

Die laufenden Planungen für die Schaffung eines anspruchsvollen innerstädtischen Wohnquartiers auf dem Stadtwerder werden ebenfalls unter besonderer Berücksichtigung energie- und umweltpolitischer Belange durchgeführt. Nach einer Konzept-Studie des Bremer Energie-Instituts bietet das ehemalige Wasserwerks-

21 Vgl. Anlage C, S. 28-31

gelände gute Voraussetzungen für die Verwirklichung eines solaren Nahwärmesystems, so dass ein erheblicher Teil des Raumwärmebedarfs auf Basis von Sonnenenergie gedeckt werden könnte. Insbesondere besteht grundsätzlich die Möglichkeit, die vorhandenen Reinwasserbehälter als Langzeitwärmespeicher zu nutzen und auf diese Weise die Investitionskosten des solaren Nahwärmesystems gegenüber bisherigen Projekten in anderen Kommunen deutlich zu senken. Ferner lässt das Baugebiet eine Bebauung mit geeigneter Orientierung und weitgehender Verschattungsfreiheit der Dachflächen zu. Nicht zuletzt bietet der geplante urbane Charakter des Quartiers mit einer weitgehend verdichteten Bebauung günstige Voraussetzungen für eine zentrale Wärmeversorgung. Im nächsten Planungsschritt soll die wirtschaftliche Realisierbarkeit eines solaren Nahwärmesystems unter Berücksichtigung von Fördermöglichkeiten auf Bundes- und EU-Ebene näher geprüft werden.

5 Energieeinsparung in öffentlichen Gebäuden

5.1 Land und Stadtgemeinde Bremen

Im Berichtszeitraum hat sich der Schulbereich zu einem Schwerpunkt der Aktivitäten zur Energieeinsparung in bremischen öffentlichen Gebäuden entwickelt. Den Rahmen hierfür bildete das „3/4-plus-Projekt“, das 1994 initiiert und 1998 im Zuge der Entwicklung einer Lokalen Agenda 21 erheblich erweitert wurde. Träger des Projekts sind der Senator für Bildung und Wissenschaft und die Bremer Energie-Konsens GmbH. Darüber hinaus ist eine Reihe von weiteren Kooperationspartnern beteiligt.²²

Im Mittelpunkt des Projekts steht ein finanzielles Anreizsystem, das die teilnehmenden Schulen am Erfolg von energie- und wassersparenden Maßnahmen beteiligt. Diese erhalten insgesamt drei Viertel der erzielten Kostensenkungen erstattet, hiervon 50 % zweckgebunden für weitere Einsparinvestitionen und 25 % zur freien Verfügung. Die Einsparungen werden im Vergleich zu so genannten Startwerten ermittelt, die ihrerseits auf der Grundlage von Verbrauchsdaten der Periode 1992 bis 1994 und unter Berücksichtigung von Witterungseinflüssen festgelegt werden.

Neben diesem Prämiensystem enthält das Projekt eine Reihe von weiteren Elementen, insbesondere die Identifizierung und Umsetzung von investiven Energiesparmaßnahmen. Die Finanzierung dieser Maßnahmen erfolgte bisher hauptsächlich aus energiebezogenen Mitteln des Stadtreparaturfonds sowie aus reinvestiven Mitteln des 3/4-plus-Projekts. Weitere Elemente betreffen die Bereiche Information, Motivation und Beratung, die Integration der Thematik in die pädagogische Arbeit sowie die Entwicklung und Umsetzung von Modellprojekten.

Derzeit nehmen 146 von 170 Bremer Schulen am 3/4-plus-Projekt teil. Der Energie- und Wasserverbrauch der beteiligten Schulen wurde nach Ermittlungen des Senators für Bildung und Wissenschaft bis 1999 um rund 15 % gegenüber den Startwerten reduziert.²³ Die erzielte Verbrauchskostenminderung betrug 1999 annähernd 2 Mio. DM. Aufgrund der Einsparung von Heizenergie und Strom wurde eine Minderung der CO₂-Emissionen um rund 5.800 Tonnen pro Jahr erreicht.

Im Gesamtbestand der öffentlichen Gebäude des Landes und der Stadtgemeinde Bremen wurden im Berichtszeitraum insbesondere folgende Maßnahmen zur Energieeinsparung durchgeführt:

- In den Jahren 1996 und 1997 wurden im Rahmen des Stadtreparaturfonds insgesamt 5,0 Mio. DM für energiebezogene Vorhaben bereitgestellt. Diese Mittel wurden in den Jahren 1997 bis 1999 zur Durchführung investiver Maßnahmen zur Heizenergieeinsparung sowie zur Stromeinsparung eingesetzt.
- In Anlehnung an das 3/4-plus-Projekt wurde 1998 unter der Bezeichnung „Verbrauchs- und Kosteninformation (VKI)“ ein ähnliches Projekt für öffentliche Gebäude außerhalb des Schulbereichs initiiert. Wesentliche Elemente des VKI-Pro-

²² Bremer Energie-Institut (Koordination), Senator für Bau und Umwelt (Energieleitstelle, Abteilung Wasserwirtschaft), Landesinstitut für Schule, Universität Bremen — Institut für arbeitsorientierte Allgemeinbildung, swb Enordia GmbH, Bremer Umweltberatung e.V., Waller Beschäftigungs- und Qualifizierungsgesellschaft, Bremer Baubetrieb.

²³ Heizenergieeinsparung: rund 18,9 Mio. kWh (16 %), Stromeinsparung: rund 2,5 Mio. kWh (13 %)

jekts sind ein finanzielles Anreizmodell, die Einsetzung und Schulung von Energiebeauftragten für die einbezogenen Gebäude sowie eine monatliche gebäudescharfe Verbrauchs- und Kostenbilanzierung. Derzeit sind 40 öffentliche Gebäude in das Projekt einbezogen.

- Seit 1999 wurden zwei Pilotprojekte zur Erprobung von Contracting-Modellen in öffentlichen Gebäuden realisiert. Im Rahmen einer europaweiten Ausschreibung wurden die Erneuerung und der Betrieb der Heizungsanlagen in sechs Bremer Schulen an einen externen Anbieter vergeben. Die zwischenzeitlich erfolgte Heizungssanierung führte zu einer Brennstoffeinsparung um 17 % und zu einer CO₂-Minderung um 240 Tonnen pro Jahr. Das zweite Projekt betraf die Erneuerung der Heizungsanlage in einem Verwaltungsgebäude.
- Im Rahmen der Sanierung der Heizzentrale der Bereitschaftspolizei wurde im Dezember 1999 ein Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von 110 kW in Betrieb genommen. Gleichzeitig wurde die Heizkesselanlage erneuert und auf Erdgas umgestellt. Die Sanierung der Heizzentrale bewirkt insgesamt eine CO₂-Minderung um 580 Tonnen pro Jahr. Hiervon entfallen 420 Jahrestonnen auf das BHKW. In zwei weiteren Dienstgebäuden wurden im November 1999 zwei kleine BHKW mit einer elektrischen Leistung von jeweils 5,5 kW in Betrieb genommen.
- Bereits seit 1995 gilt für den Neubau von öffentlichen Gebäuden des Landes und der Stadtgemeinde Bremen ein im Vergleich zur Wärmeschutzverordnung um 30 % verbesserter Wärmeschutzstandard. Im Berichtszeitraum wurden insgesamt sieben Gebäude, vorwiegend im Schul- und Universitätsbereich, mit einer Bruttogeschossfläche von rund 20.000 m² unter Einhaltung dieser Vorgabe errichtet. Bei größeren Projekten und besonderen Nutzungsbedingungen wurde zudem eine energetische Optimierung unter Einsatz eines computergestützten dynamischen Simulationsmodells durchgeführt. Hierdurch konnten energieintensive Klimaanlage häufig ganz vermieden oder erheblich kleiner dimensioniert werden.

Neben diesen auf eine mengenmäßige Energieeinsparung gerichteten Aktivitäten wurden die mit der Liberalisierung des Strommarktes entstandenen Möglichkeiten zur Realisierung von Preissenkungen genutzt. So konnten im Frühjahr 1999 die Verhandlungen über den Strombezug für die öffentlichen Gebäude des Landes und der Stadtgemeinde Bremen erfolgreich abgeschlossen werden. Im Ergebnis wurde eine Reduzierung der Strombezugskosten um mehr als 20 % erreicht.

Die Bürgerschaft (Landtag) hat den Senat mit Beschluss vom 6. Juli 2000 aufgefordert, am Modellbeispiel des Bremer Rathauses die Versorgung öffentlicher Gebäude mit „Ökostrom“ zu prüfen.²⁴ Der Senat hat der Bürgerschaft am 20. Februar 2001 einen entsprechenden Bericht zugeleitet.²⁵ Wesentliches Ergebnis dieses Berichts ist es, dass in den öffentlichen Gebäuden des Landes und der Stadtgemeinde Bremen noch erhebliche unausgeschöpfte Stromsparpotentiale vorhanden sind, deren Erschließung im Interesse sowohl der Haushaltssanierung als auch der CO₂-Minderung geboten ist. Der Senat beabsichtigt daher, bis zum Herbst 2001 ein Stromsparprogramm für die bremischen öffentlichen Gebäude zu entwickeln und dessen Finanzierung sicherzustellen. Der Bericht zeigt ferner, dass eine beachtliche weitere CO₂-Minderung erreicht werden könnte, wenn der nach Ausschöpfung der Einsparpotentiale verbleibende Strombedarf durch Ökostrombezug gedeckt würde. Allerdings wäre die Erschließung dieses Potentials mit erheblichen Mehrkosten verbunden.

Der Senat hat am 12. Dezember 2000 eine grundlegende Neuordnung des öffentlichen Liegenschaftswesens auf der Grundlage eines Vermieter-Mieter-Modells beschlossen. Er wird sicherstellen, dass die Belange der Energieeinsparung und der CO₂-Minderung im Zuge der weiteren Konkretisierung und Umsetzung dieses Vorhabens angemessen berücksichtigt werden. Insbesondere ist zu gewährleisten, dass die Erträge von investiven Maßnahmen zur Energieeinsparung dem Investor zufließen. Ferner ist dafür Sorge zu tragen, dass im Rahmen des anstehenden Sanierungsprozesses des öffentlichen Gebäudebestands die vorhandenen Potentiale zur Senkung des Energieverbrauchs und zur Minderung der CO₂-Emissionen ausgeschöpft werden.

²⁴ Vgl. Bürgerschaft (2000)

²⁵ Vgl. Senat (2001)

5.2 Stadtgemeinde Bremerhaven

In der Stadtgemeinde Bremerhaven wurden die Aktivitäten zur Energieeinsparung in öffentlichen Einrichtungen und Gebäuden erfolgreich fortgesetzt. Im Berichtszeitraum lagen die Schwerpunkte in folgenden Bereichen:

- Im Schuljahr 1998/99 wurde das „Energie-Spar-Programm Schulen“ eingeführt. Im Rahmen des Programms soll der Gedanke der Energieeinsparung und der damit verbundenden Emissionsminderung von den Schülerinnen und Schülern praktisch erfahren und umgesetzt werden. Als Anreiz erhalten die teilnehmenden Schulen eine finanzielle Beteiligung an den eingesparten Bewirtschaftungsmitteln in Höhe von 70 %. Das Programm wurde mit fünf Schulen begonnen und konnte bis zum Schuljahr 2000/2001 auf 14 Schulen ausgedehnt werden. Für das Jahr 2001 ist eine Ausweitung auf Verwaltungsgebäude und Kindertagesstätten vorgesehen.
- Ab 1999 aufgrund der rückläufigen Strompreisentwicklung eingesparte Mittel wurden für energiesparende technische Maßnahmen eingesetzt. In diesem Rahmen wurden insbesondere Beleuchtungsanlagen optimiert oder ausgetauscht, Steuerungen und Pumpen in Heizungsanlagen erneuert und diverse elektrische Schaltungen automatisiert. Erste Ergebnisse in Bezug auf die erzielten Stromersparungen werden voraussichtlich Anfang 2002 vorliegen.
- Im Berichtszeitraum wurden vier von 35 Schulen mit einem Investitionsaufwand von insgesamt 22,4 Mio. DM grundsaniert. In diesem Rahmen wurden Wärmedämmungen an den Außenwänden vorgenommen und technische Anlagen erneuert. Nach Angaben des Hochbauamts Bremerhaven wurde der Energieverbrauch der sanierten Gebäude im Durchschnitt um 20 % gesenkt. Weiterhin wurden die Beleuchtungsanlagen in zwei Sporthallen saniert. Der Stromverbrauch der beiden Hallen wurde hierdurch nach Angaben des Hochbauamts Bremerhaven um rund 25 % reduziert.

6 Energiepolitische Förderangebote

6.1 Vorbemerkungen

Im Berichtszeitraum wurde die Förderung der rationellen Energienutzung und der regenerativen Energien weitergeführt. Wie bereits in den Vorjahren umfassten die Aktivitäten drei Bereiche:

- Breitenförderprogramme im Bereich der rationellen Energienutzung,
- Breitenförderprogramme im Bereich der Solarenergienutzung,
- energiebezogene Förderprojekte im Rahmen der Wirtschaftsstrukturpolitik.

Im Folgenden werden zunächst die in den einzelnen Bereichen geförderten Projekte beschrieben. Anschließend wird ein Gesamtüberblick über die für energiepolitische Fördermaßnahmen eingesetzten Haushaltsmittel gegeben.

6.2 Breitenförderprogramme im Bereich der rationellen Energienutzung

Im Berichtszeitraum wurde die Breitenförderung von Maßnahmen der rationellen Energienutzung fortgesetzt. Die verfügbaren Haushaltsmittel wurden hierbei auf Maßnahmenbereiche konzentriert, die sich durch eine hohe CO₂-bezogene Fördereffizienz auszeichnen.

Im Einzelnen handelt es sich um die Breitenförderprogramme Wärmeschutz im Wohngebäudebestand, Ersatz von Elektroheizungen und Ersatz von elektrischer Warmwasserbereitung, die sich schwerpunktmäßig an private Eigentümer selbstgenutzten Wohnraums richten. Im Rahmen des Wärmeschutzprogramms werden energetisch hochwertige Wärmedämmungen und Verglasungen in bestehenden Wohngebäuden mit maximal zehn Wohneinheiten bezuschusst. Die beiden Stromsparprogramme fördern den Ersatz von elektrischen Raumheizungen und elektrischen Warmwasserbereitungsanlagen durch umweltverträglichere Wärmeversorgungssysteme auf Basis von Fernwärme, Erdgas oder Heizöl.²⁶

²⁶ Seit Anfang des Jahres kann ferner das KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramm in Anspruch genommen werden. Hierbei handelt es sich um ein Kreditverbilligungsprogramm des Bundes, das aufgrund seiner Ausgestaltung vornehmlich für Wohnungsbaugesellschaften von Interesse ist und insbesondere in dieser Hinsicht eine sinnvolle Ergänzung der Förderangebote des Landes darstellt.

Tabelle 6.1:

**Breitenförderprogramme im Bereich der rationellen Energienutzung
Mittelleinsatz und CO₂-Effekte im Zeitraum 1997 bis 2000**

	1997	1998	1999	2000	Gesamt
1 Anzahl der geförderten Projekte					
Wärmeschutz im Wohngebäudebestand	140	104	431	543	1.218
Ersatz von Elektroheizungen	51	68	126	70	315
Ersatz von elektr. Warmwasserbereitung	109	250	439	562	1.360
Insgesamt	300	422	996	1.175	2.893
2 Eingesetzte Fördermittel (in TDM)					
Wärmeschutz im Wohngebäudebestand	470	212	936	1.039	2.658
Ersatz von Elektroheizungen	179	310	539	272	1.300
Ersatz von elektr. Warmwasserbereitung	184	476	826	1.058	2.544
Insgesamt	833	998	2.301	2.369	6.502
3 Direkte CO₂-Minderungseffekte (in Tonnen pro Jahr)*					
Wärmeschutz im Wohngebäudebestand	395	178	787	873	2.233
Ersatz von Elektroheizungen	371	641	1.116	563	2.691
Ersatz von elektr. Warmwasserbereitung	99	257	446	570	1.372
Insgesamt	865	1.076	2.349	2.007	6.297

* Hochrechnung auf Basis der eingesetzten Fördermittel und des spezifischen Förderaufwandes je Tonne CO₂. Vgl. hierzu die Evaluation der energiepolitischen Förderprogramme des Landes Bremen (LEP 1996, Anlage E, S. 20, Tabelle 7)

Tabelle 6.1 vermittelt einen Überblick über die im Berichtszeitraum geförderten Projekte und den Umfang der eingesetzten Fördermittel. Ferner werden die direkten CO₂-Minderungseffekte angegeben, das heißt die unmittelbar durch die geförderten Maßnahmen vermiedenen CO₂-Emissionen. Bei der Interpretation dieser Kennzahl ist zu beachten, dass energiepolitische Förderprogramme darüber hinaus weitere positive Wirkungen haben, beispielsweise Nachahmungseffekte im Nachbarschaftsbereich oder Erfahrungseffekte im ausführenden Handwerk, deren Quantifizierung jedoch nur mit einem sehr hohen methodischen Aufwand möglich wäre.²⁷ Im Ergebnis ist festzustellen, dass von 1997 bis 2000 annähernd 2.900 Einzelprojekte mit einem Mittelaufwand von etwa 6,5 Mio. DM unterstützt wurden. Als unmittelbare Wirkung der geförderten Maßnahmen wird jährlich der Ausstoß von rund 6.300 Tonnen CO₂ vermieden.

6.3 Förderung der Solarenergienutzung

Die Nutzung der Solarenergie wird vom Land Bremen seit Beginn der neunziger Jahre gefördert. Zu unterscheiden sind hierbei die Stromerzeugung aus Sonnenlicht (Photovoltaik) und die Nutzung der Solarenergie zur Wärmebereitstellung, insbesondere zur Warmwasserbereitung (thermische Solarenergienutzung).

Die Förderung der Photovoltaik wurde 1991 mit der Beteiligung am „Tausend-Dächer-Programms“ des Bundes und der Länder aufgenommen. In diesem Rahmen wurden bis einschließlich 1995 insgesamt 66 Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 149 kW_{peak} im Land Bremen errichtet. Im Berichtszeitraum konnte die installierte Solarstromkapazität im Rahmen von mehreren Förderprogrammen und Einzelprojekten deutlich ausgebaut werden:

- Im Mai 1997 ist das Photovoltaik-Kraftwerk „Auf dem Krüge“ in Betrieb gegangen. Die Solarzellen der Anlage, die auf 80 Reihenhäusern einer Neubausiedlung in Bremen Oslebshausen installiert sind, haben eine Gesamtfläche von 1.920 Quadratmetern und liefern eine elektrische Leistung von 200 kW_{peak}. Das Sonnenkraftwerk wurde im Rahmen eines überregional beachteten Modell-

27 Vgl. hierzu LEP 1996, Abschnitt 3.4 (S. 34-37)

projekts realisiert, das gemeinsam von der swb AG und der Bremischen Gesellschaft für Stadterneuerung, Stadtentwicklung und Wohnungsbau verwirklicht und aus Mitteln der Europäischen Union und des Landes Bremen gefördert wurde.

- Von Juli 1998 bis Januar 2000 haben das Land Bremen und die swb AG ein weiteres breitenorientiertes Programm zur Förderung der Solarstromerzeugung durchgeführt. In diesem Rahmen sind insgesamt 65 Photovoltaikanlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 115,2 kW_{peak} realisiert worden.
- In den Jahren 1998 und 1999 wurden im Rahmen des Förderprogramms „SonneOnline“, das gemeinsam von der swb AG und der PreussenElektra AG getragen wurde, an zehn Bremer Schulen Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von jeweils 1 kW_{peak} errichtet. Die Förderung umfasste auch die Einrichtung von Internetanschlüssen und die Internetpräsentation der Projekte.
- Ferner wurde 1997 in einem Bremer Gastronomiebetrieb eine Photovoltaikanlage mit einer elektrischen Leistung von 9,5 kW_{peak} in Betrieb genommen. Die Anlage war Bestandteil eines energietechnischen Modellprojekts, das gemeinsam von der Bremer Energie Konsens GmbH und der swb AG unterstützt wurde.

Tabelle 6.2 vermittelt einen Gesamtüberblick über den Ausbaustand der Photovoltaik im Land Bremen. Danach wurden seit 1991 insgesamt 133 Photovoltaikanlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 474 kW_{peak} in Betrieb genommen. Hiervon entfallen 200 kW_{peak} (42,2 %) auf das Photovoltaik-Kraftwerk „Auf dem Krüge“.

Tabelle 6.2

Solaranlagen im Land Bremen*

	Photovoltaik		Thermische Solarenergienutzung**	
	Installierte Anlagen	Installierte Leistung in kW _{peak}	Installierte Anlagen	Installierte Kollektorfläche in qm
1 Förderprogramme				
1991-1996	66	149,2	165	982,1
1997-2000	65	115,2	244	1.494,3
Insgesamt	131	264,4	409	2.476,4
2 Einzelprojekte				
1991-1996	–	–	2	2.480,0
1997-2000	2	209,5	1	21,0
Insgesamt	2	209,5	3	2.501,0
3 Insgesamt				
1991-1996	66	149,2	167	3.462,1
1997-2000	67	324,7	245	1.515,3
Insgesamt	133	473,9	412	4.977,4

* Erfasst sind Anlagen, die im Zeitraum 1991 bis Januar 2000 im Rahmen von Fördermaßnahmen des Landes Bremen oder anderer bremischer Einrichtungen realisiert wurden.

** Einschließlich Solarabsorberanlagen in Freibädern (2 Anlagen, Gesamtfläche 2.480 qm)

Die Förderung der thermischen Solarenergienutzung wurde 1993 aufgenommen. Im Rahmen eines seinerzeit gestarteten Breitenförderprogramms des Landes konnten bis 1996 insgesamt 165 Sonnenkollektoranlagen mit einer Gesamtfläche von 982 Quadratmetern realisiert werden. Ferner wurden im Rahmen eines größeren Modellprojekts zwei Solarabsorberanlagen in Bremer Freibädern gefördert. Im Berichtszeitraum wurde insbesondere die Breitenförderung von Sonnenkollektoranlagen fortgesetzt und durch eine gezielte Öffentlichkeitsarbeit intensiviert:

- Das Breitenförderprogramm „Thermische Solarenergienutzung“ wurde in Kooperation mit der swb AG weitergeführt.
- Auf Initiative der Bremer Energie-Konsens GmbH wurde im Februar 1999 die „Solarinitiative Bremen“ gegründet, eine Interessengemeinschaft von mittlerweile 23 Institutionen, der neben senatorischen Dienststellen auch Verbände des Handwerks, Forschungseinrichtungen, Beratungsstellen und Energieunternehmen angehören.
- Im Rahmen der Solarinitiative wurden insbesondere gezielte Öffentlichkeitskampagnen durchgeführt, die auf breites Interesse gestoßen sind („Solaraktionswochen“ in 1999 und 2000).

Infolge dieser vielfältigen Aktivitäten wurde das Breitenförderangebot deutlich stärker in Anspruch genommen als in der ersten Hälfte der neunziger Jahre. So konnten im Berichtszeitraum 244 thermische Solaranlagen mit einer Gesamtkollektorfläche von 1.494 Quadratmetern realisiert werden. Ferner wurde im Rahmen eines mit Landesmitteln geförderten Modellprojekts der Einsatz einer Solaranlage zur Unterstützung der Raumheizung verwirklicht. Einen Gesamtüberblick über den Ausbaustand der thermischen Solarenergienutzung im Land Bremen gibt Tabelle 6.2. Danach sind mittlerweile über 400 thermische Solaranlagen mit einer Gesamtkollektorfläche von annähernd 5.000 Quadratmetern in Betrieb.

Im Verlauf der vergangenen beiden Jahre haben sich die bundesweiten Rahmenbedingungen für die Nutzung der Solarenergie nachhaltig verändert. Einen wesentlichen Einschnitt markiert hierbei das am 1. April 2000 in Kraft getretene Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das die Abnahme und Vergütung von Strom aus regenerativen Energien regelt und das bisherige Stromeinspeisungsgesetz ablöst. Im Rahmen des EEG sind die Vergütungen für Stromeinspeisungen aus Photovoltaikanlagen deutlich angehoben worden. So gilt für Anlagen, die bis Jahresende 2000 in Betrieb gehen, ein fester Vergütungssatz von 99 Pfennigen je Kilowattstunde (gegenüber 16,5 Pf/kWh nach bisheriger Regelung). Parallel hierzu hat der Bund seine Förderangebote im Bereich der Solarenergienutzung erheblich ausgeweitet. Im Rahmen des „100.000-Dächer-Programms“ wird die Errichtung von Photovoltaikanlagen zusätzlich durch die Gewährung von zinsverbilligten Krediten unterstützt. Ferner werden auf der Grundlage der „Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien“ Investitionszuschüsse für die Errichtung von thermischen Solaranlagen gewährt.

Die bremischen Förderangebote im Solarbereich wurden Anfang des Jahres 2000 an die veränderte Situation angepasst. Aufgrund der deutlich verbesserten wirtschaftlichen Realisierungsbedingungen für Projekte der Solarenergienutzung wurde die Gewährung von Investitionszuschüssen eingestellt und durch ein Beratungsprogramm ersetzt, das die Förderangebote des Bundes begleitet und deren Inanspruchnahme erleichtert. Im Rahmen des Programms, das gemeinsam vom Land Bremen und der Bremer Energie-Konsens GmbH getragen wird, informieren insgesamt vier Beratungsstellen über die Förderangebote des Bundes, geben fachliche Empfehlungen zur konkreten Ausgestaltung von Solarprojekten und leisten Hilfestellung bei der Antragstellung im Rahmen der Bundesförderprogramme. Nach den bisher gesammelten Erfahrungen wird das Beratungsangebot von den Bremerinnen und Bürgern gut angenommen.

6.4 Energieprojekte im gewerblichen Sektor

Im Berichtszeitraum wurde die Förderung von energietechnischen Modellprojekten im gewerblichen Sektor sowie von energiebezogenen Forschungs- und Entwicklungsvorhaben fortgesetzt. Die Finanzierung dieser Maßnahmen erfolgte aufgrund ihres wirtschaftsstruktur- und technologiepolitischen Bezugs aus Mitteln des Wirtschaftspolitischen Aktionsprogramms. Einen Schwerpunkt der Fördermaßnahmen bildete die rationelle Energienutzung im Gewerbebau:

- Im Rahmen eines Modellvorhabens wurde 1997 der Neubau eines besonders energieeffizienten Bürogebäudes im Technologiepark Bremen unterstützt. In diesem Querschnittsprojekt wurden unter dem Leitbild eines „Low-energy-office“ energiesparende Maßnahmen in den verschiedensten Bereichen integriert. Diese umfassten einen verbesserten baulichen Wärmeschutz, eine energiebewusste Elektroplanung, Maßnahmen in den Bereichen Wärmerückgewinnung und Kühlung, den Einsatz anspruchsvoller Gebäudeleitechnik, die thermische Solarenergienutzung sowohl zur Warmwasserbereitung als auch

zur Unterstützung der Raumheizung sowie die Errichtung einer Photovoltaikanlage mit einer Leistung von $10 \text{ kW}_{\text{peak}}$.

- Im Rahmen eines weiteren Modellvorhabens wurde 1999 erstmals der sogenannte Passivhausstandard in einem gewerblich genutzten Gebäude verwirklicht. Das geförderte Bürogebäude, das in einem Gewerbegebiet in Bremerhaven errichtet wurde und als Kompetenzzentrum für ökologisches Bauen genutzt wird, erreicht aufgrund eines besonders aufwendigen Wärmeschutzes und des Einsatzes von Wärmerückgewinnungstechnik einen extrem niedrigen Energieverbrauchswert, der weit unter dem Standard eines Niedrigenergiehauses liegt (10 gegenüber 50 bis 70 kWh je qm und Jahr). Die Warmwasserbereitung erfolgt über eine Solaranlage.
- Darüber hinaus wurde die Errichtung einer Produktionshalle im Niedrigenergiestandard unterstützt. Das ebenfalls in Bremerhaven realisierte Projekt umfasst einen stark verbesserten baulichen Wärmeschutz, energiesparende Maßnahmen im Beleuchtungsbereich sowie den Einsatz eines kleinen Blockheizkraftwerks.

Im Berichtszeitraum wurde ferner die Förderung der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung weitergeführt. In diesem Bereich wurde in den Jahren 1997 und 1998 die Errichtung von zwei Blockheizkraftwerken in Bremerhaven ermöglicht, die über eine elektrische Leistung von 152 beziehungsweise 280 Kilowatt verfügen. Weitere Fördermaßnahmen betrafen die Bereiche Energieeinsparung im Gastättengewerbe und Lüftungstechnik in gewerblichen Niedrig-Energie-Gebäuden.

Im Forschungs- und Entwicklungsbereich wurden mehrere Vorhaben auf dem Gebiet der Windkraftnutzung gefördert. Diese betrafen die statische Sicherheit von Windkraftanlagen der Megawattklasse, die Weiterentwicklung eines 2-MW-Prototyps zu einer Serienmaschine sowie die Nutzung der Windkraft im Rahmen eines elektrizitätswirtschaftlichen Verbundsystems. Ein weiteres Projekt zur Förderung von Untersuchungen für ein Demonstrationsvorhaben im Bereich der Offshore-Windkraftnutzung befindet sich zurzeit in Vorbereitung. Weitere Projekte im Forschungs- und Entwicklungsbereich betrafen die Abwärmenutzung, die gesamtenergetische Planung von Wohngebäuden und die Umwandlung von bei Bremsvorgängen freiwerdender Energie in elektrische Energie.

6.5 Förderangebote der swb Enordia

Im Berichtszeitraum wurden Fördermittel für Maßnahmen zur CO₂-Minderung auch von der swb Enordia GmbH (vormals „Stadtwerke Bremen AG“) bereitgestellt. Hervorzuheben sind insbesondere folgende Angebote:

- Im Rahmen des Programms „Geld aus der Steckdose“ wurden von 1997 bis 2000 2,25 Mio. DM für stromsparende Maßnahmen im gewerblichen Sektor bereitgestellt. Gefördert wurden insgesamt 290 Einzelprojekte, insbesondere auf den Gebieten Beleuchtung, Kühlung und Substitution von Strom durch Erdgas. Die erzielte CO₂-Minderung beträgt nach Angaben des Unternehmens 1.250 Tonnen pro Jahr.
- In den Jahren 1999 und 2000 wurde die Umstellung von Heizungsanlagen auf Erdgas-Brennwerttechnik im Leistungsbereich bis 150 Kilowatt mit Zuschüssen in Höhe von 500 bis 1000 DM je Anlage unterstützt. In diesem Rahmen wurden insgesamt 969 Einzelprojekte mit einem Mittelaufwand von 400.000 DM gefördert. Im Ergebnis konnte nach Unternehmensangaben eine CO₂-Entlastung um 730 Tonnen pro Jahr bewirkt werden.

Weitere Förderangebote betrafen die Anschaffung von Kühl- und Gefriergeräten der Energieeffizienzklasse A, die Reduzierung des Stand-by-Verbrauchs von Fernsehgeräten, den Einsatz von Erdgas im Fahrzeugbereich und die Nutzung der Windkraft zur Stromerzeugung. Darüber hinaus wurde in Kooperation mit dem Land die Nutzung der Solarenergie sowohl zur Warmwasserbereitung als auch zur Stromerzeugung gefördert.²⁸

6.6 Haushaltsmittel für energiepolitische Fördermaßnahmen

Haushaltsmittel für energiepolitische Fördermaßnahmen werden im CO₂-Reduktionsprogramm des Umweltressorts sowie im Ökologiefonds des Wirtschafts-

²⁸ Vgl. hierzu Abschnitt 4.3

politischen Aktionsprogramms (WAP-Ökofonds) zur Verfügung gestellt. Energietechnologische Projekte, die neben ihren umweltentlastenden Wirkungen einen erheblichen technologie- und wirtschaftsstrukturpolitischen Bezug aufweisen, werden regelmäßig aus Mitteln des WAP-Ökofonds gefördert. Aus dem CO₂-Reduktionsprogramm werden schwerpunktmäßig die energiepolitischen Breitenförderprogramme im Bereich des baulichen Wärmeschutzes und des Stromsparens finanziert, die sich vornehmlich an private Haushalte richten.

Tabelle 6.3:

**Haushaltsmittel für energiepolitische Fördermaßnahmen
Mittelabflüsse im Zeitraum 1997 bis 2000**

	CO ₂ - Reduktions- programm	WAP-Ökofonds TDM	Insgesamt
1997	3.286	1.796	5.082
1998	1.943	2.112	4.054
1999	3.328	671	4.000
2000	2.863	388	3.251
Insgesamt	11.420	4.967	16.387

Die im Berichtszeitraum verausgabten Haushaltsmittel sind in Tabelle 6.3 dargestellt. Danach sind in den Jahren 1997 bis 2000 insgesamt 16,4 Mio. DM für die Förderung energiebezogener Projekte aufgewendet worden. Dies entspricht einem jahresdurchschnittlichen Fördervolumen von 4,1 Mio. DM.

Im Haushaltsjahr 2001 steht für das CO₂-Reduktionsprogramm ein Haushaltsanschlag von 2,5 Mio DM zur Verfügung. Im Rahmen des WAP-Ökofonds ist für die Förderung energiebezogener Projekte ein Mittelabfluss von rund 7 Mio. DM geplant. Verantwortlich für den diskontinuierlichen Abflussverlauf im WAP-Bereich ist in erster Linie die Förderung des Windkraftprojekts Mahndorf.²⁹ Hierfür haben die Wirtschaftsförderungsausschüsse mit Beschluss vom 5. Oktober 2000 Fördermittel in Höhe von 5,56 Mio. DM bereitgestellt, die jedoch erst in 2001 abfließen werden.

7 Bremer Energie-Konsens

7.1 Vorbemerkungen

Die Bremer Energie-Konsens GmbH ist eine gemeinnützige Einrichtung, die von der Freien Hansestadt Bremen, der swb AG und den privaten Anteilseignern der swb AG gemeinsam getragen wird. Die 1997 gegründete Gesellschaft widmet sich der Förderung von Maßnahmen und Kenntnissen des Klimaschutzes, der rationellen Energieverwendung und der regenerativen Energien. Sie bietet darüber hinaus ein Forum für die Diskussion aktueller Fragen einer ökologisch orientierten Energiepolitik.

7.2 Schwerpunkte der bisherigen Tätigkeit

Die Tätigkeit der Bremer Energie-Konsens GmbH umfasst ein breites Spektrum von Aktivitäten, insbesondere die Förderung innovativer Pilotprojekte, die Durchführung von Qualifizierungs- und Weiterbildungsmaßnahmen sowie die Initiierung und Koordination von Kooperationsprojekten. Einen herausragenden inhaltlichen Arbeitsschwerpunkt bildet die rationelle Energienutzung im Baubereich. Weitere Arbeitsfelder sind die thermische Solarenergienutzung, die Zertifizierung von „grünem Strom“ unter Bedingungen eines liberalisierten Elektrizitätsmarkts sowie aktuelle energietechnische und energiepolitische Fragen.

Die Aktivitäten zur rationellen Energienutzung im Bausektor betreffen zum einen den Weiterbildungsbereich. Mit dem Programm „Bremer Impulse — Bauen + Energie“ wurde im April 1999 ein auf fünf Jahre angelegtes Weiterbildungsprogramm gestartet, das sich an mit Bauen befasste Fachleute sowie interessierte Baufamilien

²⁹ Vgl. Abschnitt 3.3

und Haushalte richtet. Angeboten werden insbesondere Fachseminare für Planer, Architekten und Gewerke, Wochenendseminare und Bildungsurlaube für Baufamilien und Haushalte, Expertengespräche zu innovativen Techniken sowie Exkursionen zu Baustellen und fertiggestellten Mustervorhaben. In 1999 wurden insgesamt 16 und in 2000 insgesamt 48 Veranstaltungen dieser Art durchgeführt. Das Budget des Programms für den Zeitraum bis 2003 beträgt 2,5 Mio. DM. Kooperationspartner sind die Wirtschafts- und Sozialakademie der Angestelltenkammer, die Volkshochschulen in Bremen und Bremerhaven, die Architektenkammer, das Berufsförderungszentrum der Handwerkskammer sowie ähnliche Impulsprogramme anderer Bundesländer.

Darüber hinaus fördert die Bremer Energie-Konsens GmbH innovative energetische Ansätze im Baubereich im Rahmen von mehreren Pilotprojekten und -programmen:

- Das Pilotförderprogramm „Remodernisierung und Wärmeschutz“ bietet Unterstützung bei der Sanierung von „Bremer Häusern“, die in den sechziger und siebziger Jahren starke stilistische Veränderungen im äußeren Erscheinungsbild erfahren haben, insbesondere durch die Veränderung der ursprünglichen Fensterproportionen, das Abschlagen von Stuck- und Zierelementen und die Verkleidung mit Fassadenplatten. Förderfähig sind Sanierungsvorhaben, die auf eine Wiederherstellung der ursprünglichen Fassadenqualität abzielen und die Lösung dieser gestalterischen Aufgabe mit einem hochwertigen baulichen Wärmeschutz verbinden wollen. Im Rahmen des Pilotprogramms werden insgesamt 20 Bremer Häuser aus unterschiedlichen Bauperioden und mit unterschiedlichen gestalterischen und technischen Problemstellungen gefördert.
- Das Pilotprojekt „CO₂-Niedrig-Haus“ richtet sich auf den Neubaubereich und verbindet den Wärmeschutzstandard des Niedrig-Energie-Hauses mit dem verstärkten Einsatz des CO₂-armen Energieträgers Erdgas. Im Rahmen des in Bremen-Brokhuchting realisierten Vorhabens werden insgesamt 15 Reihenhäuser im Niedrig-Energie-Standard errichtet und mit einer neuartigen kostengünstigen Heizungs- und Warmwasserbereitungstechnik auf Erdgasbasis, einem Gasherd und einem gasbeheizten Wäschetrockner ausgestattet. Der Einsatz des Energieträgers Erdgas auch im Haushaltsbereich wird hierbei durch eine neuartige Verlege- und Anschlusstechnik ermöglicht (flexible Rohrleitungen ohne Schweißbedarf, Gassteckdosen).
- Im Rahmen weiterer Pilotvorhaben werden mehrere innovative Einzelprojekte gefördert. Hierzu gehören die bundesweit erstmalige Realisierung des Passivhausstandards in einem Schulgebäude, die Pilotanwendung innovativer Kältetechnik in Verbindung mit thermischer Solarenergienutzung und Fernwärmeinsatz in einem gewerblich genutzten Gebäude im Technologiepark Bremen sowie der Einsatz einer Grundwasserkühlung in einem Seminar- und Tagungsgebäude.

Einen wesentlichen Aufgabenbereich bildet ferner die Unterstützung und Koordination von komplexen energiebezogenen Kooperationsprojekten. In diesem Zusammenhang sind insbesondere die Solarinitiative Bremen³⁰ und das 3/4-plus-Projekt zur Energieeinsparung in Schulen³¹ hervorzuheben.

30 Vgl. Abschnitt 6.3

31 Vgl. Abschnitt 5.1

Quellenverzeichnis

Bürgerschaft (2000)	Beschluss der Bürgerschaft (Landtag) vom 6. Juli 2000, Ökostrom für Bremen, Bürgerschafts-Drucksache 15/401
LEP (1996)	Freie Hansestadt Bremen, Landesenergieprogramm, Erste Fortschreibung vom 3. Dezember 1996
Senat (1998)	Antwort des Senats vom 8. September 1998 auf die Kleine Anfrage der Fraktion der AFB vom 13. Juli 1998 „CO ₂ -Ausstoß im Land Bremen mindern“, Bürgerschafts-Drucksache 14/647 S
Senat (2001)	Mitteilung des Senats vom 20. Februar 2001, Ökostrom für Bremen, Bürgerschafts-Drucksache 15/629
Windkraftausbauplanung (1997)	Freie Hansestadt Bremen, Windkraftausbauplanung für die Stadtgemeinde Bremen. Konzept des Senats für den Ausbau der Windkraftnutzung in der Stadtgemeinde Bremen im Zeitraum 1997 bis 2000 vom 30. September 1997

Gesetzblatt

der

Freien Hansestadt Bremen

T 3234 A
325

1991	Ausgegeben am 27. September 1991	Nr. 41
------	----------------------------------	--------

Inhalt

Gesetz zur Förderung der sparsamen und umweltverträglichen Energieversorgung und Energienutzung im Lande Bremen (Bremisches Energiegesetz – BremEG)	S. 325
--	--------

<p style="text-align: center;">Gesetz zur Förderung der sparsamen und umweltverträglichen Energieversorgung und Energienutzung im Lande Bremen (Bremisches Energiegesetz – BremEG)</p> <p style="text-align: center;">Vom 17. September 1991</p> <p>Der Senat verkündet das nachstehende von der Bürgerschaft (Landtag) beschlossene Gesetz:</p> <p>Inhaltsübersicht:</p> <p>Erster Abschnitt: Allgemeine Vorschriften</p> <p>§ 1 Zweck- und Zielbestimmungen</p> <p>§ 2 Begriffsbestimmungen</p> <p>Zweiter Abschnitt: Maßnahmen zur Energieeinsparung</p> <p>§ 3 Energieeinsparung in öffentlichen Gebäuden und Anlagen</p> <p>§ 4 Anforderungen an die Beschaffung von Lieferungen und Leistungen</p> <p>§ 5 Geltung für die Gemeinden</p> <p>§ 6 Geltung für Beteiligungen, Mandate und Mitgliedschaften</p> <p>§ 7 Energiepaß</p> <p>Dritter Abschnitt: Förderungsmaßnahmen</p> <p>§ 8 Förderung des Energiesparens in Gebäuden</p> <p>§ 9 Förderung bestimmter Arten von Endenergieerzeugung und Abwärmenutzung</p> <p>§ 10 Förderung von Forschung und Entwicklung sowie von Pilot- und Demonstrationsanlagen</p> <p>§ 11 Förderung von Energieberatung</p> <p>§ 12 Förderrichtlinien</p> <p>Vierter Abschnitt: Rahmenbedingungen für die Energiewirtschaft im Lande Bremen</p> <p>§ 13 Landesenergieprogramm</p> <p>§ 14 Vorranggebiete</p> <p>§ 15 Öffentlichkeitsbeteiligung</p> <p>§ 16 Energiedienstleistungsunternehmen</p>	<p>§ 17 Einspeisung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung</p> <p>Fünfter Abschnitt: Sonstige Maßnahmen zur Einsparung von Energie</p> <p>§ 18 Anforderungen an die Errichtung und den Betrieb sonstiger Anlagen</p> <p>§ 19 Verbot des Neuanschlusses elektrischer Heizungen</p> <p>§ 20 Auskunftspflicht</p> <p>Sechster Abschnitt: Bußgeldvorschriften</p> <p>§ 21 Ordnungswidrigkeiten</p> <p>Siebter Abschnitt: Schlußvorschriften</p> <p>§ 22 Übergangsvorschrift</p> <p>§ 23 Inkrafttreten</p> <p>Erster Abschnitt: Allgemeine Vorschriften</p> <p style="text-align: center;">§ 1</p> <p style="text-align: center;">Zweck- und Zielbestimmungen</p> <p>(1) Zweck dieses Gesetzes ist es, die Erzeugung, Verteilung und Verwendung von Energie in möglichst sparsamer, umweltverträglicher, ressourcenschonender, risikoarmer, rationeller und gesamtwirtschaftlich kostengünstiger Weise zu gewährleisten.</p> <p>(2) Zur Erreichung des Gesetzeszwecks werden insbesondere folgende Ziele angestrebt:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Endenergie wird mit einem möglichst geringen spezifischen Verbrauch an nicht erneuerbarer Energie erbracht. 2. Einrichtungen zur Umwandlung und Nutzung von Energie erreichen einen möglichst hohen Wirkungsgrad. 3. Bedarfs- und Verbrauchsminderung haben Vorrang vor Maßnahmen, die einen im Vergleich höheren Einsatz von Energie zur Folge haben. Dasselbe gilt für Maßnahmen zur Abwärmenutzung oder Wärmerückgewinnung. 4. Zur Deckung des Bedarfs an Niedertemperaturwärme wird möglichst wenig technisch hochwertige
--	--

Energie, insbesondere Elektrizität, sondern, soweit möglich, energetisch geringwertigere Umgebungs- oder Abwärme verwendet.

5. Gebäude und Anlagen sind vorrangig an Nah- oder Fernwärmeversorgung aus Kraft-Wärme-Kopplung oder aus Abwärmenutzung anzuschließen.

§ 2

Begriffsbestimmungen

(1) Primärenergie sind alle Energieträger, die natürlich vorkommen. Endenergie ist die vom Endverbraucher unmittelbar einsetzbare Energie. Nutzenergie ist die in Wärme, Kraft und Licht umgewandelte Endenergie.

(2) Erneuerbare Energien sind Sonnenenergie, Wasserkraft, Windenergie, geothermische Energie, Umgebungswärme sowie Energie aus Biomasse.

(3) Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige (gekoppelte) Erzeugung und Nutzung von Strom und Wärme.

(4) Gebäude im Sinne des Gesetzes sind solche im Sinne der §§ 1 und 7 der Wärmeschutz-Verordnung.

(5) Anlagen im Sinne dieses Gesetzes sind, sofern nicht in der Einzelvorschrift eine abweichende Bestimmung erfolgt, heizungstechnische Anlagen und Brauchwasseranlagen im Sinne des § 2 der Heizungsanlagen-Verordnung, ferner raumluftechnische Anlagen und Einrichtungen sowie Maschinen und Geräte im Sinne des § 3 Abs. 5 Nr. 2 Bundes-Immissionsschutzgesetz.

(6) Externe Kosten sind die gesamtwirtschaftlichen Kosten (einschließlich der Folgekosten) der Energieerzeugung, -verteilung und -verwendung, die sich im jeweils betrachteten Einzelhaushalt nicht oder nicht unmittelbar niederschlagen.

(7) Zusätzliche Kosten sind Kosten, die dadurch entstehen, daß eine Maßnahme vor Ablauf der durchschnittlichen Nutzungsdauer des ersetzten Gegenstandes erfolgt oder wegen der Verfolgung der Zweck- und Zielbestimmungen dieses Gesetzes höhere Kosten als andere Maßnahmen verursacht.

(8) Energiedienstleistungsunternehmen sind Unternehmen und Betriebe im Sinne des § 2 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes.

(9) Energiedienstleistungen sind neben der Belieferung von Endverbrauchern mit Energie auch alle weiteren von den Energiedienstleistungsunternehmen wahrzunehmenden Aufgaben, so insbesondere Aufgaben der Planung, Errichtung und des Betriebs von technischen Anlagen zur Einsparung, Erzeugung und Verteilung von Energie, der Abnahme von Energie aus Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energieerzeugung sowie der Energieberatung.

Zweiter Abschnitt: Maßnahmen zur Energieeinsparung

§ 3

Energieeinsparung in öffentlichen Gebäuden und Anlagen

(1) Die Zweck- und Zielbestimmungen dieses Gesetzes sind im Bestand der Gebäude und Anlagen des

Landes auf der Grundlage eines objektbezogenen Energiesparkonzeptes schrittweise zu verwirklichen. Sie sind, wenn Gebäude errichtet oder Anlagen eingebaut oder erneuert werden, im Zuge dessen zu verwirklichen. Dasselbe gilt, wenn Gebäude oder Anlagen des Landes aus anderen als energiebezogenen Gründen verändert werden, und eine Verbindung mit energiebezogenen Maßnahmen möglich und sinnvoll ist.

(2) Zur Verwirklichung der Zweck- und Zielbestimmungen dieses Gesetzes kommen insbesondere folgende Maßnahmen in Betracht:

1. bau- und anlagentechnische Optimierung zur Verminderung des Wärmebedarfs und zur Vermeidung künstlicher Kühlung, Belüftung und Beleuchtung;
2. Maßnahmen zur Modernisierung der Anlagen;
3. der Anschluß von heizungstechnischen und Brauchwasseranlagen an Nah- und Fernwärmeversorgung aus Kraft-Wärme-Kopplung oder aus Abwärmenutzung;
4. die Nutzung von erneuerbarer Energie zur Raumheizung, Warmwasserbereitung, künstlicher Kühlung und zur Bereitstellung von elektrischer Energie; bei Schwimmbädern insbesondere der Einbau von Solaranlagen;
5. der Einbau von Wärmerückgewinnungsanlagen;
6. die Umrüstung von elektrischer auf nicht elektrische Raumheizung und Warmwasserbereitung;
7. der Einbau von stromsparenden Geräten für andere Zwecke als die Wärmeerzeugung.

(3) Die energietechnischen Anforderungen an Gebäude und Anlagen legt der Senat fest. Soweit es zur Erreichung der Zweck- und Zielbestimmungen dieses Gesetzes erforderlich ist, sollen die Anforderungen über bundesrechtlich bestimmte Mindeststandards hinausgehen.

(4) Die durch die Maßnahmen nach Absatz 2 und 3 veranlaßten zusätzlichen Kosten sollen, soweit nicht andere Refinanzierungsmöglichkeiten bestehen, durch die zu erwartenden Energiekosteneinsparungen innerhalb der Nutzungsdauer erwirtschaftet werden können. Bei der Berechnung ist der für die Energiekosteneinsparung anzusetzende Betrag in Anrechnung vermiedener externer Kosten um einen Ausgleichsbetrag nach Absatz 6 zu erhöhen.

(5) In dem objektbezogenen Energiesparkonzept nach Absatz 1 werden insbesondere dargestellt:

1. die Beschaffenheit der den Energieverbrauch beeinflussenden Bauteile, Anlagen und sonstigen Einrichtungen;
2. der derzeitige und der sich nach Abschluß der Maßnahmen ergebende künftige Energieverbrauch an Brennstoffen, Nah- und Fernwärme sowie Strom und die Betriebskosten der Energieversorgung;
3. mögliche Maßnahmen zur Verminderung des Energieverbrauches und die erzielbare Einsparung von Primärenergie;
4. die Eignung für die Errichtung von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung oder für den Energiebezug aus solchen Anlagen und für die Nutzung erneuerbarer Energien;

5. die umweltbedeutsamen Auswirkungen der möglichen und beabsichtigten Maßnahmen;
6. die Investitionskosten dieser Maßnahmen und ihre Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung der Regelung nach Absatz 4.

Aus diesen Angaben ist eine Prioritätenliste für Investitionen zu entwickeln.

(6) Der Senat erläßt Richtlinien, in denen die technische Bewertung nach Absatz 3 und 5 sowie die wirtschaftliche Bewertung nach Absatz 4 näher bestimmt werden; der für die Wirtschaftlichkeitsrechnung anzusetzende Ausgleichsbetrag soll, sofern seitens der zuständigen Bundesbehörden keine zur Bestimmung der externen Kosten vorgesehenen oder verwertbaren Daten vorliegen, mit mindestens dreißig und höchstens einhundert vom Hundert des Zeitwertes der für die Nutzungsdauer kumulierten Energiekosteneinsparung angesetzt werden.

§ 4

Anforderungen an die Beschaffung von Lieferungen und Leistungen

(1) Das Land hat bei der Beschaffung solchen Geräten und Anlagen den Vorzug zu geben, die die sonstigen Anforderungen erfüllen und während der voraussichtlichen Nutzungsdauer einen den Zweck- und Zielbestimmungen dieses Gesetzes entsprechenden Energieeinsatz gewährleisten, wenn diese Vorteile nicht in einem unangemessenen Verhältnis zu etwaigen höheren Beschaffungskosten stehen. Bei der Beschaffung von Kraftfahrzeugen ist nach Maßgabe von Satz 1 der Treibstoffverbrauch zu berücksichtigen.

(2) Das Land kann bei Beschaffungen auch solche energiesparenden Geräte und Anlagen nachfragen, die sich als Pilot- und Demonstrationsanlagen noch nicht am Markt durchgesetzt haben. Insbesondere soll das Land nach § 10 geförderte Pilot- und Demonstrationsanlagen nachfragen.

(3) Bei Ausschreibungen zur Beschaffung von Lieferungen und Leistungen sind die Anforderungen nach Absatz 1 und 2 zu beachten.

(4) § 3 Abs. 4 in Verbindung mit § 3 Abs. 6 gilt entsprechend.

§ 5

Geltung für die Gemeinden

Die Vorschriften der §§ 3 und 4 gelten entsprechend für die Gemeinden des Landes.

§ 6

Geltung für Beteiligungen, Mandate und Mitgliedschaften

Das Land und die Gemeinden wirken bei Ausübung der bei Gesellschaften, Vereinen, Anstalten, Körperschaften und Stiftungen bestehenden Beteiligungs-, Mandats- und Mitgliedschaftsrechte auf eine Beachtung der §§ 3 und 4 hin.

§ 7

Energiepaß

(1) Vor der Durchführung von Maßnahmen zur Erweiterung, Modernisierung, Instandsetzung oder sonstigen wesentlichen Veränderungen eines Gebäudes im Eigentum des Landes ist vom Eigentümer ein Energiepaß zu erstellen. Bei der Veräußerung, Vermietung oder sonstigen entgeltlichen Nutzungsüberlassung von Gebäuden, Wohnungen oder sonstigen Räumen durch das Land ist ebenfalls ein Energiepaß zu erstellen und dem Käufer, Mieter oder Nutzer vor Vertragsabschluß unaufgefordert vorzulegen. Bei wesentlichen Veränderungen nach Vertragsschluß ist der Energiepaß in aktualisierter Form erneut vorzulegen.

(2) Absatz 1 gilt entsprechend für die Gemeinden des Landes. Absatz 1 gilt ferner für Wohnungsunternehmen, soweit sich diese mehrheitlich im Eigentum des Landes oder der Gemeinden befinden.

(3) Der Energiepaß muß mindestens Angaben enthalten über:

1. die Beschaffenheit der den Energieverbrauch beeinflussenden Bauteile und Anlagen;
2. den derzeitigen Energieverbrauch an Brennstoffen, Nah- und Fernwärme sowie Strom und die Betriebskosten der Energieversorgung.

Der Senat kann durch Rechtsverordnung die Angaben nach Satz 1 näher bestimmen. Dabei kann er vorsehen, daß der Heizenergieverbrauch eines Gebäudes, einer Wohnung oder sonstiger Räume mit einer einheitlichen Energiekennzahl zu erfassen ist.

Dritter Abschnitt: Förderungsmaßnahmen

§ 8

Förderung des Energiesparens in Gebäuden

(1) Das Land fördert bei Wohn-, Gewerbe- und Geschäftsgebäuden, die nicht unter die §§ 3 und 5 fallen, bautechnische Maßnahmen und den Einbau von Anlagen zur Verwirklichung der Zweck- und Zielbestimmungen dieses Gesetzes, wenn die Anforderungen über bundesrechtlich bestimmte Mindeststandards hinausgehen.

(2) Bei der Vergabe sonstiger öffentlicher Mittel des Landes oder der Gemeinden für Vorhaben der Errichtung, Erweiterung, Modernisierung von Gebäuden und Anlagen oder sonstiger für die Energienutzung wesentlicher Veränderungen sollen die Zweck- und Zielbestimmungen dieses Gesetzes berücksichtigt werden.

§ 9

Förderung bestimmter Arten von Endenergieerzeugung und von Abwärmenutzung

Das Land fördert die Errichtung von Anlagen, die eine den Zweck- und Zielbestimmungen dieses Gesetzes entsprechende Energienutzung gewährleisten, den örtlichen Verhältnissen angepaßt sind und Energie verbrauchernah bereitstellen oder erneuerbare Energien nutzen. Dies gilt insbesondere für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

§ 10

Förderung von Forschung und Entwicklung sowie von Pilot- und Demonstrationsanlagen

Das Land fördert Forschungs- oder Entwicklungsvorhaben sowie Pilot- und Demonstrationsanlagen im Bereich von Technologien, die eine den Zweck- und Zielbestimmungen dieses Gesetzes entsprechende Verwendung von Energie fördern.

§ 11

Förderung von Energieberatung

Das Land kann, soweit nicht die Energiedienstleistungsunternehmen ausreichende Angebote machen, die Beratung der Verbraucher und der gewerblichen Wirtschaft über Einsparung und Verwendung von Energie im Hinblick auf die Zweck- und Zielbestimmungen dieses Gesetzes sowie bei Gebäuden, die nicht unter § 7 Abs. 1 und 2 fallen, die Erstellung von Energiepässen im Sinne des § 7 Abs. 3 fördern.

§ 12

Förderrichtlinien

(1) Die Einzelheiten über eine Förderung nach den §§ 8 bis 11, insbesondere über Art und Höhe sowie das Verfahren der Förderung, werden durch Förderrichtlinien des zuständigen Senators im Einvernehmen mit dem Senator für Finanzen und dem Senator für Umweltschutz und Stadtentwicklung festgelegt.

(2) Gefördert werden Vorhaben, die im Lande Bremen durchgeführt werden.

(3) Die Vergabe von Förderungen nach § 8 Abs. 1 und § 9 kann von der Vorlage eines Energiesparkkonzeptes im Sinne des § 3 Abs. 5 oder eines Energiepasses im Sinne des § 7 Abs. 3 abhängig gemacht werden.

(4) Die Förderung erfolgt im Rahmen der verfügbaren Haushaltsmittel. Ein Rechtsanspruch auf Förderung besteht nicht.

Vierter Abschnitt: Rahmenbedingungen für die Energiewirtschaft im Lande Bremen

§ 13

Landesenergieprogramm

(1) Der Senat legt der Bürgerschaft (Landtag) ein Landesenergieprogramm vor, das insbesondere

1. den Stand und die voraussichtliche Entwicklung des Energieverbrauchs, der Energieversorgung und der Energienutzung und der hiervon ausgehenden Emissionen beschreibt,
2. das Potential an Energieeinsparungen sowie der Nutzung erneuerbarer Energien ermittelt und
3. Maßnahmen zur Verwirklichung der Zweck- und Zielbestimmungen dieses Gesetzes darlegt.

(2) Der Senat legt der Bürgerschaft (Landtag) alle zwei Jahre eine Fortschreibung vor, die die eingeleiteten Maßnahmen zur Umsetzung des Landesenergieprogrammes, die Ergebnisse dieser Maßnahmen sowie die danach fortzuführenden und neu einzuleitenden Maßnahmen darlegt.

(3) Die Gemeinden wirken an der Erstellung mit.

§ 14

Vorranggebiete

Die Gemeinden legen Vorranggebiete für die Nah- oder Fernwärmeversorgung fest, wenn die Wärme, abgesehen von Spitzen- und Reserveleistung, aus erneuerbaren Energien, aus Abwärmenutzung oder aus Kraft-Wärme-Kopplung gewonnen werden kann.

§ 15

Information der Öffentlichkeit

Die nach § 4 des Energiewirtschaftsgesetzes anzuzeigenden Vorhaben der Errichtung, Erneuerung und Erweiterung von Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität und/oder Wärme mit einer Gesamt-Nennleistung von mehr als 10 Megawatt und von Hochspannungsfreileitungen, die für eine Spannung ab 110 Kilovolt ausgelegt sind, sind einschließlich der nach § 16 Nr. 3 erarbeiteten Verfahrensalternativen öffentlich bekanntzumachen.

§ 16

Energiedienstleistungsunternehmen

(1) Land und Gemeinden wirken darauf hin, daß im Land Bremen tätige Energiedienstleistungsunternehmen bei der Gestaltung ihrer Geschäftspolitik die Zweck- und Zielbestimmungen dieses Gesetzes berücksichtigen, soweit dem vorrangige bundesrechtliche Regelungen nicht entgegenstehen. Land und Gemeinden wirken in diesem Rahmen darauf hin, daß die Energiedienstleistungsunternehmen

1. verbrauchernahe Beratung zur Energieeinsparung anbieten und private Grundstückseigentümer bei der Erstellung von Energiepässen im Sinne des § 7 Abs. 3 unterstützen,
2. wirtschaftlich erschließbare Potentiale der Nah- und Fernwärmeversorgung ausschöpfen sowie Vorranggebiete für Nah- und Fernwärmeversorgung planen,
3. vor dem Bau, der Erneuerung oder der Erweiterung von Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität und/oder Wärme mit einer Gesamtleistung von mehr als 10 Megawatt prüfen, ob statt dessen oder ergänzend Maßnahmen zur Energieeinsparung oder zur rationellen Energienutzung und -versorgung technisch möglich sind und welche zusätzlichen Kosten hierdurch verursacht würden,
4. bei der Tarif- und Preigestaltung für Sonderkunden Regelungen vorsehen, die wirtschaftliche Anreize zur Verminderung des Verbrauchs und zum verstärkten Einsatz dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung geben sowie im Elektrizitätsbereich auf ein angepaßtes Lastverhalten hinwirken und
5. bei allen Planungen von erheblicher energiewirtschaftlicher Bedeutung die Öffentlichkeit beteiligen.

(2) Der Senat kann zur Umsetzung der Grundsätze nach Absatz 1 allgemeine Rahmenempfehlungen erlassen und im Einvernehmen mit den zuständigen Gemeinden Einzelempfehlungen aussprechen.

§ 17

Einspeisung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung

(1) Die im Lande Bremen tätigen Energiedienstleistungsunternehmen sind verpflichtet, den im Versorgungsgebiet des Landes Bremen erzeugten Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung abzunehmen. Sie sollen den eingespeisten Strom nach Absatz 2 vergüten.

(2) Die Vergütung beträgt mindestens 60 vom Hundert des Durchschnittserlöses je Kilowattstunde aus der Stromabgabe der Energiedienstleistungsunternehmen an alle Endverbraucher. Wenn der Einspeiser, abgesehen von mit dem Energiedienstleistungsunternehmen

abgestimmten Wartungszeiten, auf Anforderung des zuständigen Energiedienstleistungsunternehmens jederzeit zur Abdeckung von Lastspitzen herangezogen werden kann, beträgt die Vergütung mindestens 65 vom Hundert des Durchschnittserlöses nach Satz 1.

(3) Der nach Absatz 2 maßgebliche Durchschnittserlös ist der jeweils für das vorletzte Kalenderjahr ermittelte Wert ohne Ausgleichsabgabe nach dem Dritten Verstromungsgesetz und Umsatzsteuer in Pfennigen pro Kilowattstunde. Bei der Berechnung der Vergütung nach Absatz 2 ist auf zwei Stellen hinter dem Komma zu runden.

Fünfter Abschnitt: Sonstige Maßnahmen zur Einsparung von Energie

§ 18

Anforderungen an die Errichtung und den Betrieb sonstiger Anlagen

(1) Der Senat kann, soweit nicht bundesrechtliche Vorschriften vorgehen, durch Rechtsverordnung bestimmen, daß bei der Errichtung oder dem Betrieb von Anlagen, die in erheblichem Umfang Energie verbrauchen können, zur Förderung der Zweck- und Zielbestimmungen dieses Gesetzes geeignete Maßnahmen zur Begrenzung des Energieverbrauchs durchzuführen sind, soweit dies nach Art und Standort der Anlage technisch möglich, nicht unverhältnismäßig und für den Betreiber wirtschaftlich zumutbar ist.

(2) Geeignete Maßnahmen zur Begrenzung des Energieverbrauchs sind insbesondere

1. die Vermeidung unnötigen Primärenergieverbrauchs,
2. die Beschränkung des Nutzungsenergiebedarfs auf das notwendige Maß,
3. die Nutzung oder Weitergabe entstehender Wärme,
4. die Deckung des Energiebedarfs aus Kraft-Wärme-Kopplung und
5. die Einbeziehung von regenerativen Energien in die Energieversorgung.

(3) In der Rechtsverordnung sind die Anlagen, die den Anforderungen des Absatzes 1 entsprechen müssen, sowie die geeigneten Maßnahmen zur Begrenzung des Energieverbrauchs im Sinne des Absatzes 2 näher zu bestimmen.

§ 19

Verbot des Neuanschlusses elektrischer Heizungen

(1) Der Neuanschluß von elektrischen Direktheizungen und Nachtstromspeicherheizungen zur Erzeugung von Raumwärme mit mehr als 2 kW-Leistung pro Wohnung ist unzulässig.

(2) Ausnahmen können vom Senat durch Rechtsverordnung zugelassen werden, wenn andere Arten der Raumheizung nicht oder nicht zu wirtschaftlich vertretbaren Bedingungen zur Verfügung stehen.

§ 20

Auskunftspflichten

Die Energiedienstleistungsunternehmen und die Eigentümer von Gebäuden und Anlagen sind der zu-

ständigen Behörde zur Auskunft über solche Umstände verpflichtet, deren Kenntnis für die Ausarbeitung des Landesenergieprogramms einschließlich seiner Fortschreibungen nach § 13 Abs. 1 und 2, des Energiesparkonzeptes nach § 3 Abs. 5 sowie der Rechtsverordnungen nach § 7 Abs. 3 und § 18 Abs. 1 erforderlich ist. Die Auskunftspflichten zur Erfüllung der Aufgaben nach diesem Gesetz regelt das Landes-Energiestatistikgesetz.

Sechster Abschnitt: Bußgeldvorschriften

§ 21

Ordnungswidrigkeiten

(1) Ordnungswidrig handelt, wer vorsätzlich oder fahrlässig

1. einer Rechtsverordnung nach § 18 zuwiderhandelt, sofern die Rechtsverordnung für einen bestimmten Tatbestand auf diese Bußgeldvorschrift verweist,
2. eine elektrische Heizung entgegen § 19 neu anschließt.

(2) Die Ordnungswidrigkeit kann mit einer Geldbuße bis zu DM 50 000 hinsichtlich Absatz 1 Nr. 1 und bis zu DM 5000 hinsichtlich Absatz 1 Nr. 2 geahndet werden.

(3) Sachlich zuständige Verwaltungsbehörde für die Verfolgung und Ahndung der Ordnungswidrigkeit ist die Ortspolizeibehörde.

Siebter Abschnitt: Schlußvorschriften

§ 22

Übergangsvorschriften

(1) Das Landesenergieprogramm nach § 13 ist der Bürgerschaft (Landtag) erstmals zum 1. Juni 1993 vorzulegen.

(2) Die nach den §§ 3 und 12 zu erlassenden Richtlinien sind spätestens bis zum 1. Januar 1994 in Kraft zu setzen.

(3) Energiepässe nach § 7 sind spätestens ab dem 1. Januar 1996 vorzulegen.

§ 23

Inkrafttreten

Dieses Gesetz tritt am Tage nach seiner Verkündung in Kraft.

Bremen, den 17. September 1991

Der Senat

Anlage B:

Statistische Daten zur Entwicklung des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen im Land Bremen

Methodische Vorbemerkungen

Die folgenden statistischen Daten zum Energieverbrauch und zu den CO₂-Emissionen beruhen auf den Energie- und CO₂-Bilanzen des Landes Bremen und der beiden Stadtgemeinden, die vom Statistischen Landesamt in jährlicher Folge erstellt werden. Energie- und CO₂-Bilanzen für das Land Bremen liegen ab dem Bilanzjahr 1981, für die Stadtgemeinden Bremen und Bremerhaven ab 1989 vor.

Die Erstellung der Energiebilanzen erfolgte nach einer einheitlichen, im Länderarbeitskreis Energiebilanzen abgestimmten Methodik. Mit dem Bilanzjahr 1995 wurden — in Anpassung an international übliche Verfahren sowie aufgrund der Einführung einer neuen Systematik der Wirtschaftszweige im Produzierenden Gewerbe — die methodischen Vorgaben für die Bilanzierung einer Revision unterworfen. Die in den folgenden Tabellen dargestellten Zahlen und Begriffe folgen der seit 1995 gültigen Methodik. Aufgrund der Umstellung auf die neue Systematik der Wirtschaftszweige war eine durchgehende Darstellung des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen des Verarbeitenden Gewerbes in der bisher üblichen Detaillierung nicht mehr möglich. Es wurden daher in den langen Reihen nur solche Wirtschaftszweige ausgewiesen, auf welche der Systematikwechsel im Wesentlichen ohne Auswirkung geblieben ist, die übrigen wurden unter „Sonstige Wirtschaftszweige“ zusammengefasst. Die früher übliche Bezeichnung „Haushalte und Kleinverbraucher“ wurde durch die neu eingeführte Zusammenfassung „Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher“ (Haushalte, GHD) ersetzt. Schließlich werden die militärischen Dienststellen nicht mehr gesondert ausgewiesen, sondern deren Energieverbrauch unter „Verkehr“ bzw. „Haushalte, GHD“ subsumiert.

Die Ermittlung der CO₂-Emissionen folgt ebenfalls der im Länderarbeitskreis Energiebilanzen zwischen den Ländern abgestimmten Methodik. Der Berechnung liegen die vom Umweltbundesamt ermittelten spezifischen CO₂-Faktoren für die jeweiligen Energieträger zu Grunde. Die im Folgenden dargestellten Emissionen sind den auf den Endenergieverbrauch bezogenen „Verursacherbilanzen“ des Landes und der beiden Stadtgemeinden entnommen. Im Unterschied zu den primärenergieverbrauchsbezogenen „Quellenbilanzen“ werden bei dieser Darstellung die Emissionen der Kraft- und Heizwerke sowie generell des Umwandlungsbereichs nicht als solche ausgewiesen, sondern nach dem Verursacherprinzip den sie verursachenden Endverbrauchersektoren zugeordnet. Hinsichtlich der Emissionen aus der Stromerzeugung beinhaltet dies, dass die Emissionen für den Exportstrom aus der Berechnung ausgeschieden, hingegen die Emissionen für den importierten Strom zunächst in das Gesamtvolumen der auf den Stromverbrauch im Lande zurückzuführenden Emissionen eingerechnet werden mussten, bevor dies — im Verhältnis ihres Anteils am gesamten Stromverbrauch — auf die einzelnen Verbrauchersektoren aufgeteilt werden konnte. Die Stromeinfuhr aus anderen Bundesländern wird — gemäß einer Vereinbarung im Länderarbeitskreis Energiebilanzen — mit dem spezifischen CO₂-Faktor der gesamten deutschen Stromerzeugung bewertet. Die hier vorgelegten Daten sind das Ergebnis einer Neuberechnung der CO₂-Bilanzen, die im Interesse der Vergleichbarkeit mit den Bilanzen anderer Bundesländer vorgenommen wurde.

Tabelle 1

CO₂-Emissionsfaktoren und Heizwerte nach Energieträgern 1998

Energieträger	Maßeinheit	Emissionsfaktor	Heizwert
		Kilogramm CO ₂ /Gigajoule	Megajoule/kg, m ³ , kWh
Steinkohle	kg	92,00	29,638
Steinkohlenkoks	kg	100,00	28,650
Steinkohlenbriketts	kg	93,00	31,401
Braunkohle	kg	113,00	8,931
Braunkohlenbriketts	kg	98,00	19,605
Braunkohlenkoks	kg	97,00	29,900
Braunkohlenstaub	kg	97,00	21,813
Rohöl	kg	74,87	42,733
Motorenbenzin	kg	72,00	43,543
Flugbenzin	kg	72,00	43,543
Flugturbinenkraftstoff/Petroleum	kg	74,00	43,000
Dieselmotorkraftstoff	kg	74,00	42,960
Heizöl EL	kg	74,00	42,733
Heizöl S	kg	78,00	40,988
Flüssiggas	kg	64,00	46,051
Erdgas	m ³	55,00	31,736
Gichtgas	m ³	129,81	4,187
Strom (Mittelwerte 1989-1998) *)			
a) Stadt Bremen	kWh	239,94	3,600
b) Stadt Bremerhaven	kWh	161,79	3,600
Fernwärme (Mittelwerte 1989-1998)			
a) Stadt Bremen	kWh	53,15	3,600
b) Stadt Bremerhaven	kWh	75,97	3,600

Statistisches Landesamt Bremen

Quellen: Umweltbundesamt, spezifische CO₂-Faktoren nach Energieträgern;
 Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von spezifischen Mengeneinheiten in Wärmeinheiten zur Energiebilanz 1998; eigene Berechnungen der Strom- und Fernwärmefaktoren.
 Für die Stahlwerke Bremen wurden spezifische Heizwerte und Emissionsfaktoren verwendet.

*) Der höhere Faktor für die Stadt Bremen resultiert aus dem relativ hohen Anteil CO₂-intensiver Kohleverstromung, der niedrigere Faktor für die Stadt Bremerhaven ist Ergebnis eines relativ höheren Anteils weniger emissionsbelasteten, aus anderen Bundesländern importierten Stroms sowie eines hohen Anteils ebenfalls emissionsarmer Müllverstromung an der Eigenerzeugung.

Tabelle 2

**Kohlendioxid-Emissionen aus dem Endenergieverbrauch
im Lande Bremen 1981 bis 1998 nach Emittentengruppen**

Emittentengruppe	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
	in 1 000 Tonnen CO ₂																	
Ernährungsgewerbe, Tabakverarbeitung	363	367	348	352	354	351	355	353	379	400	452	435	430	435	471	450	459	471
Chemische Industrie	16	11	10	10	8	9	9	11	12	15	16	17	128	143	136	135	160	164
Herstellung von Gummi u. Kunststoffw.	2	3	3	3	3	4	4	17	11	3	3	2	2	3	4	5	3	3
Glasg., Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	59	58	55	56	53	60	56	58	59	65	64	69	73	67	69	69	71	80
Erz. v. Roheisen, Stahl u. Ferrolegerungen	4 910	4 908	5 208	4 964	4 906	4 427	4 635	4 818	5 161	4 784	4 834	4 430	3 934	5 086	4 943	5 142	5 326	5 273
Herstellung von Metallzeugnissen	18	16	14	14	31	19	22	22	16	23	22	21	20	21	20	20	19	18
Maschinenbau	41	39	36	36	39	44	49	47	41	38	46	42	41	38	36	38	38	37
Schiffbau	177	160	134	112	124	105	112	105	95	112	93	93	95	80	78	79	58	29
Sonstige Wirtschaftszweige	365	362	374	421	439	447	453	456	478	499	540	519	523	529	535	546	548	571
Verarbeitendes Gewerbe insgesamt	5 880	5 931	6 189	5 975	5 965	5 475	5 709	5 892	6 257	5 948	6 080	5 628	5 252	6 420	6 307	6 486	6 685	6 872
Straßenverkehr	40	38	67	54	51	47	49	55	54	54	54	56	58	62	59	80	58	57
Straßenverkehr	1 034	1 034	1 063	1 183	1 123	1 185	1 209	1 236	1 237	1 253	1 249	1 269	1 288	1 244	1 260	1 254	1 262	1 281
Luftverkehr	59	47	53	53	62	62	62	65	78	78	78	81	94	97	100	113	115	121
Küsten- u. Binnenschifffahrt	359	324	211	220	233	186	208	211	217	236	239	246	252	244	171	185	114	102
Verkehr insgesamt	1 492	1 443	1 394	1 510	1 470	1 480	1 528	1 567	1 586	1 621	1 620	1 652	1 691	1 647	1 691	1 592	1 549	1 581
Haushalts, Gewerbe, Handel, Dienstleist.	4 318	4 179	3 931	3 962	4 214	4 360	4 365	4 140	3 702	3 812	4 194	4 080	4 003	3 908	3 777	4 149	4 073	3 633
Endenergieverbrauch	11 790	11 559	11 513	11 446	11 648	11 314	11 602	11 600	11 545	11 380	11 894	11 360	10 947	11 975	11 675	12 227	12 307	11 865

b) Anteile in %

Ernährungsgewerbe, Tabakverarbeitung	3,2	3,2	3,0	3,1	3,0	3,1	3,1	3,0	3,3	3,5	3,8	3,8	3,9	3,6	4,0	3,7	3,7	4,0
Chemische Industrie	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,2	1,2	1,2	1,1	1,3	1,6
Herstellung von Gummi u. Kunststoffw.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Glasg., Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7
Erz. v. Roheisen, Stahl u. Ferrolegerungen	41,6	42,5	45,2	43,4	42,1	39,1	40,0	41,5	44,7	42,0	40,6	39,0	35,9	42,6	42,3	42,1	43,3	44,4
Herstellung von Metallzeugnissen	0,2	0,1	0,1	0,1	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
Maschinenbau	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Schiffbau	1,5	1,4	1,2	1,0	1,1	0,9	1,0	0,9	0,8	1,0	0,8	0,8	0,9	0,7	0,7	0,6	0,5	0,2
Sonstige Wirtschaftszweige	3,1	3,1	3,3	3,7	3,8	4,0	3,9	3,9	4,1	4,4	4,5	4,5	4,8	4,4	4,6	4,5	4,5	4,8
Verarbeitendes Gewerbe insgesamt	50,7	51,3	53,8	52,2	51,2	48,4	49,2	50,8	54,2	52,3	51,1	49,5	48,0	53,6	54,0	53,1	54,3	56,2
Straßenverkehr	0,3	0,3	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Straßenverkehr	8,8	9,0	9,2	10,3	9,6	10,5	10,4	10,7	10,7	11,0	10,9	11,2	11,8	10,4	10,8	10,3	10,3	10,8
Luftverkehr	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0
Küsten- u. Binnenschifffahrt	3,0	2,8	1,8	1,9	2,0	1,6	1,8	1,8	1,9	2,1	2,0	2,2	2,3	2,0	1,5	1,3	0,9	0,9
Verkehr insgesamt	12,7	12,5	12,1	13,2	12,6	13,1	13,2	13,5	13,7	14,2	13,8	14,5	15,5	13,8	13,6	12,9	12,6	13,2
Haushalts, Gewerbe, Handel, Dienstleist.	36,6	36,2	34,1	34,6	36,2	38,5	37,6	35,7	32,1	33,5	35,3	35,9	36,6	32,6	32,4	33,9	33,1	30,6
Endenergieverbrauch	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Statistisches Landesamt, Bremen

Tabella 3

**Kohlendioxid-Emissionen aus dem Endenergieverbrauch
in der Stadt Bremen 1989 bis 1998 nach Emittentengruppen**

Emittentengruppe	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
a) 1 000 Tonnen CO ₂										
Ernährungsgewerbe, Tabakverarbeitung	337	350	397	379	374	379	405	393	406	408
Chemische Industrie	11	13	14	15	12,8	14,1	13,6	13,3	157	181
Herstellung von Gummi u. Kunststoffw.	11	3	3	2	2	2	2	2	2	2
Glasg., Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	58	64	63	62	71	65	67	68	68	77
Erz. v. Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen	5 161	4 784	4 834	4 430	3 934	5 096	4 943	5 142	5 326	5 273
Herstellung von Metallerzeugnissen	15	22	21	19	19	20	15	15	15	13
Maschinenbau	32	30	34	32	31	30	34	36	34	33
Schiffbau	71	90	74	74	78	65	61	62	41	21
Sonstige Wirtschaftszweige	472	490	530	502	513	516	530	541	539	505
Verarbeitendes Gewerbe insgesamt	6 173	5 956	5 980	5 527	5 155	6 322	6 206	6 402	6 593	6 579
Straßenverkehr	51	51	50	49	55	55	53	54	51	51
Straßenverkehr	1 013	1 024	1 020	1 030	1 033	1 004	1 017	1 011	1 010	1 041
Luftverkehr	78	77	77	81	94	97	100	113	115	121
Küsten- u. Binnenschifffahrt	176	192	192	195	189	193	127	117	89	73
Verkehr insgesamt	1 319	1 344	1 340	1 356	1 370	1 350	1 297	1 294	1 264	1 286
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleist.	3 186	3 290	3 585	3 481	3 439	3 391	3 276	3 566	3 530	3 103
Endenergieverbrauch	10 677	10 490	10 906	10 364	9 965	11 063	10 779	11 262	11 387	10 968

b) Anteile in %

Ernährungsgewerbe, Tabakverarbeitung	3,2	3,3	3,6	3,7	3,8	3,4	3,8	3,5	3,6	3,7
Chemische Industrie	0,1	0,1	0,1	0,1	1,3	1,3	1,3	1,2	1,4	1,6
Herstellung von Gummi u. Kunststoffw.	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Glasg., Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7
Erz. v. Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen	48,3	45,6	44,3	42,7	39,5	46,1	45,9	45,7	46,8	48,1
Herstellung von Metallerzeugnissen	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Maschinenbau	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Schiffbau	0,7	0,9	0,7	0,7	0,8	0,6	0,6	0,5	0,4	0,2
Sonstige Wirtschaftszweige	4,4	4,7	4,9	4,8	5,2	4,7	4,9	4,8	4,7	5,1
Verarbeitendes Gewerbe insgesamt	57,8	55,8	54,8	53,3	51,7	57,1	57,6	56,8	57,9	60,0
Straßenverkehr	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5
Straßenverkehr	9,5	9,8	9,4	9,9	10,4	9,1	9,4	9,0	8,9	9,5
Luftverkehr	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1
Küsten- u. Binnenschifffahrt	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	1,7	1,2	1,0	0,8	0,7
Verkehr insgesamt	12,4	12,8	12,3	13,1	13,7	12,2	12,0	11,5	11,1	11,1
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleist.	29,8	31,4	32,9	33,6	34,5	30,7	30,4	31,7	31,0	28,3
Endenergieverbrauch	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Statistisches Landesamt Bremen

Tabelle 4

Kohlendioxid-Emissionen aus dem Endenergieverbrauch in der Stadt Bremerhaven 1989 bis 1998 nach Emittentengruppen

Emittentengruppe	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
a) 1 000 Tonne CO ₂										
Ernährungsgewerbe, Tabakverarbeitung	42	49	56	56	56	56	66	58	53	62
Chemische Industrie	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3
Herstellung von Gummi u. Kunststoffw.	0	-	-	-	-	0	1	2	1	1
Glasg., Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	1	1	0	2	2	2	1	1	3	3
Erz v. Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Herstellung von Metallerzeugnissen	1	1	2	1	1	1	5	5	4	4
Maschinenbau	9	8	11	10	10	8	3	2	4	4
Schiffbau	25	21	18	19	16	15	17	17	17	8
Sonstige Wirtschaftszweige	5	8	10	11	10	13	5	6	6	6
Verarbeitendes Gewerbe insgesamt	85	92	99	101	97	98	101	94	92	93
Schielenverkehr	3	3	3	6	3	5	8	6	6	6
Straßenverkehr	224	229	229	239	255	240	243	243	253	240
Luftverkehr	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-
Küsten- u. Binnenschifffahrt	41	44	47	50	63	51	44	38	25	29
Verkehr insgesamt	268	277	280	296	321	297	294	288	284	275
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleist.	516	522	608	599	564	517	502	583	543	531
Endenergieverbrauch	868	890	988	996	982	912	896	965	920	898
b) Anteile in %										
Ernährungsgewerbe, Tabakverarbeitung	4,8	5,6	5,6	5,6	5,7	6,1	7,3	6,0	5,7	6,9
Chemische Industrie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4
Herstellung von Gummi u. Kunststoffw.	0,0	-	-	-	-	0,0	0,2	0,2	0,1	0,1
Glasg., Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	0,1	0,2	0,0	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,3	0,4
Erz v. Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Herstellung von Metallerzeugnissen	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,6	0,5	0,4	0,5
Maschinenbau	1,1	1,0	1,2	1,0	1,0	0,9	0,3	0,2	0,5	0,5
Schiffbau	2,9	2,4	1,8	1,9	1,7	1,7	1,9	1,8	1,8	0,9
Sonstige Wirtschaftszweige	0,5	0,9	1,0	1,1	1,0	1,4	0,6	0,6	0,7	0,7
Verarbeitendes Gewerbe insgesamt	9,7	10,3	10,1	10,2	9,9	10,7	11,2	9,7	10,0	10,3
Schielenverkehr	0,4	0,4	0,3	0,6	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Straßenverkehr	25,8	25,7	23,2	24,0	26,0	26,3	27,1	25,2	27,5	26,7
Luftverkehr	-	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-
Küsten- u. Binnenschifffahrt	4,7	5,0	4,8	5,1	6,4	5,6	4,9	3,9	2,8	3,2
Verkehr insgesamt	30,8	31,1	28,4	29,7	32,7	32,6	32,8	29,8	30,9	30,6
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleist.	59,4	58,6	61,6	60,1	57,4	56,7	56,0	60,5	59,0	59,1
Endenergieverbrauch	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Statistisches Landesamt Bremen

Tabelle 5

Kohlendioxid-Emissionen aus dem Endenergieverbrauch im Lande Bremen 1981 bis 1998 nach Energieträgern

Energieträger	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	
	1.000 Tonnen CO ₂																		
Kohle	2 525	2 455	2 623	2 375	2 211	1 988	1 787	1 776	1 911	1 806	1 797	1 570	1 345	1 592	1 814	1 878	1 833	1 864	
Mineralölprodukte	4 000	3 739	3 475	3 497	3 555	3 942	4 111	4 954	3 583	3 644	3 666	3 736	3 624	3 757	3 831	3 715	3 614	3 385	
Erdgas	1 227	1 184	1 170	1 205	1 298	1 335	1 514	1 486	1 524	1 473	1 599	1 529	1 533	1 586	1 577	1 715	1 614	1 531	
Gichtgas	967	1 037	1 106	1 159	1 294	877	912	979	1 127	1 036	1 002	847	737	1 132	617	872	1 009	759	
Strom	2 867	2 942	2 945	3 003	3 076	2 983	3 072	3 204	3 215	3 227	3 593	3 445	3 468	3 675	3 568	3 638	3 727	3 797	
Fernwärme	204	195	194	207	214	189	205	180	186	196	237	234	240	231	257	277	280	323	
Abfälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12	133	231	227	
Insgesamt	11 790	11 553	11 513	11 446	11 648	11 314	11 602	12 579	11 545	11 380	11 894	11 360	10 947	11 975	11 675	12 227	12 307	11 866	
	Anteile in %																		
Kohle	21,4	21,3	22,8	20,7	19,0	17,6	15,4	14,1	16,5	15,9	15,1	13,8	12,3	13,3	15,5	15,3	14,9	15,7	
Mineralölprodukte	33,9	32,4	30,2	30,5	30,5	34,8	35,4	39,4	31,0	32,0	30,8	32,9	33,1	31,4	32,8	30,4	29,4	28,4	
Erdgas	10,4	10,3	10,2	10,5	11,1	11,8	13,1	11,8	13,2	12,9	13,4	13,5	14,0	13,2	13,5	14,0	13,1	12,9	
Gichtgas	8,2	9,0	9,6	10,1	11,1	7,8	7,9	7,8	9,8	9,1	8,4	7,5	6,7	9,5	5,3	7,1	8,2	6,4	
Strom	24,3	25,5	25,6	26,2	26,4	26,4	26,5	25,5	27,8	28,4	30,2	30,3	31,7	30,7	30,6	29,8	30,3	32,0	
Fernwärme	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,8	1,4	1,6	1,7	2,0	2,1	2,2	1,9	2,2	2,3	2,3	2,7	
Abfälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,9	
Insgesamt	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
	Veränderung gegenüber dem Vorjahr in %																		
Kohle	-	-2,8	5,9	-9,5	-6,9	-10,1	-10,1	-0,6	7,6	-5,5	-0,5	-12,6	-14,3	18,4	13,9	3,5	-2,3	1,7	
Mineralölprodukte	-	-6,5	-7,1	0,6	1,7	10,9	4,3	20,5	-27,7	1,7	0,6	1,9	-3,0	3,6	2,0	-3,0	-33,4	-6,9	
Erdgas	-	-3,5	-1,2	3,0	7,7	2,8	13,4	-1,9	2,6	-3,4	8,6	-4,4	0,2	3,5	-0,6	8,8	-5,9	-5,1	
Gichtgas	-	7,3	6,6	4,8	11,6	-32,2	4,0	7,3	15,1	-8,1	-3,3	-15,5	-13,0	53,6	-45,5	41,4	15,7	-24,8	
Strom	-	2,6	0,1	2,0	2,4	-3,0	3,0	4,3	0,3	0,4	11,4	-4,1	0,7	6,0	-2,9	2,0	2,5	1,9	
Fernwärme	-	-4,5	-0,7	7,0	3,3	-11,6	8,1	-12,0	3,2	5,2	21,0	-1,3	2,9	-3,7	11,2	7,6	1,1	15,3	
Abfälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1,7	
Insgesamt	-	-2,0	-0,3	-0,6	1,8	-2,9	2,5	8,4	-8,2	-1,4	4,5	-4,5	-3,6	9,4	-2,5	4,7	-11,7	-3,6	
	1981 = 100																		
Kohle	100	97,2	103,9	94,0	87,5	78,7	70,8	70,3	75,7	71,5	71,2	62,2	53,3	63,0	71,8	74,3	72,6	73,8	
Mineralölprodukte	100	93,5	86,9	87,4	88,9	98,6	102,8	123,8	89,6	91,1	91,7	93,4	90,6	93,9	95,8	92,9	90,4	84,1	
Erdgas	100	96,5	95,3	98,2	105,8	108,8	123,3	121,0	124,2	120,0	130,3	124,6	124,9	129,2	128,5	139,7	131,5	124,8	
Gichtgas	100	107,3	114,4	120,0	133,9	90,8	94,4	101,3	116,6	107,2	103,6	87,6	76,2	117,1	63,8	90,2	104,3	78,5	
Strom	100	102,6	102,7	104,8	107,3	104,0	107,2	111,8	112,2	112,6	125,4	120,2	121,0	128,2	124,5	126,9	130,0	132,5	
Fernwärme	100	95,5	94,8	101,5	104,8	92,7	100,2	88,2	91,1	95,8	115,9	114,4	117,7	113,3	126,0	135,6	137,2	158,2	
Abfälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Insgesamt	100	98,0	97,7	97,1	98,8	96,0	98,4	106,7	97,9	96,5	100,9	96,4	92,9	101,6	99,0	103,7	104,4	100,6	

Statistisches Jahrbuch Bremen

Tabelle 6

Kohlendioxid-Emissionen aus dem Endenergieverbrauch in der Stadt Bremen 1989 bis 1998 nach Energieträgern

Energieträger	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Kohle	1 894	1 791	1 783	1 556	1 336	1 585	1 808	1 869	1 826	1 853
Mineralölprodukte	3 107	3 161	3 179	3 231	3 108	3 295	3 372	3 256	3 163	2 973
Erdgas	1 427	1 365	1 479	1 415	1 428	1 493	1 482	1 575	1 493	1 410
Gichtgas	1 127	1 036	1 002	847	737	1 132	617	872	1 009	759
Strom	2 999	2 993	3 311	3 165	3 199	3 406	3 316	3 378	3 477	3 529
Fernwärme	123	136	151	150	159	151	172	178	188	208
Abfälle	-	-	-	-	-	2	12	133	231	227
Insgesamt	10 677	10 490	10 906	10 364	9 965	11 063	10 779	11 262	11 387	10 968
a) 1.000 Tonnen CO ₂										
Kohle	-	-5,4	-0,5	-12,7	-14,1	18,7	14,0	3,4	-2,3	2,0
Mineralölprodukte	-	1,8	0,5	1,6	-3,8	6,0	2,3	-3,4	-2,9	-6,0
Erdgas	-	-4,3	8,4	-4,3	0,7	4,7	-0,7	6,2	-5,2	-5,6
Gichtgas	-	-8,1	-3,3	-15,5	-13,0	53,8	-45,5	41,4	15,7	-24,8
Strom	-	0,0	10,5	-4,4	1,1	8,3	-2,5	1,9	2,9	1,5
Fernwärme	-	10,6	10,9	-0,7	5,7	-4,7	13,5	3,6	5,7	10,3
Abfälle	-	-	-	-	-	-	-	-	72,8	-1,7
Insgesamt	-	-1,3	4,0	-5,0	-3,8	11,0	-2,5	4,5	1,1	-3,7
b) Veränderung gegenüber dem Vorjahr in %										

Kohlendioxid-Emissionen aus dem Endenergieverbrauch in der Stadt Bremerhaven 1989 bis 1998 nach Energieträgern

Energieträger	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Kohle	16	13	14	14	9	7	6	8	6	1
Mineralölprodukte	478	481	487	505	518	462	459	458	451	392
Erdgas	97	108	120	114	107	93	94	140	120	121
Gichtgas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Strom	216	229	282	280	268	268	252	260	250	268
Fernwärme	63	59	85	83	81	80	85	89	92	115
Abfälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Insgesamt	868	890	988	996	982	912	896	965	920	898
a) 1.000 Tonnen CO ₂										
Kohle	-	-20,4	10,8	-0,6	-36,8	-24,0	-14,7	29,4	-18,3	-79,3
Mineralölprodukte	-	1,1	1,1	3,7	2,3	-10,5	-0,7	-0,1	-1,8	-13,1
Erdgas	-	11,0	11,1	-4,7	-6,0	-12,9	1,2	48,6	-14,4	0,9
Gichtgas	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0
Strom	-	6,0	23,0	-0,8	-4,1	0,4	-6,4	3,0	-3,6	7,1
Fernwärme	-	-5,4	44,2	-2,5	-2,2	-1,9	6,8	15,7	-7,0	25,7
Abfälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Insgesamt	-	2,6	11,0	0,8	-1,4	-7,2	-1,7	7,6	-4,6	-2,3
b) Veränderung gegenüber dem Vorjahr in %										

Statistisches Landesamt Bremen

Tabelle 7

Endenergieverbrauch im Lande Bremen 1981 bis 1998 nach Verbrauchergруппen

Verbrauchergруппe	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Ernährungsgewerbe, Tabakverarbeitung	3 478	3 305	3 134	3 167	3 235	1 467	3 354	3 153	3 580	3 775	3 983	3 814	3 667	3 671	4 429	3 889	3 896	3 742
Chemische Industrie	187	120	105	107	88	94	98	112	116	139	145	146	606	660	656	632	734	804
Herstellung von Gummi u. Kunststoffw.	14	16	17	17	18	23	23	33	55	17	13	11	10	13	22	35	17	19
Glas-, Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	695	699	643	595	488	603	561	548	559	618	579	588	698	626	628	639	674	745
Erz v. Röhren, Stahl u. Ferrolegierungen	48 565	47 164	50 118	47 893	46 140	42 179	44 494	46 833	49 845	45 825	45 639	43 150	38 771	48 632	48 035	49 231	49 820	52 278
Herstellung von Metallerzeugnissen	163	134	121	118	278	178	180	157	120	180	150	144	148	155	182	188	156	145
Maschinenbau	353	340	316	303	322	382	427	390	329	305	368	333	332	306	258	251	252	254
Schiffbau	1 494	1 318	1 168	996	1 092	934	1 011	899	874	1 253	807	823	803	657	642	681	528	181
Sonstige Wirtschaftszweige	3 229	3 091	3 170	3 561	3 668	3 698	3 717	3 861	3 931	3 908	4 099	3 909	3 925	3 963	4 475	4 688	4 174	4 187
Verarbeitendes Gewerbe insgesamt	58 345	56 291	58 892	58 860	55 455	51 531	54 092	55 938	59 201	56 104	55 924	53 100	49 028	58 807	59 492	60 381	60 389	62 429
Straßenverkehr	290	280	696	524	485	438	448	528	525	525	487	530	535	582	544	547	536	581
Straßenverkehr	14 207	14 204	14 601	16 227	15 409	16 264	16 595	16 961	16 971	17 193	17 142	17 413	17 661	17 052	17 266	17 189	17 322	17 585
Luftverkehr	812	641	727	727	855	855	855	898	1 069	1 069	1 069	1 111	1 282	1 333	1 376	1 548	1 548	1 634
Küsten- u. Binnenschifffahrt	4 868	4 399	2 861	2 989	3 160	2 520	2 818	2 861	2 947	3 203	3 246	3 331	3 416	3 308	2 320	2 105	1 547	1 375
Verkehr insgesamt	20 177	19 524	18 885	20 467	19 909	20 077	20 714	21 248	21 513	21 990	21 944	22 385	22 894	22 275	21 506	21 389	20 953	21 094
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleist.	47 813	45 225	42 475	42 959	46 271	48 703	48 418	43 955	38 893	40 181	43 713	42 994	42 977	41 016	40 128	45 283	44 279	36 729
Endenergieverbrauch	126 335	121 040	120 252	120 286	121 635	120 311	123 222	121 141	119 597	118 276	121 580	118 480	114 901	122 087	121 126	127 083	125 601	120 262

a) Terajoule

b) Anteile in %

Verbrauchergруппe	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Ernährungsgewerbe, Tabakverarbeitung	2,8	2,7	2,6	2,6	2,7	1,2	2,7	2,6	3,0	3,1	3,3	3,2	3,2	3,0	3,7	3,1	3,1	3,1
Chemische Industrie	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7
Herstellung von Gummi u. Kunststoffw.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Glas-, Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	0,8	0,6	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6
Erz v. Röhren, Stahl u. Ferrolegierungen	38,4	39,0	41,7	39,8	37,9	35,1	36,1	38,7	41,5	38,7	37,5	35,4	33,7	39,8	39,7	38,8	39,7	43,5
Herstellung von Metallerzeugnissen	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Maschinenbau	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Schiffbau	1,2	1,1	1,0	0,8	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	1,1	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,4	0,2
Sonstige Wirtschaftszweige	2,5	2,5	2,6	3,0	3,0	3,1	3,0	3,0	3,2	3,3	3,4	3,3	3,4	3,2	3,7	3,7	3,3	3,5
Verarbeitendes Gewerbe insgesamt	45,2	46,5	49,0	47,3	45,6	42,8	43,9	45,2	49,5	47,4	46,0	44,8	42,7	48,2	49,1	47,5	49,1	51,9
Straßenverkehr	0,2	0,2	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Straßenverkehr	11,2	11,7	12,1	13,5	12,7	13,5	13,5	14,0	14,2	14,5	14,1	14,7	15,4	14,0	14,3	13,5	13,8	14,6
Luftverkehr	0,6	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,4
Küsten- u. Binnenschifffahrt	3,9	3,6	2,4	2,5	2,6	2,1	2,3	2,4	2,5	2,7	2,7	2,8	3,0	2,7	1,9	1,7	1,2	1,1
Verkehr insgesamt	16,0	16,1	15,7	17,0	16,4	16,7	16,8	17,5	18,0	18,6	18,0	18,9	19,9	18,2	17,8	16,8	16,7	17,5
Haushalts-, Gewerbe, Handel, Dienstleist.	37,8	37,4	35,3	35,7	38,0	40,5	39,3	36,3	32,5	34,0	36,0	36,3	37,4	33,6	33,1	35,6	35,3	30,5
Endenergieverbrauch	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Statistisches Landesamt Bremen

Tabelle 8

Endergieverbrauch im Lande Bremen 1981 bis 1998 nach Energieträgern

Energieträger	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Terajoule																		
Kohle	28 993	29 087	30 822	29 076	27 204	22 453	20 020	20 523	22 592	21 252	21 217	18 432	16 079	19 274	16 884	19 546	19 376	19 030
Mineralölprodukte	54 265	50 742	47 114	47 489	48 283	53 439	55 501	53 440	48 278	49 173	49 480	50 287	48 708	50 317	51 287	49 668	48 505	45 085
Erdgas	21 402	20 668	20 562	21 279	22 924	23 239	26 344	26 223	26 848	28 034	28 296	27 042	27 182	28 061	28 311	30 795	29 337	27 843
Gichtgas	5 237	5 295	5 874	5 875	6 310	4 550	4 326	4 033	4 275	3 789	3 492	3 521	3 846	4 750	4 495	4 436	4 636	4 720
Strom	12 662	12 542	12 846	13 207	13 461	13 228	13 552	13 909	14 479	14 672	15 035	15 101	14 742	15 539	15 639	15 587	15 964	15 750
Fernwärme	2 720	2 650	2 966	3 312	3 377	3 329	3 405	2 946	3 064	3 299	4 013	4 061	4 317	4 097	4 418	4 954	4 690	4 774
Sonstige	56	58	68	79	78	74	73	66	63	56	47	36	26	48	192	1 793	3 094	3 060
Insgesamt	126 335	121 040	120 252	120 268	121 635	120 311	123 222	121 141	119 597	118 276	121 580	118 480	114 901	122 097	121 126	127 033	125 601	120 262
Anteile in %																		
Kohle	23,7	24,0	25,6	24,2	22,4	18,7	16,2	16,9	18,9	18,0	17,5	15,6	14,0	15,8	13,9	15,4	15,4	15,8
Mineralölprodukte	43,0	41,9	39,2	39,5	39,7	44,4	45,0	44,1	40,4	41,6	40,7	42,4	42,4	41,2	42,3	39,3	38,6	37,5
Erdgas	16,9	17,1	17,1	17,7	18,8	19,3	21,4	21,6	22,4	22,0	23,3	22,8	23,7	23,0	23,4	24,2	23,4	23,2
Gichtgas	4,1	4,4	4,9	4,9	5,2	3,8	3,5	3,3	3,6	3,2	2,9	3,0	3,3	3,9	3,7	3,5	3,7	3,9
Strom	10,0	10,4	10,7	11,0	11,1	11,0	11,0	11,5	12,1	12,4	12,4	12,7	12,8	12,7	12,8	12,3	12,7	13,1
Fernwärme	2,2	2,2	2,5	2,8	2,8	2,8	2,8	2,4	2,6	2,8	3,3	3,4	3,8	3,4	3,6	3,9	3,7	4,0
Sonstige	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	1,4	2,5	2,5
Insgesamt	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Veränderung gegenüber dem Vorjahr in %																		
Kohle	-	-3,0	6,0	-5,7	-6,4	-17,5	-10,8	2,5	10,1	-5,9	-0,2	-13,1	-12,8	19,9	-12,4	15,8	-0,9	-1,8
Mineralölprodukte	-	-6,5	-7,2	0,7	1,7	10,7	3,9	-3,7	-9,7	1,9	0,6	1,6	-3,1	3,3	1,8	-2,8	-2,7	-7,1
Erdgas	-	-3,4	-0,5	3,5	7,7	1,4	13,4	-0,5	2,4	-3,0	8,7	-4,4	0,5	3,2	0,9	8,8	-4,7	-5,1
Gichtgas	-	1,1	10,9	0,0	7,4	-27,9	-4,9	-6,8	6,0	-11,4	-7,8	0,8	9,2	23,5	-6,4	-0,1	3,2	1,8
Strom	-	-0,9	2,4	2,8	1,9	-1,7	2,5	2,6	4,1	1,3	2,5	0,4	-2,4	5,5	-0,1	0,3	2,4	-1,3
Fernwärme	-	-2,6	11,9	11,7	2,0	-1,4	2,3	-13,5	4,0	7,7	21,6	1,2	6,3	-5,1	7,8	12,1	-5,3	1,8
Sonstige	-	3,4	17,8	15,3	-3,8	-3,0	-0,7	-9,5	-4,4	-11,9	-16,1	-23,3	-27,9	85,8	298,8	836,0	72,5	-1,1
Insgesamt	-	-4,2	-0,7	0,0	1,1	-1,1	2,4	-1,7	-1,3	-1,1	2,8	-2,5	-3,0	6,3	-0,8	4,9	-1,1	-4,3
1981 = 100																		
Kohle	100	97,0	102,8	96,9	90,7	74,9	66,8	68,4	75,3	70,9	70,7	61,5	53,6	64,3	56,3	65,2	64,6	63,4
Mineralölprodukte	100	93,5	86,8	87,5	89,0	98,5	102,3	98,5	89,0	90,6	91,2	92,7	89,8	92,7	94,5	91,9	89,4	83,1
Erdgas	100	96,6	96,1	98,4	107,1	108,6	123,1	122,5	125,4	121,6	132,2	126,4	127,0	131,1	132,3	143,9	137,1	130,1
Gichtgas	100	101,1	112,2	112,2	120,5	86,9	82,6	77,0	81,5	72,4	66,7	67,2	73,4	90,7	85,8	85,7	88,5	90,1
Strom	100	99,1	101,5	104,3	106,3	104,5	107,0	109,8	114,4	115,9	116,7	119,3	116,4	122,8	122,7	123,1	126,1	124,4
Fernwärme	100	97,4	109,0	121,7	124,1	122,4	125,2	108,3	112,6	121,3	147,5	149,3	158,7	150,6	162,4	182,1	172,4	175,5
Sonstige	100	103,4	121,7	140,4	135,0	131,0	130,0	117,7	112,6	99,1	83,2	63,8	46,1	85,6	341,2	3 190,0	5 504,0	5 443,8
Insgesamt	100	95,8	95,2	95,2	96,3	95,2	97,5	95,9	94,7	93,6	96,2	93,8	90,9	96,6	95,9	100,6	99,4	95,2

Stichtagesende: 31.12.1998

Tabelle 9

**Energiebilanzsummen der Stadtgemeinden Bremen und Bremerhaven
sowie des Landes Bremen 1998**

				Stadt Bremen	Stadt Bremerhaven	Land Bremen
				Terajoule		
Primärenergiebilanz		Gewinnung	1	4 873	2 914	7 787
		Bezüge	2	158 970	10 787	169 501
		Bestandsentnahmen	3	794	-	794
		Energieaufkommen	4	164 637	13 701	178 082
		Lieferungen	5	11 250	634	11 628
		Bestandsaufstockungen	6	2 032	-	2 032
		Primärenergieverbrauch	7	151 354	13 068	164 422
Umwandlungsbilanz	Umwandlungseinsatz	Öffentliche Kraftwerke	8	58 690	1 214	59 905
		Industriekraftwerke	9	1 656	13	1 669
		Windkraftanlagen	10	18	22	40
		Photovoltaikanlagen	11	0	0	0
		Heizkraftwerke, Fernheizwerke	12	3 362	2 472	5 834
		Hochöfen	13	15 321	-	15 321
		Sonstige Energieerzeuger	14	291	94	385
		Umwandlungseinsatz insgesamt	15	79 239	3 816	83 054
	Umwandlungsausstoß	Öffentliche Kraftwerke	16	23 590	464	24 055
		Industriekraftwerke	17	720	5	726
		Windkraftanlagen	18	18	22	40
		Photovoltaikanlagen	19	0	0	0
		Heizkraftwerke, Fernheizwerke	20	4 270	1 268	5 538
		Hochöfen	21	15 321	-	15 321
		Sonstige Energieerzeuger	22	161	22	183
		Umwandlungsausstoß insgesamt	23	44 082	1 801	45 883
	Verbr. i.d. Energ. gewerb. und im Umwandlungsbereich	Kraftwerke	24	2 649	133	2 782
		Heizkraftwerke, Fernheizwerke	25	9	28	37
		Sonstige Energieerzeuger	26	181	44	225
		Energieverbrauch im Umwandlungsbereich insgesamt	27	2 839	205	3 044
		Fackel- und Leitungsverluste	28	2 144	235	2 379
		Energieangebot nach Umwandlungsbilanz	29	111 214	10 614	121 828
		Nichtenergetischer Verbrauch	30	1 474	319	1 793
Statistische Differenzen		31	269	- 42	227	
Endenergieverbrauch nach Sektoren	Endenergieverbrauch	32	110 009	10 253	120 262	
	Ernährungsgewerbe, Tabakverarbeitung	33	3 282	460	3 742	
	Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	34	48	1	49	
	Papiergewerbe	35	41	-	41	
	Verlagsgewerbe, Druckgewerbe	36	58	15	74	
	Chemische Industrie	37	762	42	804	
	Herstellung von Gummi und Kunststoffwaren	38	12	7	19	
	Glasg., Keramik, Verarb. von Steinen und Erden	39	693	52	745	
	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferraliegierungen	40	52 278	-	52 278	
	Übrige Metallerzeugung und -bearbeitung	41	8	9	17	
	Herstellung von Metallerzeugnissen	42	108	37	145	
	Maschinenbau	43	201	53	254	
	Medizin-, Meß-, Steuer- und Regelungstechnik, Optik	44	202	4	206	
	Fahrzeugbau (ohne Schiffbau)	45	2 612	13	2 625	
	Schiffbau	46	103	78	181	
	Sonstige Wirtschaftszweige	47	1 249	26	1 275	
	Verarbeitendes Gewerbe insgesamt	48	61 641	798	62 439	
	Schienerverkehr	49	415	86	501	
	Straßenverkehr	50	14 294	3 291	17 585	
	Luftverkehr	51	1 634	-	1 634	
Küsten- und Binnenschifffahrt	52	988	387	1 375		
Verkehr insgesamt	53	17 331	3 764	21 094		
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	54	31 038	5 691	36 729		

Statistisches Landesamt Bremen

Anlage C:

Abschlussbericht der Arbeitsgruppe Landesenergieprogramm

Arbeitsgruppe "Landesenergieprogramm"

Gemeinsame Arbeitsgruppe
des Senators für Frauen, Gesundheit, Jugend, Soziales und Umweltschutz
und der Stadtwerke Bremen AG

Abschlußbericht

Bremen, im Juni 1999

Inhaltsverzeichnis

- 1 Vorbemerkungen
- 2 Wettbewerbliche Öffnung der Strom- und Gasmärkte
- 3 Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung
- 4 Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage
- 5 Ausbau der Windkraftnutzung
- 6 Neubau eines GuD-Kraftwerks
- 7 Ausweitung des Strombezugs
- 8 Ausbau der Fernwärmeversorgung
- 9 Zusammenfassende Bewertung

Quellenverzeichnis

Anlagen

- (1) Arbeitsgruppe „Landesenergieprogramm“: Zusammensetzung und Arbeitsweise
- (2) Spezifische Strombeschaffungskosten: Wesentliche Annahmen im Überblick
- (3) Erdgaspreis-Szenarien
- (4) Finanzmathematische Durchschnittskosten: Methodische Erläuterungen
- (5) CO₂-Emissionsfaktoren

1 Vorbemerkungen

1.1 Auftrag

Das Land Bremen verfolgt das Ziel, die Emissionen von Kohlendioxid (CO₂) deutlich zu senken. Vorliegende Untersuchungen zeigen, dass die verstärkte Nutzung von emissionsfreien und emissionsarmen Formen der Stromerzeugung ein erhebliches CO₂-Minderungspotential bietet.¹ Dies gilt insbesondere für die Stadtgemeinde Bremen, da hier die Stromerzeugung aufgrund des erheblichen Steinkohleanteils mit vergleichsweise hohen spezifischen CO₂-Emissionen verbunden ist.

Vor diesem Hintergrund hat der Senat mit Beschluss vom 3. Dezember 1996 der Stadtwerke Bremen AG die Einsetzung einer gemeinsamen Arbeitsgruppe vorgeschlagen:

„Auftrag dieser Arbeitsgruppe sollte es sein, die ... aufgezeigten Handlungsoptionen im Stromerzeugungsbereich unter Berücksichtigung ihrer technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen zu prüfen. Die Arbeitsgruppe sollte rechtzeitig zur Zweiten Fortschreibung des Landesenergieprogramms einen abschließenden Bericht mit konkreten Handlungsempfehlungen vorlegen.“²

Auf der Grundlage dieses Vorschlags haben der Senator für Frauen, Gesundheit, Jugend, Soziales und Umweltschutz und die Stadtwerke Bremen AG am 5. Juni 1997 eine gemeinsame Arbeitsgruppe „Landesenergieprogramm“ eingesetzt. Als fachliche Berater des Umweltressorts wurden das Bremer Energie-Institut sowie die UTEC GmbH hinzugezogen.³ Die Arbeitsgruppe legt hiermit ihren Abschlussbericht vor.

1.2 Untersuchungsprogramm

Die Arbeitsgruppe hat schwerpunktmäßig Handlungsoptionen zur Minderung der CO₂-Emissionen im Bereich der Strombeschaffung untersucht. Hierbei wurde die wettbewerbliche Öffnung der Strom- und Gasmärkte als zentrale Rahmenbedingung besonders berücksichtigt. Aufgrund des engen thematischen Zusammenhangs wurde ferner die Möglichkeit eines weiteren Ausbaus der Fernwärmeversorgung betrachtet. Einen Überblick über die im Einzelnen untersuchten Handlungsoptionen vermittelt Tabelle 1.1.

Tabelle 1.1:

Untersuchungsprogramm der Arbeitsgruppe „Landesenergieprogramm“

Handlungsoption

- 1 Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung
- 2 Ausweitung der Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage
- 3 Ausbau der Windkraftnutzung
- 4 Neubau eines GuD-Kraftwerks als Ersatz für Block 5 im Kraftwerk Hafen
- 5 Ausweitung des Strombezugs durch die Stadtwerke Bremen AG
- 6 Ausbau der Fernwärmeversorgung im Bremer Westen

Zwei weitere Handlungsoptionen im Bereich der Stromerzeugung, nämlich der Neubau eines Wasserkraftwerks in der Weser sowie die Optimierung der Gichtgasverstromung im Kraftwerk Mittelsbüren, wurden im Rahmen der Arbeitsgruppe

1 Vgl. Prognos (1996), insbesondere Kurzfassung, S. 35 f.; vgl. auch LEP (1996), S. 53-56.

2 LEP (1996), S.75

3 Nähere Angaben zur Zusammensetzung und Arbeitsweise der Arbeitsgruppe enthält die Anlage 1.

nicht behandelt.⁴ Ferner konnten die im Oktober 1998 bekannt gewordenen Planungen für ein neues Strombeschaffungskonzept der Stadtwerke Bremen AG nicht mehr berücksichtigt werden. Zu den genannten Themen könnte — falls erforderlich — im Rahmen von Ergänzungsberichten Stellung genommen werden.

1.3 Methodische Erläuterungen

Zur wirtschaftlichen Bewertung der Handlungsoptionen im Strombereich wurden die spezifischen Strombeschaffungskosten berechnet.⁵ Die Kostenermittlung erfolgte hierbei durchgängig aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive. Dies bedeutet insbesondere, dass für die Ermittlung des Kapitaldienstes technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauern sowie ein am langfristigen Kapitalmarktzins orientierter Kalkulationszinssatz zugrundegelegt wurden.⁶

Die Strombeschaffungskosten sind in der überwiegenden Zahl der untersuchten Fälle vom Erdgaspreis abhängig. Um der hiermit verbundenen Unsicherheit Rechnung zu tragen, wurden zwei verschiedene Erdgaspreis-Szenarien betrachtet. Das obere Szenario unterstellt, ausgehend vom heutigen niedrigen Preisniveau, einen moderaten Anstieg. Das untere Szenario geht davon aus, dass es aufgrund der wettbewerblichen Marktöffnung kurzfristig zu einem Preisverfall kommt, der Erdgaspreis sich in der Folgezeit jedoch wieder an das ursprüngliche Niveau annähert.⁷

Die untersuchten Technologien weisen unterschiedliche Nutzungsdauern und Kostenstrukturen auf. Um gleichwohl einen direkten Vergleich zu ermöglichen, wurden die realen finanzmathematischen Durchschnittskosten berechnet. Diese sind das Ergebnis einer Durchschnittsbildung über die jeweilige Nutzungsdauer, wobei aufgrund eines Abzinsungsvorgangs frühe Perioden mit höherem Gewicht in den Mittelwert eingehen als späte Perioden. Ferner werden die Durchschnittskosten in Preisen eines Basisjahres ausgedrückt, das Ergebnis ist also um Inflationseffekte bereinigt.⁸ Alle in diesem Abschlussbericht angegebenen Strombeschaffungskosten sind reale finanzmathematische Durchschnittskosten.

Als Leitvariable für die ökologische Bewertung der untersuchten Handlungsoptionen wurden die CO₂-Emissionen herangezogen. Daneben hat die Arbeitsgruppe die Auswirkungen auf den Verbrauch nicht erneuerbarer Primärenergie sowie die Emissionen von Schwefeldioxid (SO₂) und Stickoxiden (NO_x) betrachtet. Im Rahmen dieses Berichts wird die Darstellung im Interesse der Überschaubarkeit auf die CO₂-Effekte beschränkt. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass eine Einbeziehung der übrigen genannten Kriterien aus Sicht der Arbeitsgruppe die ökologische Gesamtbewertung der untersuchten Handlungsoptionen nicht verändern würde.

Im Rahmen der CO₂-Bilanzierung wurden grundsätzlich nur die direkten CO₂-Emissionen der einzelnen Technologien berücksichtigt.⁹ Es wurde kein Versuch unternommen, die indirekten CO₂-Emissionen der jeweils vorgelagerten Ketten von Produktions- und Transportprozessen zu erfassen. Als Referenzsystem für die Ermittlung der CO₂-Minderungspotentiale wurde der heutige Kraftwerkspark der Stadtwerke Bremen AG verwendet. Die ausgewiesenen Potentiale zeigen also, welche CO₂-Minderung im Fall einer isolierten Verwirklichung der betreffenden Handlungsoption gegenüber dem Status quo erzielt werden könnte. Interaktionseffekte im Fall einer parallelen Verwirklichung mehrerer Optionen wurden nicht betrachtet.

4 Vgl. LEP (1996), S. 70-72. Die wirtschaftliche Beurteilung des Weserkraftwerks hängt maßgeblich von der Höhe der angenommenen Baukosten ab. Da die in diesem Zusammenhang erforderlichen Klärungen bisher nicht abgeschlossen sind, wurde das Projekt im Rahmen der Arbeitsgruppe nicht näher betrachtet. Die Untersuchung von Optimierungsmöglichkeiten im Bereich der Gichtgasverstromung wurde auf Wunsch der Stadtwerke Bremen AG bis auf weiteres ausgesetzt, da die Gichtgasnutzung Bestandteil des laufenden Ausschreibungsverfahrens über die Belieferung der Stahlwerke Bremen GmbH mit Elektrizität ist.

5 Eine tabellarische Darstellung der zugrundegelegten Annahmen enthält die Anlage 2.

6 Aus der betriebswirtschaftlichen Perspektive eines potentiellen Investors können hiervon abweichende Annahmen angemessen sein (höherer Kalkulationszinssatz, kürzere Abschreibungsdauer) und im Ergebnis zu höheren spezifischen Strombeschaffungskosten führen.

7 Eine nähere Darstellung der verwendeten Erdgaspreis-Szenarien enthält die Anlage 3.

8 Eine nähere Darstellung des Konzepts enthält die Anlage 4.

9 Die verwendeten CO₂-Emissionsfaktoren sind in Anlage 5 dargestellt.

2 Wettbewerbliche Öffnung der Strom- und Gasmärkte

2.1 Veränderung des energierechtlichen Ordnungsrahmens

Der rechtliche Ordnungsrahmen der leitungsgebundenen Energiewirtschaft befindet sich gegenwärtig in einer Phase grundlegender Veränderungen. Wesentlicher Inhalt dieses Wandlungsprozesses ist die Ablösung des bisherigen Systems staatlich regulierter Gebietsmonopole durch wettbewerbliche Formen der Marktorganisation.

Die Veränderung der energierechtlichen Rahmenbedingungen wird sowohl durch die Rahmengesetzgebung der Europäischen Union als auch durch die Gesetzgebung des Bundes beeinflusst. Auf europäischer Ebene sind als wesentliche Rechtsvorschriften die Binnenmarkttrichtlinien für Strom und Gas zu nennen. Auf Bundesebene stellen das Gesetz zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts sowie die 6. Novelle des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen die bislang wichtigsten gesetzlichen Änderungen dar.

Die Herausbildung eines neuen energierechtlichen Ordnungsrahmens ist mit den bisherigen Neuregelungen nicht abgeschlossen. Dies gilt insbesondere für die wettbewerbspolitisch wesentliche Frage des Netzzugangs. Nach heutiger Rechtslage besteht in Deutschland ein System des verhandelten Netzzugangs, wobei die konkrete Ausgestaltung der Zugangsbedingungen durch eine freiwillige Vereinbarung von Verbänden der Industrie und der Elektrizitätswirtschaft geregelt ist. Nach Einschätzung der Arbeitsgruppe sind in diesem Bereich Weiterentwicklungen zu erwarten, die tendenziell eine Erleichterung des Netzzugangs und damit eine Intensivierung der wettbewerblichen Entwicklung des Strommarkts mit sich bringen dürften.

Die ordnungspolitische Grundsatzentscheidung für eine wettbewerbliche Organisation der leitungsgebundenen Energiewirtschaft wird aller Voraussicht nach langfristig Bestand haben. Die Binnenmarkttrichtlinien der Europäischen Union geben die wettbewerbliche Öffnung der Strom- und Gasmärkte zwingend vor. Sie belassen den Mitgliedstaaten zwar erhebliche Spielräume in Bezug auf die konkrete Ausgestaltung des Wettbewerbsmodells, schließen eine Rückkehr zu dem bisherigen System staatlich regulierter Gebietsmonopole jedoch aus. Soweit eine Weiterentwicklung des deutschen Energierechts heute absehbar ist, wird sich diese vermutlich auf die Regelung des Netzzugangs beziehen und damit der wettbewerblichen Entwicklung voraussichtlich zusätzliche Impulse geben.

2.2 Auswirkungen auf die Stadtwerke Bremen AG

Die Veränderung des energierechtlichen Ordnungsrahmens hat in der Elektrizitätswirtschaft bereits zu erheblichen Auswirkungen geführt. Seit mehreren Jahren unternehmen die Stromversorger massive Anstrengungen, ihre Ausgangsposition für den erwarteten und sich mittlerweile entwickelnden Wettbewerb zu verbessern, insbesondere in Gestalt von Rationalisierungsmaßnahmen und durch die Entwicklung von Kooperations- und Beteiligungsbeziehungen. Unmittelbare Wettbewerbswirkungen sind im Marktsegment der industriellen Sondervertragskunden in Form eines allgemein sinkenden Preisniveaus sowie erster Kundenverluste seit Öffnung des Strommarktes zu beobachten.

Aufgrund der wettbewerblichen Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft haben sich die Rahmenbedingungen für das unternehmerische Handeln der Stadtwerke Bremen AG grundlegend verändert. In diesem Zusammenhang sind insbesondere folgende Strukturmerkmale des Unternehmens zu berücksichtigen:

- Die Stromsparte ist mit einem Umsatzanteil von über 50 % das wichtigste Geschäftsfeld der Gesellschaft.
- Etwa drei Viertel des Stromabsatzes der Stadtwerke entfallen auf die Gruppe der Sondervertragskunden, auf die sich nach allgemeiner Einschätzung der Wettbewerb zunächst konzentrieren wird.
- Der Anteil der Eigenerzeugung an der Strombeschaffung ist mit rund 90 % außergewöhnlich hoch.

Aufgrund dieser Strukturmerkmale sieht sich das Unternehmen innerhalb eines wettbewerblichen Systems erheblichen betriebswirtschaftlichen Risiken gegenüber. Zu nennen sind insbesondere Deckungsbeitragsverluste bei sinkenden

Strompreisen, Absatzverluste im Bereich der Sondervertragskunden sowie die Unterauslastung von Kraftwerkskapazitäten bei Absatzrückgängen.

Vor diesem Hintergrund unternimmt die Stadtwerke Bremen AG seit Mitte der neunziger Jahre erhebliche Anstrengungen, eine Unternehmensstrategie zur Anpassung an das neue wettbewerbliche Umfeld zu entwickeln und umzusetzen. Wesentliche Elemente dieser Strategie sind

- die Steigerung der betrieblichen Effizienz,
- die Entwicklung eines neuen Strombeschaffungskonzepts,
- die Entwicklung von Kooperations- und Beteiligungsbeziehungen,
- die Erschließung von neuen Geschäftsfeldern und damit eine Weiterentwicklung zum kooperativen Infrastruktur-Dienstleister.

Im vorliegenden Zusammenhang ist insbesondere die Entwicklung eines neuen Strombeschaffungskonzepts von Bedeutung. Obgleich diese Entwicklung noch nicht abgeschlossen ist, ist bereits heute erkennbar, dass sich das künftige Strombeschaffungskonzept der Stadtwerke Bremen AG an den Leitzielen der Effizienzsteigerung und der Flexibilisierung orientieren wird. Das Ziel der Flexibilisierung beinhaltet hierbei eine Ausweitung des Strombezugs zu Lasten der Eigenerzeugung. Auf diese Weise soll zum einen eine höhere Anpassungsflexibilität gegenüber absatzseitigen Veränderungen erreicht werden. Zum anderen soll die Voraussetzung geschaffen werden, um erwartete Einkaufsvorteile auf einem wettbewerblich organisierten Strommarkt nutzen zu können.

2.3 Schlussfolgerungen für die Arbeitsgruppe

Die wettbewerbliche Entwicklung in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft und ihre Auswirkungen auf die Stadtwerke Bremen AG wurden von der Arbeitsgruppe unter Hinzuziehung externen Sachverständs intensiv erörtert.¹⁰ Im Ergebnis bestand Einvernehmen, dass diese Entwicklung auch die Rahmenbedingungen der bremischen CO₂-Minderungspolitik und insbesondere die Möglichkeiten zur verstärkten Nutzung emissionsarmer und emissionsfreier Formen der Stromerzeugung wesentlich beeinflusst. Dementsprechend wurde bei allen Untersuchungen der Arbeitsgruppe die wettbewerbliche Öffnung der Strom- und Gasmärkte als zentrale Rahmenbedingung systematisch berücksichtigt.

Sowohl die Abgrenzung des Gegenstandes als auch die Definition der Kriterien der Untersuchungen der Arbeitsgruppe sind durch die Einbeziehung von Wettbewerbsaspekten wesentlich beeinflusst worden:

- Die wirtschaftliche Bewertung der untersuchten Handlungsoptionen im Bereich der Strombeschaffung basiert auf einer wettbewerbsorientierten Sichtweise. Als Maßstab dienen die langfristig zu erwartenden Strombezugskosten auf einem wettbewerblich organisierten Elektrizitätsmarkt.
- In die Bewertung der untersuchten Handlungsoptionen im Bereich der Strombeschaffung wurden auch unternehmensstrategische Kriterien einbezogen, insbesondere das Ziel einer Flexibilisierung der Strombeschaffung. Die Bewertung geht damit über eine reine Kostenermittlung hinaus.
- Um dem unternehmensseitigen Ziel einer Flexibilisierung der Strombeschaffung Rechnung zu tragen, wurde ein Szenario einer Ausweitung des Strombezugs untersucht. Wesentliches Ziel war hierbei, die Auswirkungen einer solchen Strategie auf die CO₂-Emissionen zu klären.
- Um Wettbewerbsentwicklungen auf den Erdgasmärkten Rechnung zu tragen, wurde auch die Möglichkeit rückläufiger Erdgaspreise in die Untersuchung einbezogen. Aufgrund der erheblichen Prognoseunsicherheiten in diesem Bereich wurden sämtliche Wirtschaftlichkeitsberechnungen mit zwei alternativen Erdgaspreis-Szenarien durchgeführt.¹¹

¹⁰ Zu Fragen der wettbewerblichen Öffnung der Strom- und Gasmärkte stand der Arbeitsgruppe freundlicherweise Herr Prof. Dr. Pfaffenberger (Universität Oldenburg, Bremer Energie-Institut) als sachverständiger Diskussionspartner zur Verfügung.

¹¹ Weitergehende Darstellungen der verwendeten Szenarien der Erdgaspreisentwicklung sind in Abschnitt 1.3 sowie in Anlage 3 enthalten.

Im vorliegenden Abschlussbericht schlägt sich die Berücksichtigung von Wettbewerbsaspekten insbesondere in den Kapiteln 7 und 9 nieder. Kapitel 7 stellt die Ergebnisse von Modellrechnungen zur Abschätzung des langfristig zu erwartenden Niveaus der Strombezugspreise anhand der Vollkosten neuer Kraftwerke dar. Darüber hinaus werden Ergebnisse in Bezug auf die CO₂-Effekte einer Ausweitung des Strombezugs durch die Stadtwerke Bremen AG vorgestellt. Kapitel 9 enthält insbesondere eine vergleichende wettbewerbsorientierte Bewertung der untersuchten Handlungsoptionen im Bereich der Strombeschaffung unter Einbeziehung unternehmensstrategischer Kriterien.

3 Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung

3.1 Vorbemerkungen

Im Themenbereich der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) konnte die Arbeitsgruppe an Untersuchungen zur Vorbereitung des Landesenergieprogramms (1996) anknüpfen.¹² Diese hatten unter anderem ergeben, dass in der Stadtgemeinde Bremen ein zusätzliches Potential der Stromerzeugung in dezentralen KWK-Anlagen von 210 Mio. kWh/a besteht.¹³

Angesichts dieser Ausgangslage wurde hauptsächlich das Ziel verfolgt, die bisher vorliegende rein mengenmäßige Potentialabschätzung um eine wirtschaftliche Bewertung zu ergänzen. In diesem Zusammenhang sollte insbesondere der Frage nachgegangen werden, ob der Zubau von dezentralen KWK-Anlagen aus Sicht der Stadtwerke Bremen AG eine wirtschaftlich attraktive Option darstellen könnte. Daneben wurde das Ziel verfolgt, die vorliegende Potentialabschätzung zu aktualisieren.

Tabelle 3.1.

Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung Anlagenvarianten

Bezeichnung	Einsatz-	Antriebs-	Elektrische
		bereich	aggregat
			Leistung
			kw _{el}
Kleines BHKW	Nahwärme	Gasmotor	50
Mittelgroßes BHKW	Nahwärme	Gasmotor	350
Großes BHKW (Nahwärme)	Nahwärme	Gasmotor	1.936
Großes BHKW (Industrie)	Industrie	Gasmotor	1.936
Kleine Gasturbine	Industrie	Gasturbine	1.970
Mittelgroße Gasturbine	Industrie	Gasturbine	4.183
Große Gasturbine	Industrie	Gasturbine	13.400

Der Begriff der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung umspannt ein weites Feld, das durch unterschiedliche Einsatzbereiche, Techniken und Anlagengrößen gekennzeichnet ist. Um dieser Heterogenität Rechnung zu tragen, wurden insgesamt sieben verschiedene Anlagenvarianten definiert. Einen Überblick über die Bandbreite der Untersuchung vermittelt Tabelle 3.1. Einbezogen sind sowohl motorgetriebene Blockheizkraftwerke (BHKW) zur Nahwärmeversorgung von Wohngebieten als auch industrielle Anwendungsfälle mit Prozessdampfversorgung, hauptsächlich auf der Basis von Gasturbinen. Die Anlagengröße variiert etwa um den Faktor 250 und reicht vom Kleinst-BHKW zur Wärmeversorgung von Einzelgebäuden (50 kW_{el}) bis zur Gasturbine im industriellen Großbetrieb (13,4 MW_{el}).

3.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde durchgängig aus der Perspektive der Stadtwerke Bremen AG vorgenommen, das heißt es wurde unterstellt, dass die zusätzlichen KWK-Anlagen von den Stadtwerken errichtet und betrieben werden. Als praktische Umsetzungsformen einer solchen Ausbaustrategie sind insbesondere

¹² Prognos (1996), BEI (1996)

¹³ Vgl. LEP (1 996), S. 54, Tabelle 4.5

Contracting-Lösungen für Industrieunternehmen und Blockheizkraftwerke zur Versorgung eigener Nahwärmenetze zu nennen.

Tabelle 3.2:

**Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung
Stromerzeugungskosten**

Anlagenvariante	Elektrische Leistung kw_{el}	Stromerzeugungskosten	
		Unteres Erdgaspreis-szenario Pf/kWh	Oberes Erdgaspreis-szenario Pf/kWh
Kleines BHKW	50	16,9	17,5
Mittelgroßes BHKW	350	14,1	14,8
Großes BHKW (Nahwärme)	1.936	7,1	8,6
Großes BHKW (Industrie)	1.936	6,7	8,2
Kleine Gasturbine	1.970	6,9	9,1
Mittelgroße Gasturbine	4.183	6,3	8,2
Große Gasturbine	13.400	5,4	7,2

Die ermittelten Stromerzeugungskosten sind in Tabelle 3.2 dargestellt. Im Ergebnis zeigt sich eine klare Zweiteilung in Abhängigkeit von der Anlagengröße. Alle Varianten mit relativ großen Anlagen — ab einer elektrischen Leistung von etwa 2 MVV — haben niedrige Stromerzeugungskosten, die im Mittel bei 6,5 Pf/kWh (unteres Erdgas-Preisszenario) beziehungsweise 8,3 Pf/kWh (oberes Erdgas-Preisszenario) liegen. Die beiden Varianten mit relativ kleinen Anlagen weisen demgegenüber etwa doppelt so hohe Stromerzeugungskosten auf.

Der Erdgaspreis hat erwartungsgemäß erheblichen Einfluss auf die Höhe der Stromerzeugungskosten. Bei den größeren Anlagen bewirkt die Wahl des Preisszenarios einen Unterschied in den Stromerzeugungskosten von durchschnittlich 1,8 Pf/kWh (27,5 %). Bei den kleineren Anlagen ist die Abhängigkeit deutlich schwächer ausgeprägt.

3.3 Potentialermittlung

Einige wesentliche ökologische Kennziffern der untersuchten Anlagenvarianten sind in Tabelle 3.3 zusammengefasst. Erwartungsgemäß werden in allen Fällen hohe energetische Gesamtnutzungsgrade erreicht. Die der Stromerzeugung zurechenbaren CO₂-Emissionen sind mit spezifischen Werten von 223 bis 332 g/kWh_{el} gering. Gegenüber einer entsprechenden Stromerzeugung im heutigen Kraftwerkspark der Stadtwerke Bremen AG (rund 870 g/kWh_{el}) ist damit eine relative CO₂-Minderung um etwa 60 bis 75 % möglich.

Tabelle 3.3:

**Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung
Ökologische Kennziffern**

Anlagenvariante	Elektrischer Nutzungsgrad	Gesamt-nutzungsgrad	Spezischer Brennstoff-aufwand*	Spezifische CO ₂ -Emissionen*
	%	%	kWh/kWh _{el}	g/kWh _{el}
Kleines BHKW	30,0	90,0	1,11	223
Mittelgroßes BHKW	33,0	88,0	1,18	237
Großes BHKW (Nahwärme)	36,0	87,0	1,20	242
Großes BHKW (Industrie)	36,0	87,0	1,20	242
Kleine Gasturbine	24,1	77,1	1,65	332
Mittelgroße Gasturbine	28,4		1,55	311
Große Gasturbine	31,0		1,50	302

* Zurechnungsansatz: Brennstoffaufwand der Stromerzeugung gleich Brennstoffeinsatz der KWK-Anlage minus Wärmegutschrift. Wärmegutschrift gleich Brennstoffeinsatz bei Einsatz eines Kessels mit 90% Nutzungsgrad.

Die aktualisierte Abschätzung des absoluten CO₂-Minderungspotentials wurde — wie die wirtschaftliche Bewertung — aus Sicht der Stadtwerke Bremen AG vorgenommen. Dementsprechend wurden ausschließlich solche Anlagenvarianten einbezogen, die gegenüber anderen Strombeschaffungsalternativen konkurrenzfähige Stromerzeugungskosten aufweisen. Diese Bedingung erfüllen alle Varianten mit relativ großen Anlagen, das heißt mit einer elektrischen Leistung ab etwa 2 MW. Die beiden Varianten mit relativ kleinen Anlagen (50/350 kWh_{el}) wurden demgegenüber nicht berücksichtigt. Der zugrundeliegende Potentialbegriff ist also sehr eng definiert und deckt nur einen Ausschnitt des gesamten Potentials der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung ab.

Tabelle 3.4:

**Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung
Ergebnisse der Potentialermittlung**

Anlagenvariante	Elektrische Leistung kW	Elektrische Arbeit MWh/a	CO ₂ -Minderung t/a
Großes BHKW (Nahwärme)	13.904	83.424	51.227
Großes BHKW (Industrie)	4.874	38.992	25.152
Kleine Gasturbine	3.456	26.359	14.637
Mittelgroße Gasturbine	13.401	102.209	58@847
Große Gasturbine	13.578	78.559	45.950
Potential Nahwärme	13.904	83.424	51.227
Potential Industrie	35.309	246.120	144.586
Potential insgesamt	49.213	329.544	195.813

Tabelle 3.4 zeigt die Ergebnisse der aktualisierten Potentialabschätzung. Insgesamt wurden 17 konkrete Standorte für dezentrale KWK-Anlagen ermittelt, davon acht in der Industrie und neun in vorhandenen oder potentiellen Nahwärmegebieten. Alle Anlagen zusammen hätten eine elektrische Gesamtleistung von etwa 50 MW und könnten jährlich rund 330 Mio. kWh elektrische Arbeit erzeugen. Dies entspricht ungefähr dem Stromverbrauch von 125.000 bremischen Durchschnittshaushalten oder rund 60 % der heutigen Stromerzeugung im Block 5 des Kraftwerks Hafen. Bei vollständiger Erschließung des Potentials könnte der Ausstoß von rund 195.000 Tonnen CO₂ vermieden werden. Dies entspricht 28 % des vom Senat angestrebten CO₂-Minderungsziels (700.000 t/a). Etwa jeweils drei Viertel der elektrischen Leistung, der Stromerzeugung und der CO₂-Minderung entfallen auf die industriellen Standorte.

4 Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage

4.1 Vorbemerkungen

Im Zuge der Privatisierung der Bremer Entsorgungsbetriebe ist die stadtbremische Müllverbrennungsanlage mit Wirkung zum 1. Juli 1998 in das Eigentum einer Firmengruppe übergegangen, der die Stadtwerke Bremen AG, mehrere mittelständische bremische Entsorgungsunternehmen sowie eine Tochtergesellschaft der RWE Entsorgung AG angehören. Eine Option für die neuen Eigentümer ist, die Müllverbrennungsanlage zu ertüchtigen und dazu — über die bereits vorgesehenen Ersatzinvestitionen hinaus — weitere Investitionen zu tätigen. Im Rahmen solcher Investitionen, die stark abhängig von den abfall- und energiewirtschaftlichen Entwicklungen in der Region und darüber hinaus sind, könnte sowohl die Strom- als auch die Fernwärmeerzeugung ausgeweitet werden. Voraussetzung ist allerdings die erfolgreiche Aquisition von zusätzlichen Abfallmengen zu wirtschaftlichen Konditionen.

Im Rahmen der Arbeitsgruppe wurde an die vorliegenden konkreten Planungen der neuen Eigentümer angeknüpft. Auf dieser Grundlage wurde zum einen das CO₂-Minderungspotential der geplanten zusätzlichen Stromerzeugung ermittelt. Zum anderen wurde der Versuch unternommen, die Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage wirtschaftlich zu bewerten.

Es ist davon auszugehen, dass die Realisierung der vorliegenden Planungen auch Auswirkungen auf die Möglichkeiten zur Auskopplung von Fernwärme aus der Müllverbrennungsanlage haben wird. Diese konnten jedoch im Rahmen der Arbeitsgruppe aus Zeitgründen nicht untersucht werden.

4.2 Potentialermittlung

Die Planungen der neuen Eigentümer sehen eine Steigerung der jährlichen Verbrennungsmenge auf 370.000 Tonnen Restabfall vor. Zur Verbesserung der Energienutzung soll ein neuer Turbosatz mit einer elektrischen Leistung von 15 MW installiert werden. Die erweiterte Anlage wird jährlich 90 Mio. kWh elektrische Arbeit erzeugen. Dies bedeutet eine Steigerung um 70 Mio. kWh/a gegenüber dem Ist-Zustand. Der Zuwachs entspricht dem Stromverbrauch von etwa 27.000 bremischen Durchschnittshaushalten.

Tabelle 4.1 stellt die Auswirkungen der zusätzlichen Stromerzeugung auf die CO₂-Emissionen dar. Durch die Verdrängung einer Stromproduktion von 70 Mio. kWh/a in den fossil befeuerten Kraftwerken der Stadtwerke Bremen AG wird ein CO₂-Ausstoß von rund 62.000 t/a vermieden. Andererseits werden durch die Müllverbrennung zusätzliche CO₂-Emissionen verursacht, die zum Teil der Stromerzeugung angelastet werden müssen.¹⁴ Bei der Bilanzierung dieser Effekte wurde grundsätzlich davon ausgegangen, dass der Verbrennung des Restabfalls als solcher keine CO₂-Emissionen anzurechnen sind.¹⁵ Allerdings muss in den Müllkesseln für An- und Abfahrvorgänge sowie zur Stützfeuerung in begrenztem Umfang Heizöl eingesetzt werden. Ferner setzt die geplante Steigerung der jährlichen Verbrennungsmenge erhebliche Restabfallimporte voraus, die zusätzliches Transportaufkommen zur Folge haben. Unter Berücksichtigung dieser Effekte wurden die der Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage anzurechnenden CO₂-Emissionen mit rund 4.000 t/a ermittelt.

Tabelle 4.1:

Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen

	CO ₂ - Emissionen t/a
Vermiedene CO₂-Emissionen	
Vermiedene CO ₂ -Emissionen durch Verdrängung von Stromerzeugung in fossil befeuerten Kraftwerken der Stadtwerke Bremen AG	62.090
Anzurechnende CO₂-Emissionen	
CO ₂ -Emissionen aufgrund von Heizöleinsatz in den Müllkesseln	2.136
CO ₂ -Emissionen aufgrund zusätzlichen Transportaufkommens	1.859
Anzurechnende CO ₂ -Emissionen insgesamt	3.995
CO₂-Minderungspotential	
Differenz von vermiedenen und anzurechnenden CO ₂ -Emissionen	58.095

Nach Saldierung von vermiedenen und anzurechnenden Emissionen ergibt sich ein CO₂-Minderungspotential von rund 58.000 t/a. Dies entspricht gut 8 % des vom Senat angestrebten CO₂-Minderungsziels (700.000 t/a). Bezieht man die anzurechnenden CO₂-Emissionen auf die Stromerzeugung von 90 Mio. kWh/a, ergibt sich eine spezifische CO₂-Belastung von 44 g/kWh.

¹⁴ Die insgesamt anzurechnenden CO₂-Emissionen sind auf die Stromerzeugung einerseits und die Fernwärmeversorgung andererseits aufzuteilen. Der Verteilungsschlüssel wurde unter Zugrundelegung einer Stromerzeugung von 90 Mio. kWh/a und einer Fernwärmeauskopplung von 200 Mio. kWh/a gebildet, wobei jede kWh Strom mit dem Faktor 3 gewichtet wurde.

¹⁵ Diese Annahme stützt sich im wesentlichen auf die Überlegung, dass die im Restabfall enthaltene Kohlenstoffmenge längerfristig in jedem Fall in vollem Umfang in die Atmosphäre gelangen wird, unabhängig von der Art der Abfallbehandlung.

4.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Nach den Vorplanungen zum Erwerb der Anlage sollten erhebliche Investitionen in die Ertüchtigung der Müllverbrennungsanlage erfolgen. Der überwiegende Teil dieser Investitionen dient dem reibungslosen und rationellen Betrieb der Anlage. Ein Teil war für die Modernisierung und Erweiterung der Energieverwertung vorgesehen. Die Aufspaltung des gesamten Investitionsvolumens in eine abfallbezogene und eine energiebezogene Komponente konnte von den Betreibern nicht angegeben werden. Um die resultierenden Stromerzeugungskosten ungefähr abschätzen zu können, hat die Arbeitsgruppe den Versuch unternommen, die der Stromerzeugung zurechenbaren Investitionen aufgrund von Plausibilitätsüberlegungen überschlägig zu quantifizieren (36 Mio. DM).

Umfang und Wirtschaftlichkeit dieser Investitionen hängen maßgeblich von den abfallwirtschaftlichen Bedingungen in der Region ab. Nur bei Aquisition von zusätzlichen Mengen zu annehmbaren Konditionen und damit einer entsprechenden Auslastung der Anlage sind sowohl die Wirtschaftlichkeit der Investition als auch die Ausweitung der Stromerzeugung (das heißt die kontinuierliche Erzeugung der zugrundegelegten Mengen) darstellbar. Eine weitere Unsicherheit besteht in bezug auf die zukünftige gegebenenfalls auch zusätzliche — Nutzung von Fernwärme aus dem Müllheizwerk. Eine Investition in diese Energienutzungsform hätte ebenfalls erhebliche Auswirkungen auf die Möglichkeiten zur Erzeugung elektrischer Energie.

Auf Basis der dargestellten Annahmen sowie unter Zugrundelegung einer Nutzungsdauer von 15 Jahren wurden für die ertüchtigte Müllverbrennungsanlage Stromerzeugungskosten von 5,8 Pf/kWh ermittelt.¹⁶ Hiervon entfällt der weitaus überwiegende Teil auf Kostenkomponenten, die unmittelbar oder mittelbar von der Abschätzung des Investitionsvolumens abhängig sind. Da diese aus den dargestellten Gründen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist, können die berechneten Stromerzeugungskosten lediglich als grobe Orientierungsgröße betrachtet werden.

5 Ausbau der Windkraftnutzung

5.1 Vorbemerkungen

Die Arbeiten im Themenbereich der Windkraftnutzung wurden zeitlich parallel zur fachlichen Vorbereitung der Windkraftausbauplanung für die Stadtgemeinde Bremen durchgeführt.¹⁷ Die in beiden Zusammenhängen erforderlichen Abschätzungen des Ausbaupotentials wurden dementsprechend aufeinander abgestimmt. Im Rahmen der Arbeitsgruppe wurde darüber hinaus eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt. In diesem Zusammenhang wurden die erforderlichen Investitionen, die Stromerzeugungskosten sowie der voraussichtliche Förderbedarf ermittelt.

5.2 Potentialermittlung

Die Ergebnisse der Potentialabschätzung sind in Tabelle 5.1 dargestellt. Bei der Interpretation der Werte ist zu beachten, dass die Betrachtung auf das geographische Gebiet der Stadtgemeinde Bremen beschränkt wurde. Das stadtbremische Überseehafengebiet in Bremerhaven, das in der Windkraftausbauplanung berücksichtigt wurde, ist in den Potentialwerten also nicht enthalten.

Für den Gesamtzeitraum von 1997 bis 2005 wurde ein Ausbaupotential von 86 Anlagen im Größenbereich von 600 kW bis 1 MW installierter Leistung ermittelt. Die prognostizierte Stromerzeugung von gut 100 Mio. kWh entspricht dem Verbrauch von etwa 40.000 bremischen Durchschnittshaushalten. Etwa die Hälfte des ermittelten Potentials entfällt auf acht konkrete Standorte, an denen die Errichtung von Windkraftanlagen bis zum Jahr 2000 möglich ist.¹⁸

Das CO₂-Minderungspotential wurde unter der Annahme bestimmt, dass der zusätzliche Windkraftstrom in den Kraftwerken der Stadtwerke Bremen AG zu 80 % Steinkohle und zu 20 % Erdgas verdrängt. Das bis 2005 erschließbare CO₂-Minderungspotential beträgt unter dieser Prämisse rund 88.000 t/a. Dies entspricht etwa 12,5 % des vom Senat angestrebten CO₂-Minderungsziels (700.000 t/a).

¹⁶ Reale finanzmathematische Durchschnittskosten

¹⁷ Die Windkraftausbauplanung für die Stadtgemeinde Bremen wurde am 30. September 1997 vom Senat beschlossen. Für nähere Informationen vgl. Windkraftausbauplanung (1997).

¹⁸ Seit der Durchführung der Potentialabschätzung wurden drei Projekte realisiert (Blockland A 27 in 1997, Neustädter Hafen/BLG in 1998, Niedervieland/Halmer Weg in 1999).

Tabelle 5.1:**Ausbau der Windkraftnutzung
Potentialabschätzung**

Standort	Anlagen- anzahl	Installierte Leistung (je Anlage) kW	Elektrische Arbeit (je Standort) MWh/a
Ausbauplanung 1997-2000			
Rekumer Geest	5	1.000	7.950
Stahlwerke Bremen	11	1.000	16.350
Blockland/A 27	3	600	2.300
Niedervieland/Halmerweg	5	600	4.700
Stromer Feldmark	4	600	3.800
Neustädter Hafen/BLG	2	600/1.000	2.200
Hemelinger Marsch/DB	3	600	2.200
Mahndorf/A 1	12	600	11.000
Ausbaupotential 2001-2005			
Niedervieland	18	600-1.000	25.500
Bremen-Nord	10	600-1.000	14.700
Blocklanddeponie	3	1.000	2.650
Sonstige	10	600	9.400
Zusammenfassung			
Ausbauplanung 1997-2000	45	–	50.500
Ausbaupotential 2001-2005	41	–	52.250
Gesamtpotential 1997-2005	86	–	102.750

Quelle: Windkraftausbauplanung (1997), Anlage 1. Gegenüber der Windkraftausbauplanung bestehen zwei Abweichungen: (1) Im vorliegenden Zusammenhang wurde das stadtbremische Überseehafen-gebiet in Bremerhaven nicht berücksichtigt. (2) in der Windkraftausbauplanung wurde die Stromerzeugung für den Standort Neustädter Hafen/BLG aufgrund eines Übertragungsfehlers falsch angegeben. In der obigen Tabelle ist der korrigierte Wert von 2.200 MWh/a enthalten.

5.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die wesentlichen Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind in Tabelle 5.2 zusammengefasst. Die Realisierung des Gesamtpotentials erfordert danach ein Investitionsvolumen von rund 130 Mio. DM, das etwa hälftig auf die beiden Teilperioden entfällt. Die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten betragen 14,1 Pf/kWh.

Tabelle 5.2:**Ausbau der Windkraftnutzung
Investitionen und Stromerzeugungskosten**

Standort	Investition Mio. DM	Strom- erzeugungs- kosten Pf/kWh
Ausbauplanung 1997-2000		
Rekumer Geest	10,0	14,0
Stahlwerke Bremen	20,0	13,5
Blockland/A 27	3,5	16,9
Niedervieland/Halmerweg	6,1	14,3
Stromer Feldmark	4,9	14,2
Neustädter Hafen/BLG	3,4	16,9
Hemelinger Marsch/DB	3,6	18,2
Mahndorf/A 1	14,5	14,6
Ausbaupotential 2001-2005		
Niedervieland	28,1	12,2
Bremen-Nord	18,9	14,2
Blocklanddeponie	5,7	23,9
Sonstige	12,4	14,6
Zusammenfassung*		
Ausbauplanung 1997-2000	66,0	14,5
Ausbaupotential 2001-2005	65,1	13,8
Gesamtpotential 1997-2005	131,1	14,1

* Die angegebenen Stromerzeugungskosten sind die gewogenen arithmetischen Mittel der zugehörigen Einzelwerte.

Die ermittelten Stromerzeugungskosten weisen eine erhebliche Streuung auf. Wichtigste Einflussgröße sind die örtlichen Windverhältnisse, die maßgeblich die erzielbaren Stromerträge bestimmen. Aufgrund dieses Zusammenhangs weisen alle auf der Westseite des Stadtgebiets gelegenen Standorte deutlich niedrigere Stromerzeugungskosten auf als die im Osten oder Süden Bremens gelegenen Standorte.¹⁹ Die zur Realisierung des gesamten Ausbaupotentials erforderliche Landesförderung wurde auf der Basis der heutigen Fördergrundsätze mit 14,1 Mio. DM ermittelt. Dies entspricht einem jährlichen Förderbedarf von rund 1,5 Mio. DM.

6 Neubau eines GuD-Kraftwerks

6.1 Vorbemerkungen

Kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke sind in den letzten Jahren zu einer wirtschaftlich attraktiven Strombeschaffungsalternative geworden. Ursächlich hierfür sind die inzwischen erreichte hohe technische Zuverlässigkeit, die vergleichsweise geringen Investitions- und Personalkosten und die gute Brennstoffausnutzung dieser Anlagen. Hohe Wirkungsgrade von 55 % und mehr sowie der relativ emissionsarme Energieträger Erdgas machen GuD-Anlagen auch aus ökologischer Sicht zu einer interessanten Stromerzeugungstechnik.

Vor diesem Hintergrund hat die Arbeitsgruppe den Neubau eines GuD-Kraftwerks in ihr Untersuchungsprogramm aufgenommen. Im Interesse einer konkreten und anschaulichen Analyse wurde hierbei die Möglichkeit betrachtet, dass die GuD-Anlage den kohlebefeierten Block 5 im Kraftwerk Hafen ersetzt. Dieser 1968 in Betrieb genommene Kraftwerksblock ist die älteste Drehstromanlage der Stadtwerke Bremen AG und wird in wenigen Jahren das Ende seiner technischen Nutzungsdauer erreicht haben.

6.2 Potentialermittlung

Tabelle 6.1 zeigt die Abschätzung des CO₂-Minderungspotentials. Als Mengengröße wurde die durchschnittliche Stromerzeugung von Block 5 in den Jahren 1993 bis 1996 zugrundegelegt (rund 520 Mio. kWh/a).

Tabelle 6.1:

Neubau eines GuD-Kraftwerks CO₂-Minderungspotential

	CO ₂ - Emissionen absolut t/a	CO ₂ - Emissionen spezifisch g/kWh
Block 5 (Steinkohle)	489.901	936
GuD-Kraftwerk (Erdgas)	191.329	365
CO ₂ -Minderung	298.572	570

Auf dieser Grundlage ergibt sich ein absolutes CO₂-Minderungspotential von annähernd 300.000 t/a. Der Entlastungseffekt ist hierbei etwa zu gleichen Teilen auf zwei Ursachen zurückzuführen. Zum einen erreicht die GuD-Anlage einen erheblich höheren Energienutzungsgrad als der vorhandene Kohleblock (55 % gegenüber 36 %). Zum anderen verursacht die Verbrennung von Erdgas deutlich niedrigere CO₂-Emissionen als die Verbrennung von Kohle (201 g/kWh gegenüber 335 g/kWh). Die CO₂-Minderung spiegelt also sowohl eine Steigerung der Energieeffizienz als auch einen Wechsel des Energieträgers wider.

6.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Tabelle 6.2 fasst die wesentlichen Annahmen sowie die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zusammen. Die getroffenen Annahmen basieren auf der Vorstellung, dass die neue GuD-Anlage hinsichtlich elektrischer Leistung

¹⁹ Zur geographischen Lage der einzelnen Standorte vgl. Windkraftausbauplanung (1997), Anlage 2.

und Arbeit exakt den vorhandenen Block 5 ersetzt.²⁰ Auf dieser Grundlage errechnen sich Stromerzeugungskosten von 7,1 Pf/kWh für das untere und von 8,7 Pf/kWh für das obere Erdgaspreis-Szenario.²¹

Tabelle 6.2:

**Neubau eines GuD-Kraftwerks
Wesentliche Annahmen und Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung**

Wesentliche Annahmen

Elektrische Leistung	MW	128
Elektrische Arbeit	MWh/a	523.536
Spezifische Investitionskosten	DM/kW	1.000
Nutzungsdauer	a	15

Ermittelte Stromerzeugungskosten*

Unteres Erdgaspreis-Szenario	Pf/kWh	7,1
Oberes Erdgaspreis-Szenario	Pf/kWh	8,7

* Reale finanzmathematische Durchschnittskosten

7 Ausweitung des Strombezugs

7.1 Vorbemerkungen

Im Zusammenhang mit der wettbewerblichen Öffnung des Elektrizitätsmarkts unternimmt die Stadtwerke Bremen AG gegenwärtig intensive Anstrengungen, geeignete Strategien zur Anpassung an das sich verändernde Umfeld zu entwickeln und umzusetzen. In diesem Rahmen wird unter anderem das Konzept einer „Flexibilisierung der Strombeschaffung“ diskutiert. Dieser Ansatz zielt im Kern darauf ab, den Anteil des Strombezugs an der Strombeschaffung erheblich auszuweiten. Hiermit wird zum einen das Ziel verfolgt, die Anpassungsflexibilität gegenüber absatzseitigen Veränderungen zu erhöhen. Zum anderen soll die Voraussetzung geschaffen werden, um erwartete Einkaufsvorteile auf einem wettbewerblich organisierten Elektrizitätsmarkt nutzen zu können.

Im Rahmen der Arbeitsgruppe wurden diese aktuellen Tendenzen unter zwei Gesichtspunkten aufgegriffen. Zum einen stellte sich im vorliegenden Zusammenhang die Frage, welche Auswirkungen eine Ausweitung des Strombezugs auf die bremische CO₂-Bilanz hätte. Zum anderen bestand Einvernehmen, dass die Beschaffungsalternative Strombezug eine wesentliche Referenzgröße für die wirtschaftliche Bewertung aller CO₂-Minderungsoptionen im Bereich der Stromerzeugung darstellt. Daher wurde im Rahmen der Arbeiten auch der Versuch unternommen, einen Ansatz zur Abschätzung von Niveau und Struktur der künftig zu erwartenden Strombezugspreise zu entwickeln.

7.2 Niveau und Struktur der künftigen Strombezugspreise

Der gewählte Ansatz zur Abschätzung von Niveau und Struktur der künftigen Strombezugspreise geht von der Grundüberlegung aus, dass der Strombezugspreis — aus Sicht des Anbieters und in längerfristiger Betrachtung — mindestens folgende Kostenkomponenten abdecken muss: Erstens die Vollkosten der Stromerzeugung in neuen Kraftwerken und zweitens die Netznutzungsentgelte.

²⁰ Die ermittelten Stromerzeugungskosten gelten dementsprechend nur für die betrachtete Anlage. Eine allgemeine Darstellung der Stromerzeugungskosten neuer GuD-Kraftwerke enthält Abschnitt 7.2 dieses Berichts.

²¹ Eine nähere Darstellung der verwendeten Erdgaspreis-Szenarien enthält Abschnitt 2.3 dieses Berichts.

Zur Abschätzung der Erzeugungskomponente wurden im Regelfall die Vollkosten von erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerken herangezogen. Im Spitzenlastbereich wurden ergänzend reine Gasturbinenkraftwerke berücksichtigt. Die Ergebnisse der Modellrechnungen zur Abschätzung der Erzeugungskomponente sind in Tabelle 7.1 zusammengefasst. Die angegebenen Bandbreiten spiegeln hierbei unterschiedliche Prämissen in Bezug auf die spezifischen Investitionskosten der neuen Anlagen wider. Für GuD-Kraftwerke, die in der Regel die Basis der Kostenschätzung bilden, wurden 700 DM/kW_{el} als unterer Wert und 1.000 DM/kW_{el} als oberer Wert angenommen.

Tabelle 7.1:

**Ausweitung des Strombezugs
Stromerzeugungskosten neuer Erdgaskraftwerke***

	Stromerzeugungskosten	
	Unteres Erdgaspreis-szenario	Oberes Erdgaspreis-szenario
	Pf/kWh	
Spitzenlast		
2.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	8,5 - 9,7	10,1 - 12,1
3.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	6,8 - 8,1	8,4 - 9,8
Mittellast		
4.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	6,0 - 7,0	7,6 - 8,6
5.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	5,5 - 6,3	7,1 - 7,9
Grundlast		
7.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	4,9 - 5,5	6,5 - 7,1
8.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	4,7 - 5,2	6,3 - 6,8

* Die ermittelten Stromerzeugungskosten gelten im Regelfall für GuD-Kraftwerke. Alternativrechnungen ergaben allerdings, dass reine Gasturbinenkraftwerke bei einer Vollbenutzungsdauer von 2.000 h/a in der Mehrzahl der untersuchten Fälle kostengünstiger produzieren als GuD-Anlagen. In diesen Fällen beziehen sich die angegebenen Stromerzeugungskosten auf reine Gasturbinenkraftwerke.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Vollbenutzungsdauer den stärksten Einfluss auf die Höhe der Stromerzeugungskosten ausübt. Die ermittelten Bandbreiten betragen 4,7 bis 7,1 Pf/kWh für die Grundlast, 5,5 bis 8,6 Pf/kWh für die Mittellast und 6,8 bis 12,1 Pf/kWh für die Spitzenlast. Zweitwichtigste Einflussgröße ist die Wahl des Erdgaspreis-Szenarios, die unter sonst gleichen Annahmen Kostenunterschiede von 1,5 bis 2,5 Pf/kWh verursacht. Alternative Prämissen in Bezug auf die spezifischen Investitionskosten haben unter sonst gleichen Bedingungen Kostenunterschiede von 0,4 bis 1,6 Pf/kWh zur Folge. Allgemein gilt, dass die Streubreite der Ergebnisse mit zunehmender Vollbenutzungsdauer abnimmt. Der Unsicherheitsbereich der Abschätzung ist also am größten in der Spitzenlast und am geringsten in der Grundlast.

Die Abschätzung der Netzkomponente erfolgte auf der Grundlage der „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten“, die am 22. Mai 1998 von den beteiligten Verbänden der Industrie und der Elektrizitätswirtschaft unterzeichnet wurde.²² Die Ergebnisse, die in Tabelle 7.2 zusammengefasst sind, weisen eine erhebliche Streubreite auf. Eine wichtige Einflussgröße ist auch hier die Vollbenutzungsdauer. Die ermittelten Bandbreiten betragen 0,7 bis 1,4 Pf/kWh für die Grundlast, 1,0 bis 2,1 Pf/kWh für die Mittellast und 1,4 bis 3,2 Pf/kWh für die Spitzenlast. Generell gilt, dass eine Übertragungsentfernung von 500 km gegenüber einer Distanz von bis zu 100 km annähernd zu einer Verdopplung des Netznutzungsentgelts führt.

²² Vgl. Verbändevereinbarung (1998)

Tabelle 7.2:**Ausweitung des Strombezugs
Netznutzungsentgelte nach Verbändevereinbarung**

	Netznutzungsentgelte bei einer Entfernung von ...		
	bis zu 100 km	250 km	500 km
	Pf/kWh		
Spitzenlast			
2.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	1,7	2,2	3,2
3.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	1,4	1,9	2,6
Mittellast			
4.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	1,1	1,5	2,1
5.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	1,0	1,3	1,8
Grundlast			
7.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	0,8	1,0	1,4
8.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	0,7	0,9	1,3

Quelle Verbändevereinbarung (1998), eigene Berechnungen

Im Rahmen der Modellrechnungen wurden die Strombezugspreise als Summe von Erzeugungs- und Netzkomponente ermittelt. Für die Netzkomponente wurden hierbei die Ergebnisse für eine Übertragungsentfernung von bis zu 100 km herangezogen, da räumlich weiter entfernte Anbieter im Allgemeinen nur dann zum Zuge kommen dürften, wenn sie das so ermittelte Preisniveau nicht überschreiten. Die entsprechenden Ergebnisse sind in Tabelle 7.3 zusammengefasst. Die angegebenen Bandbreiten spiegeln den Einfluss der spezifischen Investitionskosten auf die Erzeugungskomponente wider. Die unteren Kostenwerte basieren auf niedrigen spezifischen Investitionskosten (im GuD-Fall: 700 DM/kW_{el}), den oberen Kostenwerten liegen hohe spezifische Investitionskosten (im GuD-Fall: 1.000 DM/kW_{el}) zugrunde. Erwartungsgemäß werden die Ergebnisse maßgeblich von der Vollbenutzungsdauer beeinflusst. Die ermittelten Bandbreiten betragen 5,4 bis 7,9 Pf/kWh für die Grundlast, 6,4 bis 9,7 Pf/kWh für die Mittellast und 8,2 bis 13,8 Pf/kWh für die Spitzenlast.

Tabelle 7.3:**Ausweitung des Strombezugs
Ergebnisse der Modellrechnungen für die Strombezugspreise**

	Strombezugspreise	
	Unteres Erdgaspreis- szenario	Oberes Erdgaspreis- szenario
	Pf/kWh	
Spitzenlast		
2.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	10,2 - 11,4	11,8 - 13,8
3.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	8,2 - 9,6	9,8 - 11,2
Mittellast		
4.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	7,1 - 8,1	8,7 - 9,7
5.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	6,4 - 7,2	8,1 - 8,9
Grundlast		
7.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	5,7 - 6,2	7,3 - 7,9
8.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr	5,4 - 5,9	7,0 - 7,5

Jede Prognose der Preisentwicklung auf dem sich öffnenden Elektrizitätsmarkt ist naturgemäß mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Die dargestellten Ergebnisse können daher lediglich als Orientierungswerte betrachtet werden. Abweichungen von den rechnerisch ermittelten Strombezugspreisen sind insbesondere aus zwei Gründen möglich.

Zum einen wird die Angebotssituation auf dem Strommarkt in den nächsten Jahren durch weitgehend abgeschriebene Kraftwerke und Überkapazitäten gekennzeichnet sein. Das künftige Niveau der Strombezugspreise könnte sich daher kurz- und mittelfristig auch an den Kosten vollständig abgeschriebener vorhandener Kraftwerke orientieren. Würde man diesen Ansatz zugrundelegen, dürften sich tendenziell niedrigere Strombezugspreise ergeben.

Zum anderen ist zu berücksichtigen, dass der Elektrizitätsmarkt auch nach seiner Öffnung einen hohen Grad der Angebotskonzentration aufweisen wird, obgleich er insgesamt wettbewerbsorientiert strukturiert ist. Ferner sind die spezifischen Bedingungen der einzelnen Wertschöpfungsstufen zu beachten. Obgleich es vereinzelt auch eine Tendenz zum Leitungsbau in Konkurrenz zu bestehenden Leitungsnetzen beziehungsweise deren Berücksichtigung in Lieferangeboten und -verträgen gibt, wird der Bereich der Übertragungs- und Verteilungsnetze grundsätzlich auch weiterhin ein natürliches Monopol bilden. Vor diesem Hintergrund ist auch die Möglichkeit in Betracht zu ziehen, dass sich die Strompreise nach einer Phase intensiven Preiswettbewerbs, in der es zu Preisen deutlich unterhalb der Vollkosten kommen kann, mittel- bis langfristig wieder auf oder über dem Vollkostenniveau einpendeln werden.

7.3 Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen

Um die Auswirkungen einer Ausweitung des Strombezugs auf die CO₂-Emissionen zu klären, hat die Arbeitsgruppe ein Mengenszenario der künftigen Strombeschaffung der Stadtwerke Bremen AG definiert und untersucht. Dem Szenario liegt die Vorstellung zugrunde, dass die Stadtwerke ihren Bedarf an Grundlaststrom weiterhin durch Eigenerzeugung decken, Mittel- und Spitzenlaststrom hingegen künftig von außen beziehen.

Tabelle 7.4:

Ausweitung des Strombezugs Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen

	CO ₂ - Emissionen absolut t/a	CO ₂ - Emissionen spezifisch g/kWh
Status quo (Eigenerzeugung)*		
Mittel- und Spitzenlastkraftwerke	706.802	804
Szenario (Strombezug)**		
Bei 90 % Steinkohle und 10 % Erdgas	774.965	881
Bei 80 % Steinkohle und 20 % Erdgas	739.778	841
Veränderung		
Bei 90 % Steinkohle und 10 % Erdgas	+ 68.163	+ 77
Bei 80 % Steinkohle und 20 % Erdgas	+ 32.976	+ 37

* Mittelwerte der Periode 1993 bis 1996.

** Der Emissionsberechnung wurden die durchschnittlichen Nutzungsgrade der Gesamtheit der deutschen Steinkohle- bzw. Erdgaskraftwerke im Jahr 1996 zugrundegelegt. Diese betragen nach VDEW (1 996) 36,4 % für Steinkohle und 38,2 % für Erdgas

Aufgrund der Zuordnung zum Mittel- und Spitzenlastbereich ist davon auszugehen, dass der bezogene Strom in Steinkohle- und Erdgaskraftwerken erzeugt würde. Auf Basis einer näheren Betrachtung der Lastganglinien der bundesweiten Strombedarfsdeckung kam die Arbeitsgruppe zu dem Ergebnis, dass der Erdgasan-

teil hierbei voraussichtlich zwischen 10 bis 20 % läge.²³ Die für diese Bandbreite ermittelten CO₂-Effekte sind in Tabelle 7.4 dargestellt. Unter den getroffenen Annahmen führt das Szenario zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen um etwa 33.000 bis 68.000 Tonnen pro Jahr. Dies entspricht einer Steigerung um rund 5 bis 10 % gegenüber dem Status quo.

Bei der Interpretation dieser Werte ist zunächst zu beachten, dass der Berechnung bundesweite Durchschnittswerte zugrundeliegen. Die ermittelten CO₂-Effekte können daher nur als Näherungen interpretiert werden. Gleichwohl besteht aus Sicht der Arbeitsgruppe kein Zweifel, dass die Richtung der zu erwartenden Veränderungen richtig beschrieben wird.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass die durchgeführte Emissionsberechnung eine Momentaufnahme darstellt. In längerfristiger Betrachtung ist zu erwarten, dass im Zuge von Ersatzinvestitionen der durchschnittliche Nutzungsgrad des Kraftwerks-parks sowie der Anteil emissionsgünstiger erdgasbefuerter GuD-Kraftwerke an der Stromerzeugung zunehmen werden. Beide Prozesse führen im Zeitablauf zu einer Reduzierung der spezifischen CO₂-Belastung des bezogenen Stroms. Hierbei ist zu beachten, dass solche Effizienzsteigerungen auch bei einer auf Eigenerzeugung basierenden Strombeschaffungsstrategie realisiert würden.

Zusammenfassend sind — unter Berücksichtigung der dargestellten Unsicherheiten — folgende Ergebnisse festzuhalten: In kurzfristiger Betrachtung wäre eine Realisierung des untersuchten Strombezugs-Szenarios tendenziell CO₂-neutral. In längerfristiger Betrachtung würde die CO₂-Belastung des bezogenen Stroms aufgrund von trendmäßigen Effizienzsteigerungen sowie der allgemeinen Tendenz zu erdgasbefeuerten GuD-Anlagen allmählich abnehmen.

8 Ausbau der Fernwärmeversorgung

8.1 Vorbemerkungen

Die Option eines Ausbaus der Fernwärmeversorgung ist von einer Arbeitsgruppe der Stadtwerke Bremen AG in Kooperation mit dem Bremer Energie-Institut bereits vor einigen Jahren intensiv untersucht worden. Im Ergebnis wurde damals eine strategische Fernwärmeausbauplanung erstellt, die sowohl eine Erweiterung der Fernwärmeversorgung im Bremer Osten als auch den Aufbau eines neuen, vom Kraftwerk Hafen ausgehenden Fernwärmenetzes im Bremer Westen vorsah. In die Ausbauplanungen für das westliche Gebiet waren die Stadtteile Gröpelingen, Walle, Findorff, Bahnhofsvorstadt, Altstadt und Alte Neustadt einbezogen.²⁴

Der geplante Fernwärmeausbau im Bremer Westen ist zwischenzeitlich in Teilen realisiert. Der Bau der Haupttransportleitung, die das Kraftwerk Hafen und das in Nähe der Innenstadt gelegene Berufsbildungszentrum (BBZ) miteinander verbindet, wurde im Oktober 1997 abgeschlossen. Die Stadtteile Gröpelingen und Walle sind damit an die Fernwärme angebunden.

In Anbetracht dieser Ausgangslage untersuchte die Arbeitsgruppe die Frage, mit welchen wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen ein weiterer Fernwärmeausbau in die Gebiete Findorff, Bahnhofsvorstadt, Altstadt und Alte Neustadt verbunden wäre. Aus Zeitgründen wurde hierbei unmittelbar an die vorliegende Fernwärmeausbauplanung der Stadtwerke Bremen AG angeknüpft. Ferner wurde die Betrachtung auf den Bremer Westen beschränkt, auf den etwa zwei Drittel des seinerzeit ermittelten Ausbaupotentials entfallen.

Eine umfassende Aktualisierung der Fernwärmeausbauplanung konnte aufgrund des hohen Detaillierungsgrads der damals durchgeführten Untersuchungen nicht geleistet werden. Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse basieren vielmehr auf dem Planungsstand des Jahres 1996. Sie können daher lediglich als Orientierungswerte für die wirtschaftliche und ökologische Beurteilung eines weiteren Fernwärmeausbaus im Bremer Westen herangezogen werden.

²³ Die außerdem enthaltene Reservekomponente wurde im Rahmen der Emissionsbetrachtung nicht explizit untersucht. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass der bezogene Reservestrom zum weitaus überwiegenden Teil in Steinkohlekraftwerken erzeugt würde. Eine explizite Emissionsberechnung für die Reservekomponente würde deshalb die Ergebnisse nicht wesentlich verändern.

²⁴ Die strategische Fernwärmeausbauplanung wurde im Zeitraum von April 1993 bis Februar 1995 erstellt und unternehmensintern bis Juni 1996 fortgeschrieben.

8.2 Potentialermittlung

Der angenommene Ausbau führt bis zum Jahr 2020 zu einem zusätzlichen Fernwärmeabsatz von gut 350 Mio. kWh/a. Dies entspricht knapp 60 % des heutigen Fernwärmeabsatzes der Stadtwerke Bremen AG im Bremer Osten.²⁵ Hiervon ist bis zum Jahr 2005 annähernd die Hälfte erreicht, der restliche Teil kommt aufgrund des langfristigen Charakters der Anschlussentwicklung in den Folgejahren hinzu. Bis 2005 wird eine CO₂-Minderung von rund 22.000 t/a, bis 2020 von rund 45.000 t/a erzielt.

Tabelle 8.1:

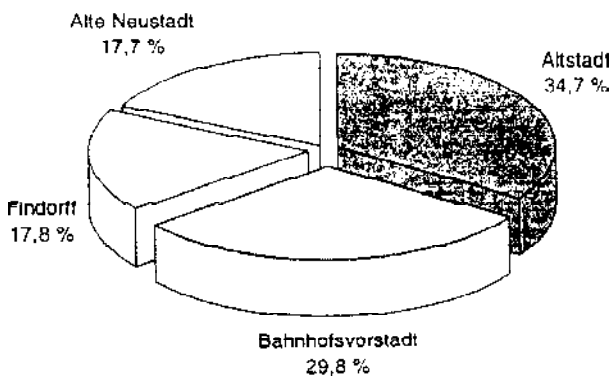
Ausbau der Fernwärmeversorgung Zentrale Ergebnisse der Potentialermittlung

		bis 2005	bis 2020
Fernwärmeabsatz	Mio. kWh/a	161	357
CO ₂ -Minderung	t/a	21.817	44.883

Die Verteilung der bis 2020 erreichbaren CO₂-Minderung auf die einzelnen Stadtteile ist in Abbildung 8.1 dargestellt. Es wird deutlich, dass rund 65 % des Potentials auf die Altstadt und die Bahnhofsvorstadt entfallen.

Abbildung 8.1.

Ausbau der Fernwärmeversorgung CO₂-Minderungspotential nach Stadtteilen (Bezugsjahr 2020)



8.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden grundsätzlich die Annahmen der strategischen Fernwärmeausbauplanung zugrundegelegt. Allerdings wurden in einzelnen Punkten Modifikationen vorgenommen, um zwischenzeitlich eingetretenen Veränderungen Rechnung zu tragen. Einen Überblick über die zentralen Annahmen vermittelt Tabelle 8.2.

Tabelle 8.2:

Ausbau der Fernwärmeversorgung Zentrale Annahmen der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Fernwärmeabsatz*	Mio. kWh/a	357
Investitionen**	Mio. DM	73,6
Brennstoffkosten	DM/MWh	12,20
Fernwärmepreis (real konstant)	DM/MWh	75
Kalkulationszinssatz (real)	%	4,9

* Zusätzlicher Fernwärmeabsatz nach vollständiger Erschließung der Gebiete Altstadt, Bahnhofsvorstadt, Findorff und Alte Neustadt

** Investitionen in Erzeugungs- und Verteilungsanlagen (einschließlich Hausanschlusskosten abzüglich Kundenbeiträge zu Hausanschlusskosten)

²⁵ Wärmeabsatz im Fernwärme-Verbundnetz Bremen Ost in 1997: 618 Mio. kWh.

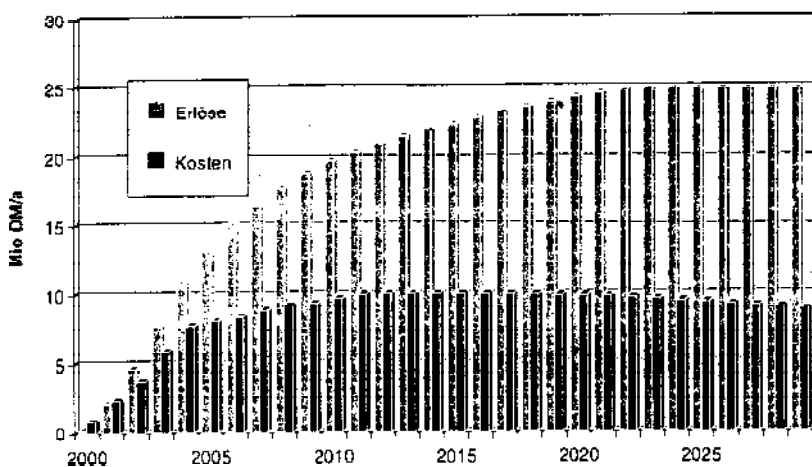
Ein wesentlicher methodischer Unterschied gegenüber der Fernwärmeausbauplanung besteht darin, dass im vorliegenden Zusammenhang keine Vollkosten, sondern eine langfristige Grenzkostenbetrachtung durchgeführt wurde. Dementsprechend wurden nur diejenigen Investitionen berücksichtigt, die zur Erschließung der Gebiete Altstadt, Bahnhofsvorstadt, Findorff und Alte Neustadt zusätzlich erforderlich wären. Die bereits getätigten Investitionen in die Erzeugung sowie für den Bau der Haupttransportleitung wurden demgegenüber nicht in Ansatz gebracht.

Eine weitere Modifikation von erheblicher Bedeutung wurde auf der Erzeugungsseite vorgenommen. Während die Fernwärmeausbauplanung davon ausging, dass im Kraftwerk Hafen auch längerfristig zwei Kraftwerksblöcke weiterbetrieben werden, wurde im vorliegenden Zusammenhang angenommen, dass nur der Block 6 beziehungsweise eine vergleichbare Erzeugungseinheit auf Dauer zur Verfügung steht. Unter dieser Voraussetzung sind zur Deckung von Spitzen- und Reservebedarf Heißwasserkessel erforderlich, für deren Errichtung ein Investitionsvolumen von insgesamt 15,0 Mio. DM veranschlagt wurde. Die veränderte Erzeugungsstruktur hat ferner Auswirkungen auf die Brennstoffkosten, die mit rund 12 DM/MWh deutlich höher angesetzt wurden als in der Fernwärmeausbauplanung (5 DM/MWh).

Auf der Erlöseseite wurden die Annahmen der Fernwärmeausbauplanung unverändert übernommen. Dies gilt sowohl für die Absatzentwicklung, die einen raschen Anschluss der Großverbraucher an das Fernwärmenetz unterstellt, als auch für die Preisentwicklung, die als real konstant angenommen wurde. Die genannten Prämissen sind aus heutiger Sicht als relativ optimistisch einzuschätzen, insbesondere vor dem Hintergrund anhaltend niedriger Preise der Konkurrenzenergien Heizöl und Erdgas. Eine Aktualisierung der erlösseitigen Annahmen war jedoch aufgrund des hohen Detaillierungsgrades der seinerzeit durchgeführten Planungsrechnungen im Rahmen der Arbeitsgruppe nicht möglich.

Abbildung 8.2:

Ausbau der Fernwärmeversorgung Erlöse und Kosten im Zeitablauf



Unter den getroffenen Annahmen führt die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu positiven Ergebnissen. Die ermittelten Erlös- und Kostenverläufe zeigt Abbildung 8.2.²⁶ Danach treten in den ersten beiden Jahren des Betrachtungszeitraums geringfügige Anlaufverluste auf. Ab dem dritten Jahr sind Überschüsse zu verzeichnen, die im Zeitablauf wachsen und insgesamt ein erhebliches Ausmaß annehmen. Eine ergänzend durchgeführte Investitionsrechnung ergab eine attraktive Verzinsung des eingesetzten Kapitals.

²⁶ Die dargestellten Erlöse sind als Nettoerlöse definiert (Verkaufserlöse abzüglich Konzessionsabgabe abzüglich entgangene Gasmarge). Die dargestellten Kosten umfassen alle der Fernwärmeversorgung direkt zuzuordnenden Kosten (Brennstoffkosten, Kapitaldienst, Betrieb/Unterhaltung). Nicht enthalten sind Verkaufs- und Verwaltungskosten, etwa für Marketing und Abrechnung. Ergänzend wurde eine Variante mit einem um 20 % niedrigeren Fernwärmepreis gerechnet, um die Sensitivität der Ergebnisse in bezug auf Preissenkungen abzuschätzen. Diese zeigt ebenfalls positive Ergebnisse auf erwartungsgemäß niedrigerem Niveau.

Aufgrund des relativ optimistischen Charakters der zugrundeliegenden erlösseitigen Annahmen ist davon auszugehen, dass diese Ergebnisse die Wirtschaftlichkeit eines weiteren Fernwärmeausbaus tendenziell zu positiv darstellen. Insgesamt ist festzustellen, dass die Wirtschaftlichkeit eines weiteren Fernwärmeausbaus in starkem Maße von der künftigen Entwicklung der energie-wirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen abhängt.

9 Zusammenfassende Bewertung

9.1 Vorbemerkungen

Die Arbeitsgruppe „Landesenergieprogramm“ hat schwerpunktmäßig Handlungsoptionen zur Minderung der CO₂-Emissionen im Bereich der Strombeschaffung untersucht. Hierbei wurde die wettbewerbliche Öffnung der Strom- und Gasmärkte als zentrale Rahmenbedingung besonders berücksichtigt. Aufgrund des engen thematischen Zusammenhangs wurde ferner die Möglichkeit eines weiteren Ausbaus der Fernwärmeversorgung betrachtet.

Die Arbeitsgruppe hat im Rahmen ihrer Untersuchungen ökologische, wirtschaftliche und unternehmensstrategische Kriterien berücksichtigt. Als Leitvariable für die ökologische Bewertung wurden die CO₂-Emissionen herangezogen. Zur wirtschaftlichen Bewertung der Handlungsoptionen im Strombereich wurden die spezifischen Strombeschaffungskosten ermittelt. Die Kostenermittlung erfolgte hierbei durchgängig aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive. Dies bedeutet insbesondere, dass für die Ermittlung des Kapitaldienstes technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauern sowie ein am langfristigen Kapitalmarkt orientierter Kalkulationszinssatz zugrundegelegt wurden. Unternehmensstrategische Aspekte wurden in qualitativer Form diskutiert und in die Gesamtbewertung einbezogen.

Die Option eines Ausbaus der Fernwärmeversorgung ist von einer Arbeitsgruppe der Stadtwerke Bremen AG in Kooperation mit dem Bremer Energie-Institut bereits vor einigen Jahren intensiv untersucht worden. Im Ergebnis wurde eine strategische Fernwärmeausbauplanung erstellt, die sowohl eine Erweiterung der Fernwärmeversorgung im Bremer Osten als auch den Aufbau eines neuen, vom Kraftwerk Hafen ausgehenden Fernwärmenetzes im Bremer Westen vorsah. In Anbetracht dieser Ausgangslage lag es nahe, bei der Untersuchung von CO₂-Minderungsoptionen im Bereich der Fernwärmeversorgung unmittelbar an die vorliegende Ausbauplanung anzuknüpfen. Die Betrachtung wurde hierbei auf den Bremer Westen beschränkt. Gegenstand der Untersuchung war die Frage, welche wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen eine vollständige Umsetzung der Fernwärmeausbauplanung für den Bremer Westen gegenüber dem heutigen Ausbaustand hätte.

In den folgenden Abschnitten 9.2 bis 9.5 wird zunächst eine vergleichende Darstellung der Ergebnisse für die untersuchten Strombeschaffungsoptionen gegeben. In Abschnitt 9.6 werden anschließend die Ergebnisse zum Fernwärmeausbau im Bremer Westen zusammengefasst.

9.2 Wirtschaftliche Bewertung

Zur wirtschaftlichen Bewertung der Handlungsoptionen im Stromsektor wurden die spezifischen Strombeschaffungskosten ermittelt.²⁷ Da diese in der überwiegenden Zahl der untersuchten Fälle vom Erdgaspreis abhängig sind, wurden zwei verschiedene Erdgaspreis-Szenarien betrachtet. Das obere Szenario unterstellt, ausgehend vom heutigen niedrigen Preisniveau, einen moderaten Anstieg. Das untere Szenario geht davon aus, dass es aufgrund der wettbewerblichen Marktöffnung kurzfristig zu einem Preisverfall kommt, der Erdgaspreis sich in der Folgezeit jedoch wieder an das ursprüngliche Niveau annähert.²⁸

²⁷ Alle im Rahmen dieses Berichts angegebenen Strombeschaffungskosten sind reale finanzmathematische Durchschnittskosten, bezogen auf die jeweilige Nutzungsdauer. Eine nähere Beschreibung der Berechnungsmethodik enthält Abschnitt 1.3.

²⁸ Eine nähere Darstellung der verwendeten Erdgaspreis-Szenarien enthält Anlage 3.

Abbildung 9.1:

Strombeschaffungskosten im Vergleich (Oberes Erdgaspreis-Szenario)

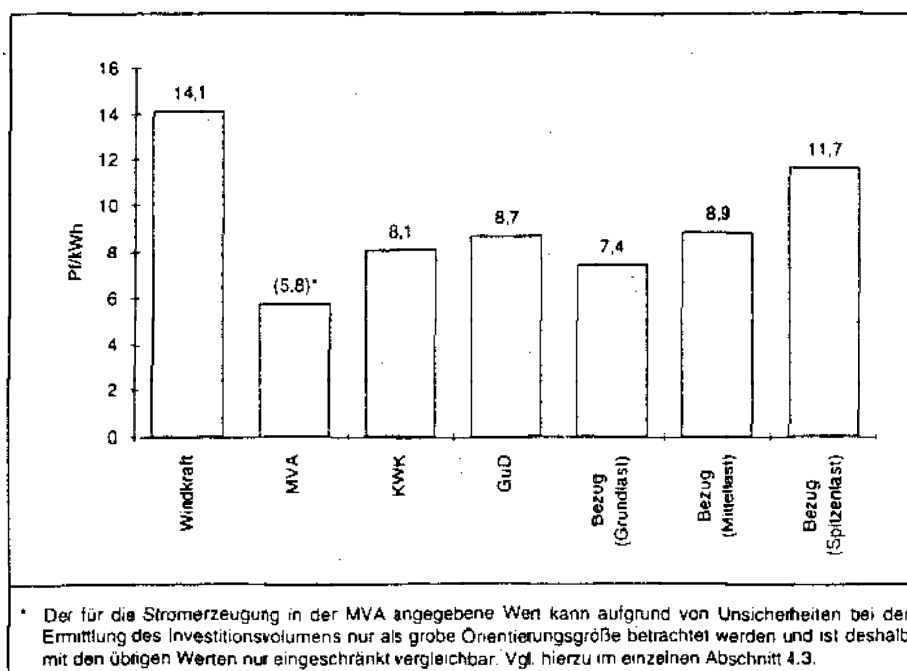


Abbildung 9.1 fasst die Ergebnisse für das obere Erdgaspreis-Szenario zusammen.²⁹ Die Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage (MVA), in dezentralen Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie in dem untersuchten GuD-Kraftwerk (GuD) ist jeweils dem Grund- oder Mittellastbereich zuzuordnen. Hierbei kann davon ausgegangen werden, dass die betrachteten Anlagen eine gesicherte elektrische Leistung bereitstellen. Als Maßstab für die wirtschaftliche Bewertung sind somit die künftig zu erwartenden Bezugspreise für Grund- und Mittellaststrom heranzuziehen. Im Ergebnis ist festzustellen, dass alle drei Erzeugungsvarianten mit spezifischen Strombeschaffungskosten von 5,8 bis 8,7 Pf/kWh auf Dauer gegenüber einem vergleichbaren Strombezug wettbewerbsfähig sind.³⁰ Hierbei zeigt sich ein spürbarer Kostenvorteil für die Stromerzeugung auf Basis von Abfallwärme gegenüber den beiden Varianten auf Erdgasbasis, die ihrerseits annähernd gleichwertig sind.

Die Stromerzeugung in Windkraftanlagen ist naturgemäß vom Windangebot abhängig und stellt daher im Unterschied zu den übrigen untersuchten Varianten keine gesicherte elektrische Leistung bereit.³¹ Als Maßstab für die wirtschaftliche Bewertung können daher nicht die Vollkosten, sondern lediglich die variablen Kosten anderer Strombeschaffungsalternativen herangezogen werden. Im Hinblick auf den hohen Kohlestromanteil in der Stadtgemeinde Bremen bieten sich als Referenzgröße die variablen Kosten von Steinkohlekraftwerken an, die unter Annahme heutiger Brennstoffpreise und Anlagenwirkungsgrade mit etwa 3 bis 4 Pf/kWh angegeben werden können. Ein Vergleich mit den ermittelten durchschnittlichen Windstromkosten von rund 14 Pf/kWh bestätigt, dass die Windkraft derzeit gegenüber einer Stromerzeugung auf fossiler Brennstoffbasis nicht wettbewerbsfähig

²⁹ Die angegebenen Werte sind in der Regel Mittelwerte, die jeweils eine mehr oder weniger große Bandbreite repräsentieren (Windkraft: gewogenes arithmetisches Mittel des bis 2005 erschließbaren Potentials nach Tabelle 5.2; dezentrale KWK: gewogenes arithmetisches Mittel des ermittelten Potentials nach Tabellen 3.2 und 3.4; Strombezug: einfache arithmetische Mittelwerte der für die einzelnen Lastbereiche ermittelten Bandbreiten nach Tabelle 7.4).

³⁰ Kurzfristig können die Marktpreise für bezogenen Strom auch unter den Vollkosten neuer Kraftwerke liegen. Dies gilt insbesondere für die Übergangsphase zu einem wettbewerblichen Strommarkt (weitgehend abgeschriebene Kraftwerke, Überkapazitäten).

³¹ Diese vereinfachende Betrachtungsweise sieht davon ab, dass viele Windkraftanlagen in ihrer Gesamtheit einen gewissen Kapazitätseffekt haben und insoweit auch zur Bereitstellung elektrischer Leistung beitragen. Eine Berücksichtigung dieses schwer quantifizierbaren und in jedem Fall sehr begrenzten Effekts würde die wirtschaftliche Bewertung jedoch nicht wesentlich verändern.

hig ist. Eine Erschließung des ermittelten Windkraftausbaupotentials setzt deshalb eine entsprechende Förderung voraus, die gegenwärtig durch das Stromeinspeisungsgesetz des Bundes und die ergänzende Investitionsförderung des Landes auch gegeben ist.

Die angegebenen Strombezugskosten basieren auf Modellrechnungen, in die zwei Komponenten eingegangen sind: zum einen die Vollkosten neuer GuD-Kraftwerke auf Erdgasbasis, zum anderen die Netznutzungsentgelte gemäß der kürzlich zwischen Industrie und Elektrizitätswirtschaft geschlossenen Verbändevereinbarung.³² Die Resultate zeigen eine stark ausgeprägte Abhängigkeit vom Lastbereich: Für Spitzenlaststrom ergeben sich mit 11,7 Pf/kWh etwa 1,6 mal so hohe spezifische Bezugskosten wie für Grundlaststrom (7,4 Pf/kWh). Ursächlich für die lastabhängigen Kostenunterschiede sind zwei gleichgerichtete Effekte. Zum einen sinken die Stromerzeugungskosten von GuD-Kraftwerken mit zunehmender Vollbenutzungsdauer erheblich. Zum anderen führt die Verbändevereinbarung bei geringen Vollbenutzungsdauern zu deutlich höheren Netznutzungsentgelten als bei hohen Vollbenutzungsdauern.

Abbildung 9.2:

Strombeschaffungskosten im Vergleich (Unteres Erdgaspreis-Szenario)

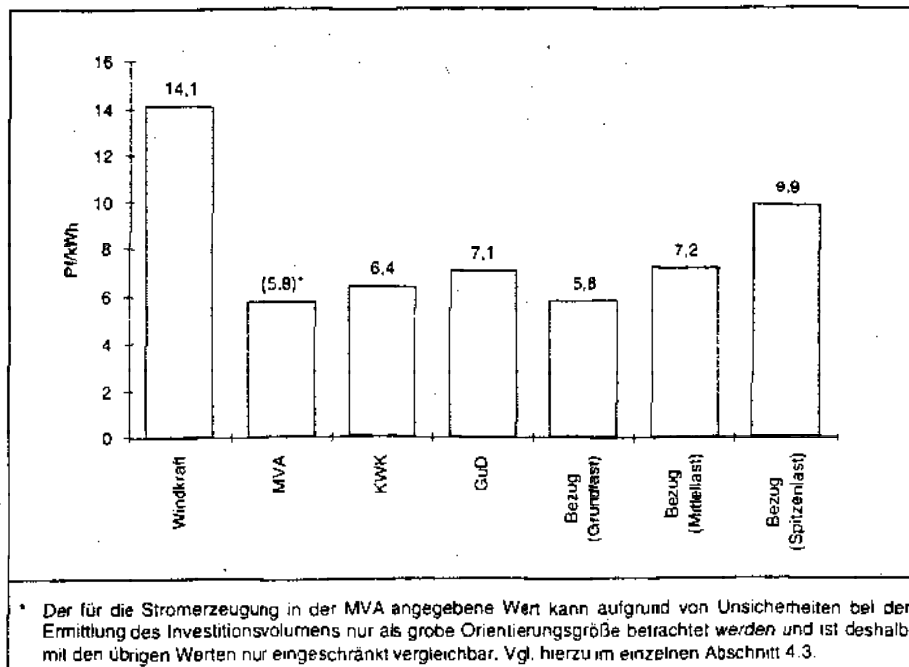


Abbildung 9.2 stellt die Ergebnisse der Kostenermittlung für das untere Erdgaspreis-Szenario dar. Erwartungsgemäß fallen die Strombeschaffungskosten der erdgasabhängigen Varianten deutlich niedriger aus als unter Zugrundelegung der oberen Preisvariante. Die Rangfolge der untersuchten Optionen wird durch die Annahme eines niedrigeren Erdgaspreises nicht verändert. Allerdings wird der Kostenvorteil der Müllverbrennungsanlage gegenüber der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung und dem GuD-Kraftwerk erheblich reduziert.

Zusammenfassend lassen sich drei Ergebnisse festhalten: (1) Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage, dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung und Eigenerzeugung auf GuD-Basis weisen etwa gleich hohe spezifische Kosten auf wie ein vergleichbarer Strombezug im Grund- beziehungsweise Mittellastbereich. Hierbei ist zu beachten, dass die für die Müllverbrennungsanlage ermittelten Strombeschaffungskosten mit hohen Unsicherheiten behaftet sind. (2) Die Windkraft ist erwartungsgemäß nicht wirtschaftlich und bedarf zu ihrer weiteren Verbreitung der Förderung. (3) Die ermittelten Strombezugspreise sind in erheblichem Maße vom

³² Die angegebenen Bezugspreise können lediglich als Orientierungswerte betrachtet werden. Vgl. zum verwendeten Rechenmodell sowie zur Interpretation der Ergebnisse Abschnitt 7.2.

Lastbereich abhängig, wobei das verwendete Modell für Spitzenlaststrom etwa 1,6 mal so hohe spezifische Bezugskosten berechnet wie für Grundlaststrom. Alle zusammenfassend getroffenen Aussagen gelten unabhängig von der Wahl des Erdgaspreis-Szenarios.

9.3 Ökologische Bewertung

Als Leitvariable für die ökologische Bewertung der untersuchten Handlungsoptionen wurden die CO₂-Emissionen herangezogen. Als Kennzahlen wurden die spezifische CO₂-Belastung der bereitgestellten elektrischen Arbeit sowie das absolute CO₂-Minderungspotential ermittelt.

Abbildung 9.3:

Spezifische CO₂-Belastung im Vergleich

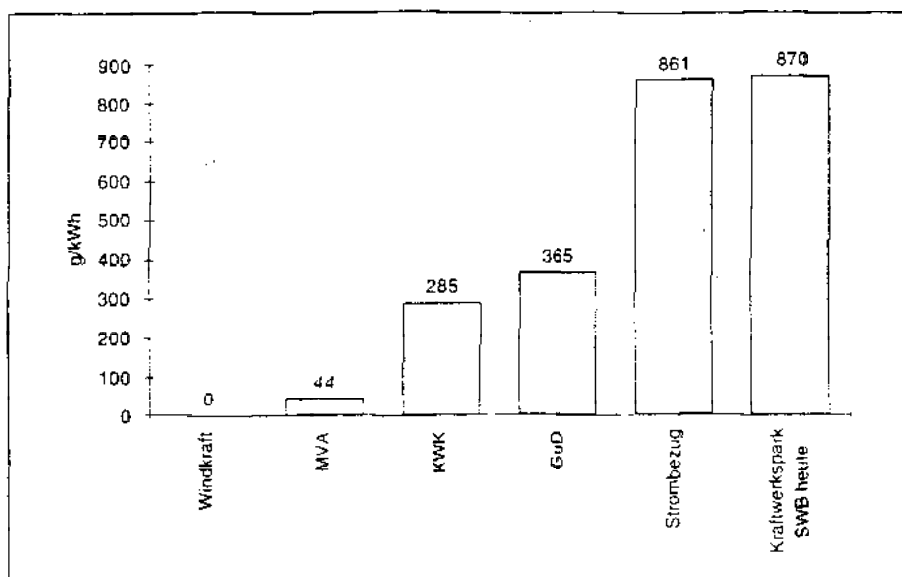


Abbildung 9.3 stellt die spezifische CO₂-Belastung der bereitgestellten elektrischen Arbeit dar.³³ Zieht man als Vergleichsgröße die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im bestehenden Kraftwerkspark der Stadtwerke Bremen AG heran (rund 870 g/kWh), sind alle untersuchten Erzeugungsoptionen eindeutig positiv zu beurteilen. Hierbei weisen die emissionsfreie Nutzung der Windkraft und die extrem emissionsarme Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage deutlich günstigere Werte auf als die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung und die GuD-Technik, die beide auf der Nutzung des fossilen Energieträgers Erdgas basieren. Für das untersuchte Strombezugs-Szenario wurde demgegenüber eine sehr hohe spezifische CO₂-Belastung ermittelt. Der angegebene Wert spiegelt hierbei den Energieträgermix und die Effizienz der heutigen Mittel- und Spitzenlaststromerzeugung auf Bundesebene wider. In längerfristiger Betrachtung ist aufgrund von allgemeinen Effizienzsteigerungen sowie des zu erwartenden zunehmenden Einsatzes erdgasbefuerter GuD-Anlagen mit einer sinkenden spezifischen CO₂-Belastung des bezogenen Stroms zu rechnen.

³³ Bei den dargestellten Ergebnissen handelt es sich in zwei Fällen um Mittelwerte. Für die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung wird das gewogene arithmetische Mittel des Gesamtpotentials, für das Strombezugs-Szenario das einfache arithmetische Mittel der berechneten Spannweite (841-881 g/kWh) angegeben. Als Vergleichsgröße für das Strombezugs-Szenario sollte die spezifische CO₂-Belastung der verdrängten Eigenerzeugung herangezogen werden (804 g/kWh).

Abbildung 9.4:

Absolute CO₂-Minderungspotentiale

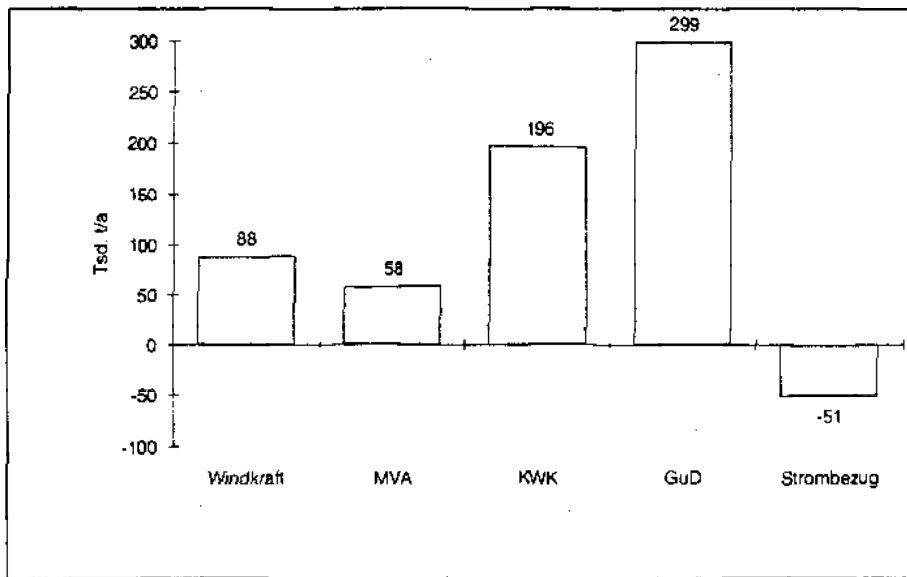


Abbildung 9.4 stellt die ermittelten CO₂-Minderungspotentiale dar. Zieht man das vom Senat angestrebte CO₂-Minderungsziel (700.000 t/a) als Vergleichsgröße heran, so zeigt sich, dass alle untersuchten Erzeugungsoptionen quantitative Beiträge zur Senkung der CO₂-Emissionen leisten können. Für das Strombezugs-Szenario wurde demgegenüber ein Anstieg der CO₂-Emissionen gegenüber dem Ist-Zustand berechnet. Aufgrund von Unsicherheiten bei der Ermittlung der CO₂-Belastung des bezogenen Stroms sollte dieses Ergebnis nicht zu streng interpretiert werden. Ferner sollte auch hier beachtet werden, dass die Berechnung heutige Verhältnisse widerspiegelt. Zusammenfassend ist nach Einschätzung der Arbeitsgruppe die Schlussfolgerung gerechtfertigt, dass eine Realisierung des Strombezugs-Szenarios gegenüber dem Ist-Zustand kurz- und mittelfristig bestenfalls CO₂-neutral wäre, in längerfristiger Betrachtung jedoch tendenziell eine CO₂-Minderung gegenüber dem Status quo mit sich brächte.

Das größte Einzelpotential wurde für den Ersatz des Blocks 5 im Kraftwerk Hafen durch ein GuD-Kraftwerk ermittelt. Gleichwohl bieten auch die untersuchten dezentralen Stromerzeugungsoptionen erhebliche Möglichkeiten zur Minderung der CO₂-Emissionen. Bei vollständiger Erschließung der Potentiale von Windkraft, Müllverbrennungsanlage und dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung könnte aus diesen Quellen annähernd die gleiche elektrische Arbeit bereitgestellt werden wie unter heutigen Bedingungen durch den Block 5.³⁴ Die resultierende CO₂-Minderung betrüge in Summe 342.000 t/a und läge damit über dem ermittelten CO₂-Minderungseffekt der GuD-Anlage.

Neben den Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen hat die Arbeitsgruppe weitere Kriterien zur ökologischen Bewertung der untersuchten Strombeschaffungsoptionen herangezogen. Im Einzelnen wurden die Auswirkungen auf den Verbrauch nicht erneuerbarer Primärenergie sowie auf die Emissionen von Schwefeldioxid (SO₂) und Stickoxiden (NO_x) betrachtet. Im Rahmen dieses Berichts wurde im Interesse einer übersichtlichen Darstellung auf eine Wiedergabe der entsprechenden Untersuchungsergebnisse verzichtet. Es soll jedoch an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass eine Einbeziehung der genannten Kriterien aus Sicht der Arbeitsgruppe die ökologische Gesamtbewertung der untersuchten Handlungsoptionen nicht verändern würde.

³⁴ Block 5: 523.536 MWh/a, Summe dezentrale Optionen: 502.294 MWh/a. In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass weitere dezentrale Stromerzeugungsoptionen bestehen, die im Rahmen der Arbeitsgruppe nicht untersucht wurden (Gichtgasverstromung, Weserkraftwerk).

9.4 Unternehmensstrategische Bewertung

Mit der wettbewerblichen Öffnung der Märkte für Strom und Gas haben sich die Rahmenbedingungen für das unternehmerische Handeln der Stadtwerke Bremen AG grundlegend verändert. Aus Sicht des Unternehmens sind die im vorliegenden Zusammenhang untersuchten Strombeschaffungsoptionen daher auch unter dem Gesichtspunkt zu beurteilen, ob diese als Elemente einer Gesamtstrategie zur Anpassung an ein zunehmend wettbewerblich strukturiertes Umfeld geeignet sind. Diese Frage wurde im Rahmen der Arbeitsgruppe in qualitativer Form erörtert. Die entsprechenden Diskussionsergebnisse werden im Folgenden zusammengefasst.

Die Option eines Zubaus von dezentralen Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung wurde im vorliegenden Zusammenhang durchgängig aus der Perspektive der Stadtwerke Bremen AG betrachtet. Das ermittelte Potential entfällt zu rund 75 % auf den industriellen Sektor und konzentriert sich hierbei auf wenige Großverbraucher. Eine Realisierung dieser Einsatzmöglichkeiten durch die Stadtwerke Bremen AG im Wege von Contracting-Lösungen würde einen Beitrag zur Bindung industrieller Großkunden an das Unternehmen leisten. Aus unternehmensstrategischer Sicht ist ein Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung daher positiv zu beurteilen.

Die geplante Ausweitung der Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage ist im Zusammenhang mit der langfristigen Strategie der Stadtwerke Bremen AG zur Erschließung neuer Geschäftsfelder zu sehen. In diesem Rahmen verfolgt das Unternehmen unter anderen das Ziel, sich als relevanter regionaler Anbieter von Entsorgungsleistungen zu etablieren. Der Markteintritt ist mit der Beteiligung an den abfallwirtschaftlich tätigen Nachfolgegesellschaften der Bremer Entsorgungsbetriebe zwischenzeitlich vollzogen worden. Die Ausweitung der Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage erscheint vor diesem Hintergrund konsequent, sofern die Erzeugungskosten zu wettbewerbsfähigen Stromlieferungsangeboten führen. Aus unternehmensstrategischer Sicht ergibt sich damit auch für diese Strombeschaffungsoption eine positive Bewertung.

Der mögliche Ersatz von Block 5 im Kraftwerk Hafen durch ein GuD-Kraftwerk und das untersuchte Szenario einer Ausweitung des Strombezugs stellen Alternativen dar, deren unternehmensstrategische Bewertung maßgeblich von den zugrundegelegten Kriterien abhängt. Im Rahmen der Arbeitsgruppe wurde nicht der Versuch unternommen, solche Kriterien zu entwickeln oder systematisch zu beurteilen. Es soll jedoch an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass die Stadtwerke Bremen AG das Ziel einer Flexibilisierung der Strombeschaffung verfolgt. Dieser Ansatz zielt im Kern darauf ab, den Anteil des Strombezugs an der Strombeschaffung erheblich auszuweiten. Hiermit soll zum einen die Anpassungsflexibilität gegenüber absatzseitigen Veränderungen erhöht werden. Zum anderen soll die Voraussetzung geschaffen werden, um erwartete Einkaufsvorteile auf einem wettbewerblich organisierten Strommarkt nutzen zu können. Legt man der unternehmensstrategischen Bewertung das Ziel einer Flexibilisierung der Strombeschaffung zugrunde, ergibt sich eine negative Bewertung für den Neubau eines GuD-Kraftwerks und eine positive Bewertung für das untersuchte Strombezugs-Szenario.

Die verstärkte Nutzung der Windkraft ist ein erklärtes energiepolitisches Ziel und maßgeblich von energiewirtschaftsrechtlichen Rahmenbedingungen abhängig. Gegenwärtig wird die Windkraftnutzung vor allem durch das Stromeinspeisungsgesetz des Bundes gefördert. Auch künftig werden innerhalb des neuen energierechtlichen Ordnungsrahmens aller Voraussicht nach bundesweit Vorrangregelungen und erhöhte Einspeisevergütungen für die Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energien bestehen und die Nutzung der Windkraft positiv beeinflussen. Unter diesen Bedingungen ist zu erwarten, dass der Windkraftausbau im Land Bremen weitgehend unabhängig von Entscheidungen der Stadtwerke Bremen AG realisiert wird. Eine unternehmensstrategische Bewertung dieser Option ist daher nicht sinnvoll.

9.5 Zusammenfassende Bewertung der Strombeschaffungsoptionen

Die Ergebnisse der ökologischen, wirtschaftlichen und unternehmensstrategischen Bewertung der untersuchten Strombeschaffungsoptionen sind in Tabelle 9.1 zusammengefasst.

Tabelle 9.1:**Zusammenfassende Bewertung der Strombeschaffungsoptionen**

	Ökologische Bewertung	Wirtschaftliche Bewertung	Strategische Bewertung
Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung	+	+	+
Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage	+	(+)	+
Ausbau der Windkraftnutzung	+	-	o
Neubau eines GuD-Kraftwerks	+	+	-
Ausweitung des Strombezugs	-	+	+

+ positiv -negativ o Bewertung nicht sinnvoll () Bewertung mit hohen Unsicherheiten verbunden

Aus ökologischer Sicht ergibt sich für alle Erzeugungsvarianten eine positive Bewertung. Die untersuchten Techniken verursachen deutlich niedrigere spezifische CO₂-Emissionen als die Stromerzeugung im bestehenden Kraftwerkspark der Stadtwerke und weisen erhebliche absolute CO₂-Minderungspotentiale auf. Das untersuchte Strombezugs-Szenario ist unter Umweltaspekten negativ zu beurteilen, da es kurz- und mittelfristig keine Möglichkeiten zur CO₂-Minderung eröffnet.³⁵

Aus wirtschaftlicher Sicht sind mit Ausnahme der Windenergie alle untersuchten Optionen positiv zu beurteilen. Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung, Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage und Eigenerzeugung auf GuD-Basis haben ähnlich hohe spezifische Strombeschaffungskosten wie der Bezug von Grund- und Mittellaststrom und sind damit unter den getroffenen Annahmen als wettbewerbsfähig einzustufen.

Hierbei ist zu beachten, daß die wirtschaftliche Bewertung der Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage mit hohen Unsicherheiten verbunden ist. Die Windkraft hat trotz erheblicher Kostensenkungen in den vergangenen Jahren die Wirtschaftlichkeitsschwelle noch nicht erreicht und ist auch weiterhin auf Förderung angewiesen.

Aus unternehmensstrategischer Sicht läuft der Neubau eines GuD-Kraftwerks dem Ziel einer Flexibilisierung der Strombeschaffung zuwider. Die übrigen Optionen sind mit dem Flexibilisierungsgedanken vereinbar und in einigen Fällen mit weiteren Vorteilen verbunden. So kann die Erschließung von KWK-Potentialen in der Industrie einen Beitrag zur Kundenbindung leisten. Ferner lässt die Ausweitung der Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage die Realisierung von Synergieeffekten erwarten. Die Erschließung des Windkraftpotentials ist von Entscheidungen der Stadtwerke Bremen AG weitgehend unabhängig. Eine unternehmensstrategische Bewertung dieser Option ist daher nicht sinnvoll.

Damit ergibt sich in zwei von fünf untersuchten Fällen eine durchgängig positive Bewertung: Der Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung und die Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage erfüllen gleichermaßen ökologische, wirtschaftliche und unternehmensstrategische Anforderungen. Die übrigen untersuchten Varianten zeigen demgegenüber ein uneinheitliches Bild: Der Ausbau der Windkraftnutzung, der Neubau eines GuD-Kraftwerks und das Strombezugs-Szenario weisen jeweils in einer Kategorie eine negative Bewertung auf. Eine Sonderrolle nimmt hierbei die Windenergie ein, da in diesem Fall der vorhandene Konflikt zwischen Ökologie und Wirtschaftlichkeit durch die politische Entscheidung zur Förderung der Windkraftnutzung überbrückt wird.

9.6 Zusammenfassende Bewertung eines weiteren Fernwärmeausbaus

Die Arbeitsgruppe hat die Frage untersucht, welche wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen eine Fernwärmeerschließung der Gebiete Findorff, Bahnhofs-

³⁵ In langfristiger Betrachtung ist auch bei Realisierung des Bezugsszenarios eine CO₂-Minderung gegenüber dem Status quo zu erwarten, da die spezifische CO₂-Belastung des bezogenen Stroms aufgrund allgemeiner Effizienzsteigerungen sowie des zu erwartenden zunehmenden Einsatzes von erdgasbefeuerten GuD-Anlagen tendenziell abnimmt.

vorstadt, Altstadt und Alte Neustadt hätte. Grundlage der Betrachtung war eine strategische Fernwärmeausbauplanung, die vor einigen Jahren gemeinsam von der Stadtwerke Bremen AG und dem Bremer Energie-Institut erstellt wurde.

Im Rahmen der Arbeitsgruppe konnte eine umfassende Aktualisierung dieser umfangreichen und detaillierten Planungsrechnungen nicht geleistet werden. Deshalb wurden grundsätzlich die Annahmen der damaligen Fernwärmeausbauplanung zugrundegelegt. Allerdings wurden in einzelnen Punkten Modifikationen vorgenommen, um zwischenzeitlich eingetretenen Veränderungen zumindest in grober Form Rechnung zu tragen. Eine nähere Darstellung dieser Anpassungen enthält Abschnitt 8.3.

Ein wesentlicher methodischer Unterschied gegenüber der Ausbauplanung besteht darin, dass im vorliegenden Zusammenhang keine Vollkosten-, sondern eine langfristige Grenzkostenbetrachtung durchgeführt wurde. Diese Betrachtungsweise bedeutet im Ergebnis, dass die durch den Fernwärmeausbau verursachten zusätzlichen Kosten verglichen werden mit den ausbaubedingt erzielbaren zusätzlichen Erlösen. Sie gibt also Auskunft darüber, ob sich das betriebswirtschaftliche Ergebnis der Fernwärmeversorgung durch einen weiteren Ausbau verbessert oder verschlechtert, sagt jedoch nichts darüber aus, ob dieses Ergebnis positiv oder negativ ist.

Den durchgeführten Berechnungen zufolge könnte durch die Fernwärmeerschließung der betrachteten Gebiete ein CO₂-Minderungspotential von rund 45.000 t/a erschlossen werden. Bis 2005 wären hiervon etwa 50 % erreicht, die verbleibende Hälfte würde im Zuge der weiteren Anschlussentwicklung bis zum Jahr 2020 realisiert. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung führte unter den getroffenen Annahmen zu positiven Ergebnissen. Eine Investitionsrechnung ergab eine attraktive Verzinsung des eingesetzten Kapitals.

Die erlösseitigen Annahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind aus heutiger Sicht als relativ optimistisch einzuschätzen. Die durchgeführten Berechnungen dürften die Wirtschaftlichkeit eines weiteren Fernwärmeausbaus deshalb tendenziell zu positiv darstellen. Insgesamt ist festzustellen, dass die Wirtschaftlichkeit eines weiteren Fernwärmeausbaus in starkem Maße von der künftigen Entwicklung der energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen abhängt.

Quellenverzeichnis

- BEI (1996) Bremer Energie-Institut, Potentialstudie EVU zur Vorbereitung des Zweiten Landesenergieprogramms der Freien Hansestadt Bremen, erstellt im Auftrag des Senators für Frauen, Gesundheit, Jugend, Soziales und Umweltschutz der Freien Hansestadt Bremen, Endbericht, Bremen 1996
- LEP (1996) Freie Hansestadt Bremen, Landesenergieprogramm, Erste Fortschreibung, Bremen 1996
- Prognos (1996) Prognos AG, Energieszenarien Land Bremen, erstellt im Auftrag des Senators für Frauen, Gesundheit, Jugend, Soziales und Umweltschutz des Landes Bremen unter Mitarbeit der UTEC GmbH, Bremen; Langfassung: 3 Bde., Basel/Berlin, Bremen 1996; Kurzfassung, Basel/Berlin, Bremen 1996
- VDEW (1996) Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke — VDEW — e. V., VDEW-Statistik 1996, Frankfurt am Main
- Verbändevereinbarung (1998) Bundesverband der Deutschen Industrie e. V., Köln, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke — VDEW — e. V., Frankfurt am Main, VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V., Essen, Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten vom 22. Mai 1998
- Windkraftausbauplanung (1997) Freie Hansestadt Bremen, Windkraftausbauplanung für die Stadigemeinde Bremen, Konzept des Senats für den Ausbau der Windkraftnutzung in der Stadtgemeinde Bremen im Zeitraum 1997 bis 2005, Bremen 1997

Anlage 1:

Arbeitsgruppe „Landesenergieprogramm“ Zusammensetzung und Arbeitsweise

1. Mitglieder

Senator für Frauen, Gesundheit, Jugend, Soziales und Umweltschutz

Dr. Torsten Vogt (Vorsitz)

Stadtwerke Bremen AG

Dr. Rolf Bauerschmidt

Torsten Füg (ab Oktober 1998)

Detlev Ohrt (bis September 1998)

Berater des Senators für Frauen, Gesundheit, Jugend, Soziales und Umweltschutz

Heinz Eggersgluß (UTEK GmbH)

Dr. Armin Gregorzewski (Bremer Energie-Institut, ab November 1997)

Hans-Ulrich Salmen (Bremer Energie-Institut, bis Oktober 1997)

2. Arbeitsweise

Die Arbeitsgruppe wurde am 5. Juni 1997 als gemeinsame Arbeitsgruppe des Senators für Frauen, Gesundheit, Jugend, Soziales und Umweltschutz sowie der Stadtwerke Bremen AG eingesetzt. Sie untersuchte und bewertete Handlungsoptionen in den Bereichen Strombeschaffung und Fernwärmeversorgung unter ökologischen, wirtschaftlichen und unternehmensstrategischen Kriterien. Für jede Handlungsoption wurde ein Ergebnisbericht erstellt, der auf der Basis schriftlicher Vorlagen von der Arbeitsgruppe beraten und verabschiedet wurde. Der vorliegende Abschlussbericht fasst die Ergebnisberichte zusammen.

Die einzelnen Berichte wurden durch folgende Mitglieder bearbeitet:

Heinz Eggersgluß Ausbau der Windkraftnutzung
Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung

Dr. Armin Gregorzewski Stromerzeugung in der Müllverbrennungsanlage
Neubau eines GuD-Kraftwerks
Ausweitung des Strombezugs
Ausbau der Fernwärmeversorgung

Dr. Torsten Vogt Abschlussbericht

Als externe Sachverständige hat die Arbeitsgruppe Herrn Prof. Dr. Wolfgang Pfaffenberger (Universität Oldenburg/Bremer Energie-Institut, zu Fragen der wettbewerblichen Öffnung der Strom- und Gasmärkte), Herrn Jens Hohlfeld (UTEK GmbH, zu Fragen der Windenergienutzung) sowie Herrn Dr. Detlef Spuziak-Salzenberg (Bremer Entsorgungsbetriebe, zu Fragen der Stromerzeugung auf Basis von Abfallwärme) hinzugezogen.

Anlage 2:

Spezifische Strombeschaffungskosten Wesentliche Annahmen im Überblick

1. Zinssatz und Inflationsrate

	% p.a.
Nominaler Kalkulationszinssatz	7,0
Inflationsrate	2,0
Realer Kalkulationszinssatz	4,9

2. Nutzungsdauern

	Jahre
Motor-Blockheizkraftwerke (Nahwärme)	13
Motor-Blockheizkraftwerke (Industrie)	11
Gasturbinen (Industrie)	15
Müllverbrennungsanlage (Restnutzungsdauer)	15
Windkraftanlagen	15
GuD-Kraftwerke	15

3. Erdgaspreis-Szenarien

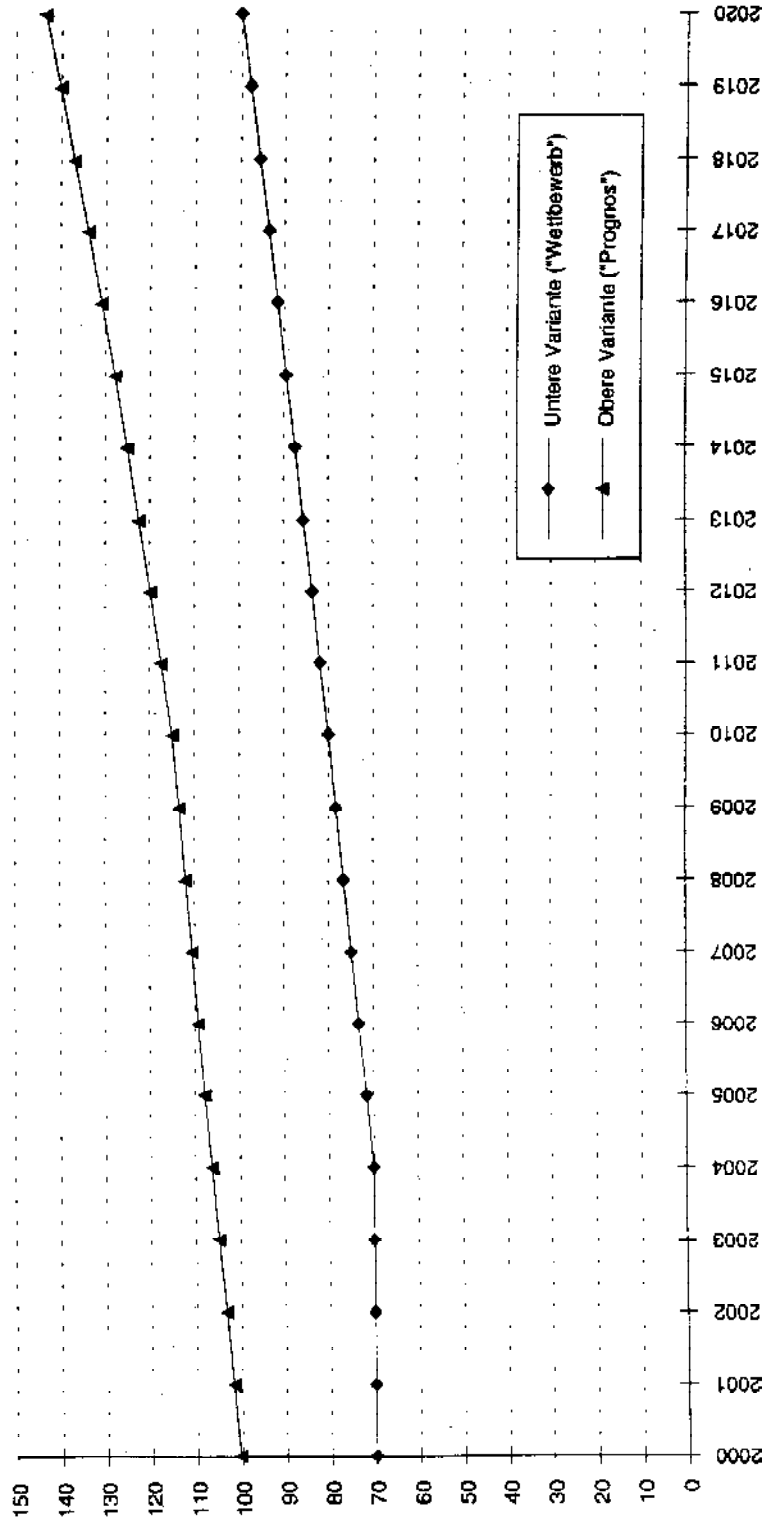
Obere Variante kontinuierlicher moderater realer Anstieg gegenüber dem Preisniveau des Jahres 1996

Untere Variante bis 2000 wettbewerbsbedingter realer Rückgang gegenüber dem Preisniveau des Jahres 1996, anschließend allmähliche Wiederannäherung an das Ausgangsniveau

Nähere Angaben enthält die Anlage 3.

Anlage 3:
Erdgaspreis-Szenarien

Erdgaspreis-Szenarien (Kraftwerksgas, real, 1996 = 100)



Anlage 4:

Finanzmathematische Durchschnittskosten Methodische Erläuterungen

Auszug aus:

Wolfgang Pfaffenberger,
Bewertung von Investitionsalternativen,
Oldenburg 1989

iv. Exkurs: Finanzmathematische Durchschnittskosten

a. Bei konstanten Preisen

Gesucht ist der **konstante Stückkostenbetrag**, der den gleichen Gegenwartswert der Kosten ergibt wie eine Reihe von Kosten, die über die Zeit variabel ist.

$$Q = (Q_1, Q_2, \dots, Q_t)$$

Q = Kostenreihe

\bar{q} = gesuchte Durchschnittskosten

t = Anzahl Perioden

$$x = (x_1, x_2, \dots, x_t)$$

x = Mengenreihe

$$\sum_{i=1}^t \frac{Q_i}{(1+z)^i} = \sum_{i=1}^t \frac{\bar{q} x_i}{(1+z)^i}$$

z = Zinssatz

Der Gegenwartswert der Kosten ist gleich dem Gegenwartswert der Zahlungsreihe mit konstanten Stückkosten multipliziert mit den jeweiligen Mengen.

$$\sum_{i=1}^t \frac{Q_i}{(1+z)^i} = \bar{q} \sum_{i=1}^t \frac{x_i}{(1+z)^i}$$

Umformen

$$\bar{q} = \frac{\sum_{i=1}^t \frac{Q_i}{(1+z)^i}}{\sum_{i=1}^t \frac{x_i}{(1+z)^i}}$$

Auflösen nach \bar{q}

Die Summe im Zähler ist die abdiskontierte Kostenreihe, die Summe im Nenner ist die abdiskontierte Mengenreihe.

Die finanzmathematischen Durchschnittskosten sind also diejenigen Durchschnittskosten, die bei Konstanz über den gesamten Zeitraum der Betrachtung und unter Zugrundelegung des Mengengerüsts genau diejenige Kostensumme ergeben, die dem Gegenwartswert der Gesamtkosten entspricht. In die Bildung der finanzmathematischen Durchschnittskosten gehen also alle Informationen über das Projekt ein.

b. Berücksichtigung von Preissteigerungen

Gesucht ist der konstante Stückkostenbetrag, der den gleichen Gegenwartswert der Kosten ergibt wie eine Reihe von Kosten, die über die Zeit variabel ist. Es gibt eine allgemeine Inflationsrate, darüberhinaus besteht bei einzelnen Produktionsfaktoren eine reale Preissteigerung.

$$GWQ = \sum_{i=1}^t \sum_{j=1}^k \frac{p_{ij} v_{ij} (1+r_j)^i (1+\pi)^i}{(1+z)^i (1+\pi)^i}$$

Mit

$$Q_i = \sum_{j=1}^k p_{ij} v_{ij} (1+r_j)^i$$

$$GWQ = \sum_{i=1}^t \frac{Q_i}{(1+z)^i}$$

GWQ=Gegenwartswert der Kostenreihe

v= Produktionsfaktor

p= Faktorpreis

t= Anzahl Perioden

k= Anzahl Faktoren

r= reale Preissteigerung in v.H.

 π = Inflationsrate

Der Inflationsfaktor kann herausgekürzt werden.

Es ergeben sich zwei Möglichkeiten der Bildung finanzmathematischer Durchschnittskosten:

1. reale finanzmathematische Durchschnittskosten (ausgedrückt im Geldwert des Basisjahres)

\bar{q}_r = gesuchte Durchschnittskosten

Bewertung von Investitionsalternativen

$$\sum_{i=1}^t \frac{Q_i}{(1+z)^i} = \sum_{i=1}^t \frac{\bar{q}_r x_i (1+\pi)^i}{(1+z)^i (1+\pi)^i}$$

$$\sum_{i=1}^t \frac{Q_i}{(1+z)^i} = \bar{q}_r \sum_{i=1}^t \frac{x_i}{(1+z)^i}$$

$$\bar{q}_r = \frac{\sum_{i=1}^t \frac{Q_i}{(1+z)^i}}{\sum_{i=1}^t \frac{x_i}{(1+z)^i}}$$

2. nominale finanzmathematische Durchschnittskosten (ausgedrückt im durchschnittlichen Geldwert der Zeitperiode).

\bar{q}_n = gesuchte Durchschnittskosten

$$\sum_{i=1}^t \frac{Q_i}{(1+z)^i} = \sum_{i=1}^t \frac{\bar{q}_n x_i}{(1+z)^i (1+\pi)^i}$$

$$\sum_{i=1}^t \frac{Q_i}{(1+z)^i} = \bar{q}_n \sum_{i=1}^t \frac{x_i}{(1+z)^i (1+\pi)^i}$$

$$\bar{q}_n = \frac{\sum_{i=1}^t \frac{Q_i}{(1+z)^i}}{\sum_{i=1}^t \frac{x_i}{(1+z)^i (1+\pi)^i}}$$

z = Realzins

Der Gegenwartswert der Kosten ist gleich dem Gegenwartswert der Zahlungsreihe mit konstanten Stückkosten multipliziert mit den jeweiligen Mengen.

Umformen

Der Inflationsfaktor kann auch auf der rechten Seite herausgekürzt werden.

Auflösen nach \bar{q}_r

Die Summe im Zähler ist die abdiskontierte Kostenreihe, die Summe im Nenner ist die abdiskontierte Mengenreihe.

z = Realzins

Der Gegenwartswert der Kosten ist gleich dem Gegenwartswert der Zahlungsreihe mit konstanten Stückkosten multipliziert mit den jeweiligen Mengen.

Umformen

Die rechte Seite ist mit dem Nominalzins zu diskontieren.

Auflösen nach \bar{q}_n

Die Summe im Zähler ist die abdiskontierte Kostenreihe, die Summe im Nenner ist die abdiskontierte Mengenreihe.

Anlage 5:
CO₂-Emissionsfaktoren

	g/kWh
Steinkohle	335
Heizöl EL	266
Erdgas	201
Strom (Bremer Kraftwerkspark)	
bei 80 % Steinkohle und 20 % Erdgas	856
bei 90 % Steinkohle und 10 % Erdgas	887