Kapitel 6

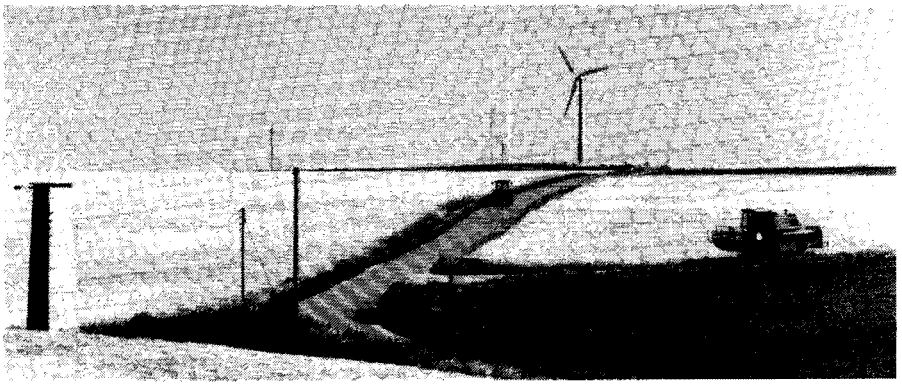
Dänische Energiebeispiele

Die in Kapitel 7 folgende Aufstellung von alternativen Ausbaumöglichkeiten ist ökonomisch und brennstoffumsatzmäßig hauptsächlich von realisierten dänischen Energieanlagen aus geschätzt, bei denen die Kosten und der Wirkungsgrad bekannt sind. Dieses Kapitel beschreibt, wie diese Kosten zustandegekommen sind. Gleichzeitig stellt es einige Beispiele dänischer Energieanlagen vor.

6.1. Beispiele von realisierten dänischen Energieanlagen

6.1.1. Die Windmühlengilde von Vaarst und Umgebung

Die Windmühlengilde von Vaarst und Umgebung ist ein Zusammenschluß von ca. 40 Familien, die gemeinsam eine 150 kW-Windmühle des Fabrikats BONUS besitzen. Die Mühle liegt in der Nähe des Dorfes Vaarst, das ca. 20 km südöstlich von Aalborg gelegen ist. Die Mühle wurde im Mai 1988 gebaut und kostete damals alles eingerechnet 1.021.539 DKK (265.000 DM). Die Mühle ist nun 5 Jahre gelaufen, und die durchschnittlichen Betriebs- und Wartungskosten lagen in dieser Periode etwas unter 28.000 DKK/Jahr, in DKK von 1993 (7.250 DM). Diese Kosten umfassen alle Ausgaben, einschließlich Ausgaben für Revision, Durchführung von Generalversammlungen etc.



Die Mühle von Vaarst und Umgebung liegt auf der Spitze eines Hügels mitten im Land. Der Turm ist 24 Meter hoch.

Die Mühle hat in dieser Periode bis einschl. 31.12.1992: 1.797.000 kWh produziert, aber der Wind blies in dieser Zeit auch stärker als normal. Wenn der besonders starke Wind korrigiert wird, entspricht die Produktion der Mühle 354.000 kWh/Jahr in einem normalen Jahr. Ein dänischer Durchschnittshaushalt verbraucht 2.800 kWh/Jahr. Die Produktion der Mühle deckt also den Stromverbrauch von mehr als 100 Familien.

Eine Berechnung der Möglichkeiten für Windkraft in Brandenburg läßt erwarten, daß ein Standort in Brandenburg nur 70-75% eines guten Windmühlenstandorts in Dänemark leisten würde. Deshalb wird eine entsprechende Mühle in Brandenburg voraussichtlich ca. 250.000 kWh/Jahr produzieren.

Vor diesem Hintergrund wurde mit Anlagenausgaben in Höhe von 1,2 Mia. für die Windmühlen gerechnet, mit einer Leistung von 1 TWh/Jahr und mit jährlichen Betriebs- und Wartungskosten, die 2,5% der Anlageinvestition entsprechen.

Die Windmühle ist das gemeinsame Eigentum von ca. 40 Familien. Sie wird vom lokalen Elektroinstallateur überwacht, der von einem Computer in seinem Geschäft aus direkt mit der Windmühle verbunden ist.

6.1.2. Vaarst Vestervang: 16 Genossenschaftswohnungen

Vaarst Vestervang ist eine Wohnungsgenossenschaft mit 16 Wohnungen und einem Gemeinschaftsgebäude. Die Bebauung hat ihren Standort als ein sehr kleines Dorf in der Nähe von Vaarst, etwa 20 km südöstlich von Aalborg. Die Gebäude wurden 1991 errichtet, und sie werden beheizt mit einer gemeinsamen Holzverbrennungsanlage und mit einem gemeinsamen Sonnenkollektor von ca. 150 m^2. Die Kesselzentrale und der Sonnenkollektor sind im bzw. auf dem Gemeinschaftsgebäude untergebracht. Von hier aus gehen Fernwärmeleitungen zu jeder einzelnen Wohnung. Der Sonnenkollektor deckt etwa 20% des Wärmebedarfs und bewirkt, daß die Heizungen 3-4 Monate im Jahr abgestellt werden können.

Die gesamten Anlagekosten für die Kesselzentrale und den Sonnenkollektor betrugen 685.000 DKK (180.000 DM), während das Fernwärmenetz 197.000 DKK kostete (51.000 DM). Die Betriebs- und Wartungskosten waren im ersten Jahr unbedeutend. Im Durchschnitt schätzt man sie auf 10.000 DKK/Jahr, was jährlichen Kosten von 1,5% der Anlageinvestition, dem Kessel und dem Sonnenkollektor entspricht, während das Fernwärmenetz voraussichtlich in den ersten Jahren wartungsfrei sein wird.

Das Beispiel zeigt also eine Investition in Holzbefeuerung und Sonnenkollektor von 11.000 DM/Wohnung und eine Fernwärmenetzinvestition von 3.000 DM/Wohnung. Doch soll erwähnt werden, daß es sich hier um die Einrichtung von Fernwärme bei gleichzeitigem Bau der Wohnungen handelt, was natürlich die Installation billiger macht, als wenn es sich um die Einrichtung eines Fernwärmenetzes für schon vorhandene Wohnungen handelt.

Vaarst Vestervang ist eine neuerstellte Bebauung mit 16 Wohnungen und einem Gemeinschaftshaus. Die Wohnungen werden mit Fernwärme aus einer gemeinsamen Kesselzentrale versorgt, der mit Holzabfall befeuert wird, und von einem Sonnenkollektor auf dem Dach des Gemeinschaftshauses.

Das Kraftwärmewerk in Ulbjerg ist Gemeinschaftseigentum der Wärmeverbraucher der Stadt. Hier feiert die Gesellschaft die Einweihung der naturgasbetriebenen Motoranlage.

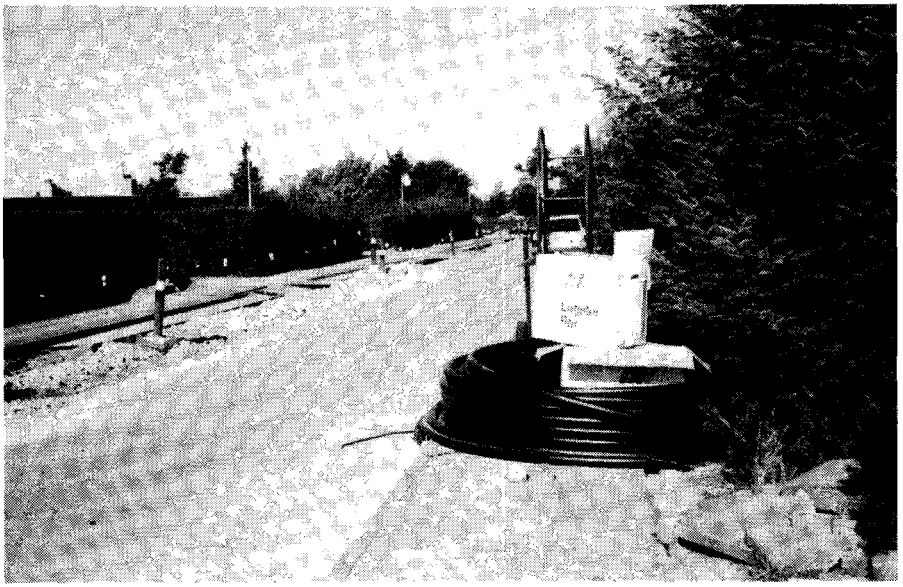
6.1.3. Das Blockheizkraftwerk in Ulbjerg

Ulbjerg ist ein kleines Dorf mit etwa 350 Einwohnern, verteilt auf 180 Haushalte. Die Gemeinde liegt im Kreis Møldrup, ca. 50 km südlich von Aalborg. Innerhalb kurzer Frist hatte jeder Haushalt seine eigene Ölheizung, einige ergänzt durch Holzverbrennung. 1991 nahm die Gemeinde ein kleineres erdgasbetriebenes Blockheizkraftwerk in Betrieb, das die Wohnungen durch ein neugebautes Fernwärmenetz mit Wärme versorgt. Das Werk versorgt 81% der Haushalte mit Wärme und ist gemeinsames Eigentum der Wärmekunden.

Das Werk besteht aus einem Gasmotor mit einer elektrischen Leistung von 770 kW und einer Wärmeleistung von 1.300 kW sowie aus einem Spitzenlastkessel von 1.200 kW. Der Gasmotor liefert bei weitem den größten Teil des Wärmeverbrauchs. Dessen genutzte elektrische Leistung liegt bei 34,5% und die genutzte Wärmeleistung bei 55,5%. Die Stromproduktion wird an das öffentliche Netz verkauft, wo nach einem

Tarif abgerechnet wird, der zu bestimmten Tageszeiten am höchsten und in der Nacht am niedrigsten ist. Deshalb arbeitet der Motor soweit wie möglich mit voller Last zu den Zeitpunkten, an denen der Strom am teuersten ist, und steht still oder arbeitet weniger zu den anderen Zeiten. Die Wärme wird in einem Wärmespeichertank von 300 m^3 gespeichert. Die Anlage wird vollautomatisch gestartet, gefahren und gestoppt. Der Betrieb wird dann von einem Wärmemeister etwa eine Stunde lang pro Tag überwacht.

Der Preis für das Fernwärmenetz für 146 Haushalte betrug 4.450.000 DKK, was 32.500 DKK/Haushalt entspricht (8.500 DM/Haushalt). Hinzu kommen Änderungen der Hausanschlüsse von insgesamt 1.700.000 DKK, was 11.600 DKK pro Haushalt entspricht (3.000 DM/Haushalt). Das Blockheizkraftwerk kostete insgesamt 6.690.000 DKK, was 8.700 DKK/kW_{el} (2.250 DM/kW_{el})entspricht. Betriebs- und Wartungskosten liegen zwischen 38 und 50 DKK/MWh_{el}. Bei einer jährlichen Stromproduktion von 1.600 MWh entspricht dies einer jährlichen Ausgabe von 1% des Anlagepreises.



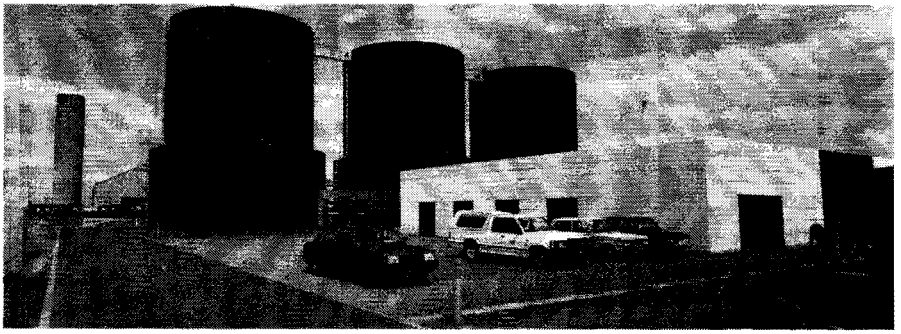
Das Blockheizkraftwerk in Ulbjerg hatte die Verlegung von Fernwärmeleitungen in der ganzen Stadt zur Folge. Die Leitungen wurden ortsansässigen Schmieden verlegt.

6.1.4. Das Blockheizkraftwerk in Lemvig

Lemvig ist eine Stadt mit 7.000 Einwohnern. Seit vielen Jahren gibt es ein Fernwärmewerk in der Stadt. 1992 wurde die Stadt mit einer Biogasanlage versorgt, die vor der Stadt liegt. Das Biogas wird durch eine 4 km lange Leitung zu einem neuerrichteten Blockheizkraftwerk geführt, das aus dem Gas Strom und Wärme produziert. Die Wärmeproduktion fungiert als Grundlast für die Wärmeversorgung, während Mittel- und Spitzenlast von einer Kesselanlage geleistet werden, die mit Holzschredder und Öl befeuert wird.

Die Biogasanlage ist gemeinsames Eigentum der Landwirte, die den Viehdung zur Anlage bringen. Die Kraftwärmeanlage ist zu 100% Eigentum der Fernwärme-gesellschaft, die gemeinsamer Besitz der Wärmeverbraucher ist. Das Blockheizkraft-werk wurde 1992 in Gebrauch genommen.

Die elektrische Nutzleistung des Motors liegt bei 39%, die Wärmenutzleistung bei 45,3%. Die elektrische Leistung der Anlage beträgt 2 MW. Die ganze Anlage incl. Kesselanlage und Druckkomprimierungsanlage für das Biogas kosteten insgesamt 17.320.000 DKK, wovon das BHKW selbst mit Gebäuden 12.000.000 DKK kostete. Das entspricht einem Preis von 6.000 bis 8.660 DDK/kW_{el} (1.500-2.250 DM/kW_{el}).



Das Blockheizkraftwerk in Lemvig wird mit Biogas aus einer Anlage versorgt, die unmittelbar vor der Stadt liegt.

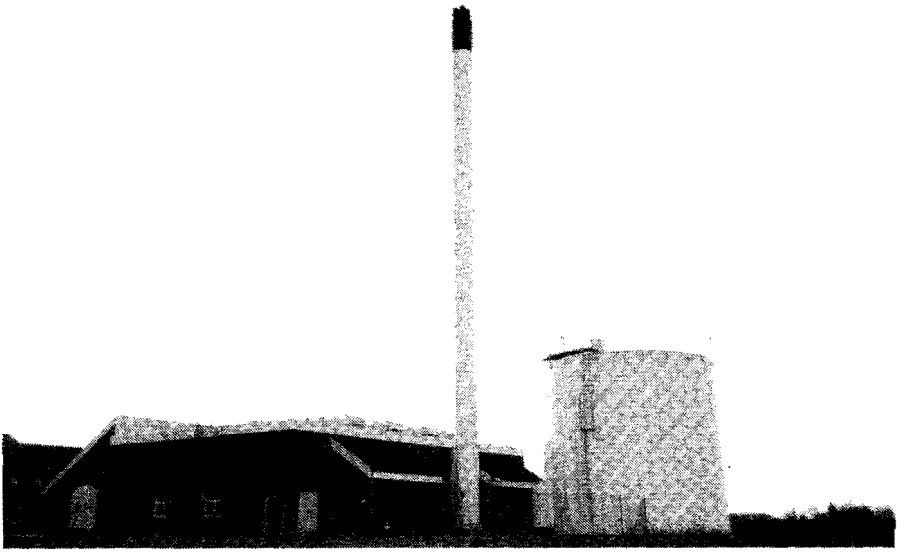
Die Biogasanlage produziert Biogas aus Viehdünger und organischem Industrieabfall. Der Viehdünger wird von selbständigen Landwirten der Umgebung eingesammelt. Die gleichen Landwirte besitzen auch die Biogasanlage.

6.1.5. Das Blockheizkraftwerk in Dronninglund

Dronninglund ist eine Stadt mit etwa 2.900 Einwohnern, die in Nordjütland liegt. Die Stadt wird mit Fernwärme aus einem erdgasbetriebenen Blockheizkraftwerk versorgt, das 1990 in Gebrauch genommen wurde. Vor diesem Zeitpunkt basierte die Fernwärmeversorgung auf Kohle bzw. Öl. Das BHKW versorgt etwa 110 Haushalte, was einem Deckungsgrad von 95% entspricht.

Das Blockheizkraftwerk besteht aus vier Motoreinheiten mit einer gesamten Elektrizitätsleistung von 3,5 MW und einer Wärmeleistung von 5,6 MW. Die elektrische Nutzleistung beträgt 33-34%, die Wärmenutzleisting 53-54%. Das Werk hat seit Inbetriebnahme etwa 10.000 Stunden gearbeitet, was einer durchschnittlichen Benutzungszeit von 3.000 Stunden/Jahr entspricht.

Das Kraftwärmewerk (BHKW) kostete 17 Mio. DKK, was etwa bis zu 4.900 DKK/kW (1.300DM/kW) Leistung entspricht.



Die Anlage in Dronninglund ist eine der ersten einer langen Reihe von Blockheizkraftwerken (BHKW), die in Dänemark in diesen Jahren emporschießen.

6.1.6. Das „Combined cycle"-Anlage in Hillerød

Das BHKW in Hillerød ist eine kombinierte „Combined cycle" Anlage, die mit Erdgas betrieben wird. Das Werk wurde gebaut und wird betrieben von der IFV-Energie, der regionalen Energieversorgungsgesellschaft. Das BHKW in Hillerød ist seit März 1992 in Betrieb. Die Stromproduktion geht in die Gesamtproduktion von IFV ein, und die Fernwärme wird an die örtliche Fernwärmegesellschaft verkauft. Mit Hilfe eines Wärmespeichers von 16.000 m^3 kann das Werk bei der Stromproduktion eingesetzt werden, wenn die Nachfrage am größten ist, und die Wärme Tag und Nacht abgesetzt werden. Es gibt keine anderen Kühlmöglichkeiten als das Fernwärmesystem und den Speichertank.

Das Werk ist auf eine Benutzungsdauer von 4.500 Stunden ausgelegt. Bisher hat man nur 3.000 Stunden erreicht, weil das Fernwärmenetz von Hillerød noch nicht fertig-gestellt ist. Wenn es ausgebaut sein wird, wird das Werk 80% des Spitzenlastbedarfs und damit ca. 95% des gesamten jährlichen Wärmebedarfs liefern können. Das Werk leistet 72 MW_{el} und 61 MW_{th}. Das Werk hat einen elektrischen Wirkungsgrad von 45%, und 37% wird als Wärme genutzt, womit die gesamte Energienutzung also 82% beträgt. Turbinen und Generator wurden von der Fa. Siemens geliefert.

Die Ausgaben für die Anlage betragen 400 Mio. DKK, wovon die Ausgabe für das Wärmetransmissionsnetz ca. 50 Mio DKK betrugen. Das entspricht Anlagekosten für das Werk selbst in Höhe von 4.900 DKK bzw. 5.600 DKK/kWh (1.200-1.500 DM/ kWh). Betrieb und Wartung liegen bei ca. 5 Øre pro kWh. Bei einer Nutzungsdauer von 4.500 Stunden/Jahr handelt es sich um eine Ausgabe von 16 Mio. DKK/Jahr, was 4-5% des Anlagepreises entspricht.

6.1.7. Das Blockheizkraftwerk in Horsens

Das Blockheizkraftwerk in Horsens ist eine „combined cyde"-Anlage, die vom Werk in Skærbæk gebaut wurde. Das Werk liefert Fernwärme an die Stadt Horsens, die mit ihren ca. 50.000 Einwohnern an Jütlands Ostküste liegt. Die jährliche Wärmeproduktion deckt den Verbrauch von ca. 13.000 Haushalten.

Das BHKW in Horsens wird z.T. mit Erdgas betrieben und z.T. mit Abfall. Der Abfall wird von der örtlichen Abfallgesellschaft geliefert. Die Wärme wird an die beiden vorhandenen Fernwärmewerke in Horsens und Dagnæs-Bækkelund geliefert. Die nominelle Leistung des Werks beträgt 35 MW_{el} und 43MW_{th}. Die jährliche Produktion

beträgt 188.000 MWh_{el} bzw. 243.000 MW_{th}. Das entspricht einer Nutzungsdauer von 61%. Die hohe Nutzungsdauer wurde teils mit Hilfe eines Luftkühlers erreicht, der es möglich macht, Strom an Sommertagen zu produzieren, an denen der Kühleffekt im Fernwärmesystem zu gering ist. Die Wärmeproduktion des BHKW entspricht ca. 60% des gesamten Bedarfs der Fernwärme im Netz. Das System enthält einen Wärmespeicher von 8.000 m^2, was einem Fernwärmeverbrauch von etwa 7 Stunden Vollast entspricht.

Der Brennstoffverbrauch beträgt 71.000 Tonnen Abfall (775 TJ) und 26 Mio. m^3 Erdgas (1.100 TJ). Im Verhältnis zur gesamten Energiebeschickung (Abfall und Erdgas) beträgt der Wirkungsgrad 41% für Elektrizität und 53% für Wärme oder eine gesamte Energienutzung von 94%.

Der Anlagepreis (1991) betrug 450 Mio. DKK, was einer Investition von 12.900 DKK/kW entspricht. Die hohe Anlageinvestition muß u.a. im Verhältnis zur avancierten Verbrennungs- und Rauchgasreinigungsanlage für die Abfallverbrennung gesehen werden. Zur Entschädigung wird das BHKW in Horsens für die Abfallverbrennung bezahlt.

6.1.8. Das Werk in Herning

Herning ist eine Stadt von ca. 35.000 Einwohnern, die mitten in Jütland liegt. Die Stadt wird von einem mit Kohle betriebenen Blockheizkraftwerk mit Wärme versorgt. Im Gegensatz zu Dänemarks übrigen kohlebetriebenen BHKW liegt das Werk in Herning weit von der Küste entfernt und hat keinen leichten Zugang zu Kühlwasser. Das Werk liefert Wärme an etwa 12.000 Haushalte, von denen ca. 9.000 Einfamilienhäuser sind.

Das Werk wurde 1982 in Betrieb genommen. Als es gebaut wurde, gab es schon eine Fernwärmeversorgung in Herning. Das Werk kann bis zu 174 MW_{th} und 89 MW_{el} liefern. Die durchschnittliche Stromproduktion von 1983 bis 1990 betrug 308 GkWh/Jahr, was einer Nutzungsdauer von 40% oder 3.465 Stunden im Jahr entspricht. Die elektrische Nutzleistung beträgt ca. 30%, und die Wärmenutzleistung ca. 60%.

In Preisen von 1982 betrugen die Kosten für den Bau des Werkes selbst 425 Mio. DKK, incl. Wärmespeichertank zur Tag-und-Nacht-Ausgleichung. Das primäre Wärmeverteilernetz kostete 200 Mio. DKK. Das entspricht Anlagekosten in Höhe von 4.780 DKK/kW elektrischer Leistung für das Werk und 7.020 DKK/kW thermischer Leistung incl. primärem Verteilernetz. In Preisen von 1993 entspricht dies ca. 6.300 DKK/kW (1.600 DM/kW).

Das Werk wird ausschließlich durch das Fernwärmenetz in Herning und den umliegenden Städten gekühlt. In den vier kältesten Monaten des Jahres arbeitet das Werk im 24-Stunden-Betrieb. In den anderen Monaten arbeitet es während der Tagesstunden, und die Wärme wird in einem Kondensatortank gespeichert. Das Werk kann den gesamten Wärmebedarf in der Spitzenlast decken.
Betriebs- und Wartungskosten machen ca. 20 Mio. DKK/Jahr oder ca. 6,5 Øre pro kWh, was 4-5% des Anlagepreises entspricht.

6.1.9. Das kohlebetriebene Blockheizkraftwerk in Esbjerg

Das jüngste kohlebetriebene Blockheizkraftwerk in Dänemark wurde gerade in Esbjerg in Betrieb genommen, einer Stadt mit ca. 70.000 Einwohnern an der Westküste Jütlands. Die Stadt wurde viele Jahre mit Fernwärme aus dem Kraftwerk Westkraft versorgt, wo 1992 eine neue Einheit in Betrieb genommen wurde.

Die neue Einheit wird mit Steinkohle betrieben und schließt eine moderne Reinigungsanlage ein, die u.a. 93,5% des Schwefelgehalts reinigt. Der Bauherr ist Däne, aber die Zulieferungen kommen von überall in Europa. So ist der Kesselliefer ant Franzose, die Turbine kommt aus der Schweiz, die Entschwefelungsanlage ist dänisch, während die Kohletransportanlage, die Kühlwasserpumpen und viele andere Lieferungen aus Deutschland stammen. Die Tranformatoren kommen aus Holland.

Das Blockheizkraftwerk ist ein Ausnahmewerk, d.h., daß es sowohl als Elektrizitätswerk als auch als Blockheizkraftwerk funktionieren kann. Wenn es als Kraftwerk arbeitet, beträgt die Leistung 375 MW und der Wirkungsgrad 45,2%. Wenn es als Kraftwärmewerk arbeitet, beträgt die Elektrizitätsleistung 290 MW und die Wärmeleistung 460 MW, was einer elektrischen Nutzleistung von 35% und einer Wärmenutzleistung von 55% entspricht.

Der Preis für das Werk beträgt alles in allem 2,8 Mia. DKK was 7.500 DKK/kW_{el} (2.000 DM/kW_{el}) entspricht. Das Werk wird durch das Meerwasser gekühlt und umfaßt deshalb keinen Kühlturm. Die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten werden auf 4-5% des Anlagepreises geschätzt.

6.1.10. Das Fernwärmesystem in Ishøj

Ishøj ist eine Amtskommune im Kopenhagener Raum, wo die Haushalte ausschließlich aus großen Eigentumsetagen bestehen. Die Wohnungsstruktur ist also auf vielerlei

Weise der Struktur in den Neuen Bundesländern ähnlicher als die Einfamilien–hausstruktur in den kleineren dänischen Städten. Die Wohnblocks wurden bis 1982 durch Blockheizzentralen in jeder Eigentumswohnung geheizt. Dann wurde eine gemeinsame Fernwärmeversorgung eingerichtet. Das Fernwärmenetz, das 7,2 km präisolierte Leitungen umfaßt, kostete 9,506 Mio DKK in Preisen von 1982, was ca. 14 Mio. DKK in Preisen von 1993 entspricht. Insgesamt versorgt dieses Netz ca. 5.000 Haushalte in Etagen- und Reihenhausbebauung und die zugehörigen Institutionen etc.

Der Preis pro Haushalt beträgt also 2.800 DKK (750 DM). Der Netzverlust ist mit 3,6% berechnet.

6.2. Einschätzungen von dänischen Einsparungsprojekten

6.2.1. Elektrizitätseinsparungen in der dänischen Industrie

Der Preis für Elektrizitätseinsparungen wurde ausgehend von einer Untersuchung in Dänemark aus dem Jahre 1987 geschätzt: „Elektrizitätseinsparungen in der Industrie", DK-teknik 1987. Hier wird angegeben, daß die Industrie bei einem kWh-Preis von 30 Øre und einem Zinsfuß von 7% Einsparungen in Höhe von 13% (960 GWh/Jahr) ihres Elektrizitätsverbrauchs bei einer Rückbezahlungszeit von unter 2 Jahren, und 38% (2.800 GWh/Jahr) mit einer Rückbezahlungszeit von unter 10 Jahren vornehmen kann.
Eine Investition, die mit 30 Øre/Jahr in 2 Jahren bei einem Zinsfuß von 7% verzinst werden kann, kann bis auf 54 Øre steigen. Entsprechend kann eine Investition mit 10 Jahren Laufzeit bis auf 210 Øre steigen.

Mit anderen Worten: es gibt Einsparungsmöglichkeiten von bis zu 13%, die für eine Ausgabe von zwischen 0 und 50 Øre pro gesparter kWh/Jahr liegen, und Einsparungen von bis zu 38%, die für Ausgaben in Höhe von zwischen 0 und 2,10 Kr pro gesparte kWh liegen.

Von diesem Hintergrund ist es berechtigt, die Anlageinvestitionen für Elektrizitäts–einsparungen auf *1 Kr pro gesparte kWh/Jahr* festzulegen.

Hinzu kommen evtl. Transportkosten (Kosten, um zu informieren usw.). Diese sind sehr schwer zu berechnen. Hier sind sie auf *50 Øre pro gesparte kWh* geschätzt, so daß insgesamt mit einem Preis von 1,50 Kr pro gesparter kWh/Jahr gerechnet werden kann. Das entspricht einer Investition von 1.500 Mio. DKK pro gesparter TWh/Jahr (400 Mio. DM/ gesparte TWh/Jahr).

6.2.2. Die Isolierungsmaßnahmen in Århus

Dänemarks zweitgrößte Stadt, Århus, die ca. 250.000 Einwohner hat und an Jütlands Ostküste liegt, arbeitete im Jahre 1989 einen langfristigen Energieplan aus. In Verbindung mit diesem Plan wurde eine Einschätzung des Investitionsumfangs einer Nachisolierung der Haushalte in Århus vorgenommen. Das Resultat war folgendes: ca. 2.000 TJ (was 31,3% des Heizungsbedarfs entspricht) können bei einer Investition von ca. 2 Mia. DKK eingespart werden. Das entspricht dem Umstand, daß alle Haushalte in Århus auf das dänische „Energiesparniveau" gebracht wurden. Der Preis der Nachisolierung, um dies Niveau zu erreichen, kann als 1 Mio. DKK pro gesparter TJ/Jahr ausgedrückt werden. Bei weiteren Isolierungsmaßnahmen steigt diese Zahl auf bis zu 2,8 Mio Kr pro gesparte TJ/Jahr im Durchschnitt, wenn z.B. der Heizbedarf halbiert werden soll. *Auf diesem Hintergrund sind die Kosten für Isolierungsmaßnahmen auf 1 Mio. DKK pro gesparter TJ/Jahr festgesetzt (250 DM pro gesparte TJ/Jahr.*

6.3.3. Aufsummierung der Informationen über Wirtschaftlichkeit

Auf dem Hintergrund der obigen Beschreibungen der realisierten Lösungen in Dänemark wurde die folgende Übersicht über die Kosten erstellt, die später in einer Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer alternativen Energieversorgung in der Lausitz angewandt werden.

	Mess-einheiten	Baukosten DM/Einheit	Betrieb & Unterh. % des Baupreises DM/Jahr
Jänschwalde	3000 MW	6 Mia.	7
Boxberg/Schwarze Pumpe	3200 MW	8 Mia.	6
Ölheizungskessel	Wohnung	9.000	5
Gasheizanlage	Wohnung	6.500	6
Erdgasnetz	Wohnung	5.000	1
F.W.Netz	Wohnung	7.500	1
Festbr.heizanlage	Wohnung	15.000	5
Windkraftanlage	TWh/Jahr	1 Mia.	2
El-Einsparungen	TWh/Jahr	250 Mio.	0
Zentralheizungsanlage	Wohnung	8.000	0
Gasbeheitze HKW	MW	1,5 Mio.	2
Braunkohleheizung	MW	2,5 Mio.	5

Kapitel 7

Alternativen

In der Lausitz wird - wie in den vorangehenden Kapiteln beschrieben - zum einen geplant, vier neue 800 MW-Braunkohlekraftwerke bei Boxberg in Sachsen und bei Schwarze Pumpe und Jänschwalde in Brandenburg mit einem Elektrizitätsnutzeffekt von 39% zu bauen, und zum andern, bei Jänschwalde sechs existierende 500 MW- und bei Boxberg zwei schon vorhandene 500 MW-Braunkohlekraftwerke mit einem Elektrizitätsnutzeffekt von 31% zu renovieren. Alles in allem ist somit eine zentralisierte Elektrizitätsversorgung von 7.200 MW vorgesehen.

Eine so große Elektrizitätsproduktion am gleichen Ort verhindert eine effektive Ausnutzung der möglichen Vorteile durch die gleichzeitige Produktion von Kraft und Wärme. Die Pläne für die Ausnutzung der möglichen Wärmeproduktion beschränken sich somit teils auf eine Fernwärmeleitung von 200 MW von Jänschwalde nach Cottbus - was bedeutet, daß weniger als 5% des möglichen Kraftwärmevorteils ausgenutzt werden - und teils auf eine Gipsplattenproduktion bei Boxberg/Schwarze Pumpe, bei der vielleicht 11% der Wärme ausgenutzt werden.

Mit der Verdrängung der Kraftwärmenutzung erzwingt der zentralistische Ausbau der Elektrizität auch einen Ausbau der Wärmeversorgung, die in den Neuen Bundesländern auf Öl- und Gasheizung und zum Teil auch auf elektrischer Heizung beruhen soll. Die Wärmeversorgung in den Neuen Bundesländern ist genauso veraltet wie die Stromversorgung und beruht hauptsächlich auf Braunkohleverbrennung. Deshalb wird auch eine durchgreifende Umstellung der Wärmeversorgung innerhalb sehr weniger Jahre stattfinden.

Zu diesem Ausbau mit zentralen Braunkohlekraftwerken in der Lausitz selbst und mit Öl-, Gas- und elektrischer Heizung in der Region wollen wir hier verschiedene Alternativen darstellen. Sie berücksichtigen die Ausnutzung der Kraftwärmekopplung und damit die Möglichkeit, Elektrizität einzusparen, und beziehen die Windkraft mit ein.

7.1. Abgrenzung und Voraussetzungen

7.1.1. Abgrenzung

Geographisch: Das Versorgungsgebiet der Lausitz
Eine wesentliche Idee bei der Alternative ist, die Möglichkeiten der Brennstoff–einsparung bei gleichzeitiger Produktion von Elektrizität und Wärme auszunutzen. Deshalb wird vorgeschlagen, daß die Stromproduktion dezentralisiert und in Städten angesiedelt wird, die einen Wärmebedarf haben. Geschieht die Produkton auf der Grundlage von Braunkohle, gibt es eine Grenze für den Abstand zwischen diesen Städten und den Tagebauen. Deshalb hat man sich in der geographischen Abgrenzung auf Gebiete der Bundesländer Brandenburg und Sachsen beschränkt, die innerhalb eines Radius' von 150 km Entfernung zu den Tagebauen in der Lausitz liegen. Diese Abgrenzung geht aus der Karte in Figur 1 hervor. Aus ihr ist auch ersichtlich, daß auch Berlin innerhalb dieses Gebietes liegt. Deshalb hat man sich auch entschlossen, Ostberlin in das Gebiet mit einzubeziehen.

Die geographische Abgrenzung wird im folgenden „das Versorgungsgebiet der Lausitz" genannt und umfaßt die auf der Karte eingezeichneten Gebiete von Brandenburg und Sachsen sowie Ostberlin.

Zeit
Die Alternative wurde für das Jahr 2010 erstellt.

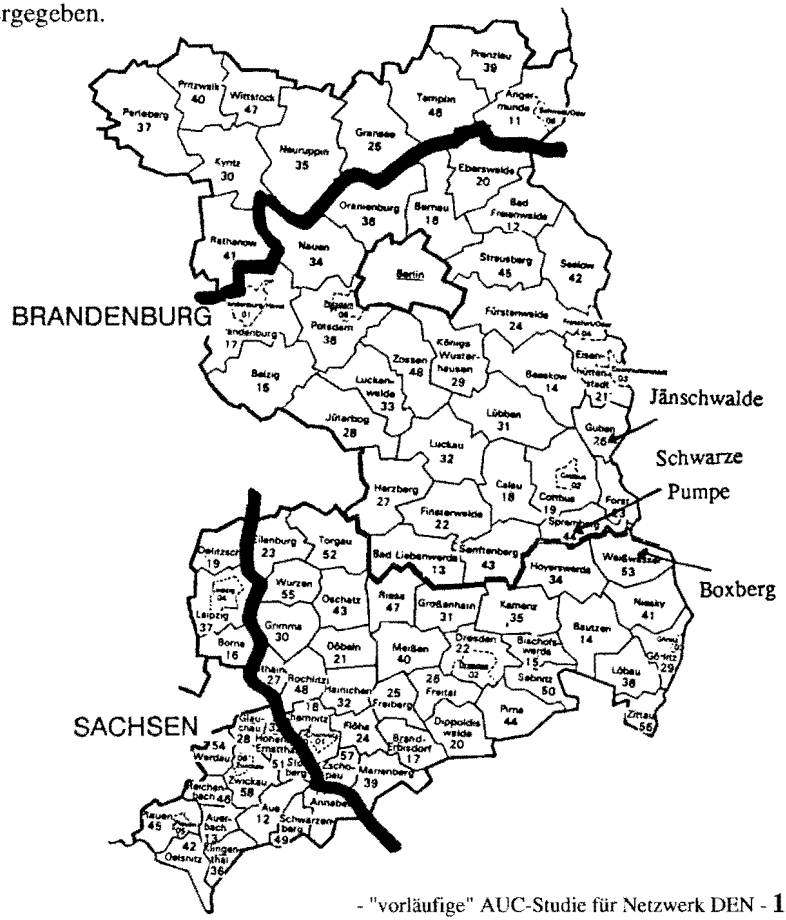
Energieversorgung: Strom und Wärme
Auch bei der Betrachtung der Energieversorgung wurden bestimmte Aspekte abgegrenzt, die in den Vergleich eingegangen sind. So wurde die Elektrizitätsproduktion von der Produktion der insgesamt 7.200 MW umfassenden Stromproduktion in der Lausitz abgegrenzt. Wie man später sehen wird, entspricht die Produktion der betreffenden Werke dem erwarteten Elektrizitätsbedarf im „Versorgungsgebiet der Lausitz". Die Wärmeversorgung wird abgegrenzt durch den Heizungsbedarf der Einzelhaushalte und Kleinverbraucher auf der einen und durch den Anteil an Energiebedarf der Betriebe auf der anderen Seite, der durch Fernwärme abgedeckt werden soll. Somit beschränkt sich der Vergleich darauf, den Prozeß- und Heizwärme–bedarf der Industrie sowie den gesamten Transportsektor einzubeziehen.

Die Abgrenzung geht aus Tabelle 7.1. hervor. Wie zu sehen ist, umfaßt sie 63% des gesamten Energiebedarfs.

Tabelle 7.1.

Die neuen Bundesländer im Jahr 2000	Brennstoff PJ/år	Brenstoff %
Strom	965	39
Heizung und Wasser	595	24
Prozess	410	16
Transport	470	19
Militär	50	2
Insgesamt	2490	100

Was die Wärmeproduktion betrifft, haben wir den „Energiereport 2010" der Prognos AG zum Ausgangspunkt genommen. Darin wird eine Prognose über die Wärmeversorgung in den Neuen Bundesländern bis zum Jahr 2010 aufgestellt. Die Art der Wärmeversorgung und der davon abgeleitete Brennstoffverbrauch werden in Tabelle 2 wiedergegeben.



Das Versorgungsgebiet der Lausitz umfaßt 39,5% der Bevölkerung der Neuen Bundesländer. Die erwartete Wärmeversorgung dieses Gebiets im Jahre 2010 beträgt daher 39,5% der Zahlen, die in Tabelle 7.2. wiedergegeben sind.

Tabelle 7.2

Wärmeversorgung Jahr 2010	Nutzenergiebedarf PJ/Jahr	Nutzungsgrad %	Brennstoffverb. PJ/Jahr
Individuell			
Gasheizanlage	150,5	80	188,1
Ölheizungskessel	131,8	80	164,8
Steink.heizanlage	22,6	65	34,7
Braunk.heizanlage	36,7	60	61,1
Übrige festen Br.	1,3	60	2,2
El-Wärme	33,1	39	(84,9)
Fernwärme			
Steinkohle			7,9
Braunkohle			46,2
Heizöl	130,5	90	18,1
Erdgas		(Inkl. HKW und	60,6
Anderes Gas		Netzverlust)	2,9
Übrige festen Br.			8,7
Insg. (inkl. elektr. Heizung.)	506,1		680,2
Insg. (exkl. elektr. Heizung)	473,0		595,3

Wie für die Wärmeversorgung, entwirft die Prognos AG auch ein Szenario für die Elektrizitätsversorgung der Neuen Bundesländer im Jahre 2010. Dies wird in Tabelle 7.3. wiedergegeben. Die gesamte Bruttoproduktion dieser Länder beträgt dieser Prognose zufolge 107,1 TWh/Jahr. Nach Abzug des Eigenverbrauchs der Werke und des Netzverlustes rechnet man mit einer Lieferung an Verbraucher in Höhe von 93 TWh/Jahr. Der Anteil des Versorgungsgebietes der Lausitz in Höhe von 39,5% beträgt somit 42,3% TWh/Jahr, was bedeutet, daß die Konzentration der Produktion von Elektrizität und Wärme an zwei Orten den gesamten Strombedarf des Gebietes abdeckt.

7.1.2. Die ökonomischen Voraussetzungen

Der ökonomische Vergleich wurde erstellt, indem die gesamten Kosten über eine Periode von 20 Jahren bei einer Verzinsung von 7% zusammengezählt wurden. In bezug auf den Brennstoffpreis wurde von den heutigen Brennstoffpreisen ohne Mehrwertsteuer und Abgaben ausgegangen, wie aus Tabelle 7.4. hervorgeht.

Tabelle 7.3

	El-Produktion		Nutzungsgrad	Br. Verbrauch
	TWh/Jahr	PJ/Jahr	%	PJ/Jahr
Wasserkraft	1,7	6,1	-	-
Steinkohle	24,8	89,3	40,0	223,2
Braunkohle	62,9	226,4	38,0	595,9
Erdgas	13,2	47,5	45,0	105,6
Öl	0,8	2,9	37,0	7,8
Andere Brennstoffe Brændsel	3,3	11,9	36,5	32,5
Windkraft	0,4	1,4	-	-
Insgesamt	107,1	385,5		965,0
Verlust (Leitung)	- 6,2			
Eigenverbr. (W)	- 7,9			

Nettolieferung	93,0			

Tabelle 7.4

Brennstoff	Brennstoffpreise DM pr. Tonnen SEK
Rohbraunkohle	90
Braunkohlestaub	140
Steinkohle	110
Öl	480
Erdgas	460
Biogas	650
Stroh/Holzschredder	200

Anmerkung:
Der Braunkohlepreis ist der augenblickliche Verkaufspreis bei der LAUBAG. Der Steinkohlepreis ist der Weltmarktpreis für Steinkohle plus Transportzulage für die Anlieferung zu einem Binnenstandort wie der Lausitz. Die Preise für Öl und Erdgas sind die jetzigen Verkaufspreise laut „Energiedepesche Nr. 1, 1991". Die Preise für Biogas und Stroh/ Holzschredder sind die jetzigen Preise in Dänemark bei Kauf von Stroh oder Holzabfall bzw. einer Biogasanlage.

Darüberhinaus wurde die Wirtschaftlichkeit für die Situation berechnet, in der die EG eine Energieabgabe für fossile Brennstoffe von 41 DM/t SKE und eine CO_2-Abgabe von 18 DM/t CO_2 einführt. Hieraus ergeben sich die Brennstoffpreise in Tabelle 7.5.

Tabelle 7.5

Brennstoff	Brennstoff-preise DM/t SKE	Energiesteuer DM/t SKE	CO_2-Abgabe DM/t SKE	Insgesamt DM/t SKE
Rohbraunkohle	90	41	61	192
Braunkohlestaub	140	41	58	239
Steinkohle	110	41	50	201
Öl	480	41	42	563
Erdgas	460	41	29	530
Biogas	650	0	0	650
Stroh/Holzsch-redder	200	0	0	200

Inbezug auf Anlagekosten und die übrigen Betriebs- und Wartungskosten wurde teils von den konkreten Preisen für Jänschwalde, Boxberg und Schwarze Pumpe ausgegangen und teils von den konkreten Kosten der dänischen Beispiele in Kapitel 6. Diese Preise wurden durch geschätzte Durchschnittspreise für die Installation von Ölheizungen, Zentralheizungsanlagen etc. ergänzt, wie aus der Tabelle 7.7. hervorgeht.

In drei Punkten muß die Unsicherheit bei diesen Preisen hervorgehoben werden. Erstens war es nicht möglich, Auskünfte über Betrieb und Wartung bei Braunkohlekraftwerken zu bekommen, wie auch die Langzeiterfahrung mit modernen Steinkohlekraftwerken spärlich ist. Deshalb wurden die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten für diese Kraftwerke auf 5% des Anlagepreises festgelegt. Für Jänschwalde wurden sie auf 9% des Modernisierungpreises festgelegt, was 5% eines Anlagepreises von dem entspricht, der für die Neuanlagen bei Boxberg und Jänschwalde gilt.

Zweitens sind die Preise für Gas-/Ölheizung, Gas-/Fernwärmenetz und die Hausanschlüsse weitgehend davon abhängig, inwieweit es sich um Villen/Einfamilienhäuser oder um Wohnblocks handelt. Die Wohnungspreise für den einen oder den anderen Wohntypus sind aufgrund dänischer Erfahrungen in Tabelle 7.6. geschätzt. Dies hat große Bedeutung für die Berechnung der gesamten Kosten, spielt aber für den Vergleich zwischen der Empfehlung und der Alternative keine große Rolle, insofern die Investitionen der Empfehlung sich hauptsächlich auf Öl-/Gasheizung beziehen, während die Alternative das Fernwärmenetz und die Hausanschlüsse prioritiert.

Tabelle 7.6.

DM/Wohnung	Villa/Einfamiliehaus	Wohnblocks	Mischung 50%/50%
ôlheizkessel	10.000	4.000	7.000
Gasheizkessel	7.000	3.000	5.000
Erdgasheiz	6.000	2.000	4.000
Fernwärmeheiz	8.000	3.000	5.500
Hausanschlüsse	4.000	2.000	3.000

Tabelle 7.7.

	Mess-einheiten	Baukosten DM/Einheit	Betrieb & Unterh. % des Baupreises DM/Jahr
Jänschwalde	3000 MW	6 Mia.	7
Boxberg/Schwarze Pumpe	3200 MW	8 Mia.	6
Ölheizkessel	Wohnung	9.000	5
Gasheizanlage	Wohnung	6.500	6
Erdgasnetz	Wohnung	5.000	1
Fernw.Netz	Wohnung	7.500	1
Festbr.heizanlage	Wohnung	15.000	5
Windkraftanlage	TWh/Jahr	1 Mia.	2
Elektr.-Einsparungen	TWh/Jahr	250 Mio.	0
Zentralheizungsanlage	Wohnung	8.000	0
Gasbeheizte HKW	MW	1,5 Mio.	2
Braunkohlsbeheixung BHKW	MW	2,5 Mio.	5

Endlich soll drittens der Investitionsumfang der Strom- und Wärmeeinsparungen als Schätzung betrachtet werden. Hinzukommt, daß die Alternativen vor allem von den dänischen Preisen ausgehen, während die Empfehlung in stärkerem Maße auf deutschen Preisen fußt.

Als Konsequenz dieser Unsicherheiten wurden drei Sensitivitätsberechnungen vorgenommen: eine, in der mit 100% Wohnblocks bzw. 100% Einfamilienhäusern gerechnet wurde; eine zweite, in der die Kosten für Stromeinsparungen und Wärmeisolierung verdoppelt wurden, und eine dritte, in der alle dänischen Preise um 10% erhöht wurden.

Unter diesen Voraussetzungen wird von den Anlagepreisen ausgegangen, die in Tabelle 7.8. zu finden sind.

7.1.3. Daten zur Beschäftigungssituation

Die Einschätzung der Erwerbstätigkeit muß als Überschlagsrechnung betrachtet werden, die angibt, um welche Größenordnung es sich bei den beiden Alternativen handelt. Die Zahlen beruhen auf einer umfassenden Bestandsaufnahme der Beschäftigungsrate in der dänischen Gesellschaft, die sich natürlich von der deutschen spürbar unterscheidet. Bevölkerungsmäßig entspricht die Lausitz sehr gut der Größe von Dänemark, was bedeutet, daß die Beschäftigungsrate, gemessen an einer Gesellschaft wie der dänischen, einen gewissen Fingerzeig hinsichtlich der Konsequenzen geben kann, die sich für ein Gebiet wie das der Lausitz ergeben, nicht zuletzt, wenn man dem dänischen Modell in bezug auf Organisation etc. folgt.

Die Zahlengrundlage geht aus *Tabelle 7.8.* hervor:

Anlage	Beschäftigungsrate Beschäftigte/Jahr/Mio.DM
Kohlekraftwerke	9
Öl/Gas-Heizekessel	11
Erdgasnetz/Fernw.-Netz	12
Hausanschlüsse/Zentralheizung	15
Festbr.heizanlage	14
Windkraftanlage	10
El-Einsparungen	9
Gasbeheizte HKW	11
Wärme-einsparung	15
El-Wärme	9
Wärmepumpeanlage	13
Drift und Wartung	12
Braunkohle	10
Steink./Öl/Erdgas	1
Stroh/Biomasse	14
Biogas/Sonne usw.	14

7.1.4. Wirkungsgrade

Der Wirkungsgrad individueller Heizungen und unterschiedlicher Kraftwärmeanlagen liegt den Berechnungen in den verschiedenen Szenarien zugrunde, die in Tabelle 7.9. errechnet sind.

Tabelle 7.9

	Elektrizitätsnutzungsgrad	Wärmenutzungsgrad
Öl/Holzheizung	—	80
Gas-BHKW	40	50
Steinkohle-BHKW	35	55
Biomasse-BHKW	30	60

7.2. Die Empfehlung*

7.2.1. Brennstoffverbrauch und CO_2-Emission

Der Brennstoffverbrauch in der Empfehlung* rührt einerseits aus den an zwei Orten konzentrierten Kraftwerken in der Lausitz von insgesamt 7.200 MW her und andererseits aus dem „Versorgungsgebiet der Lausitz". In Tabelle 7.10. wird der Brennstoffverbrauch für die Elektrizitätsproduktion gezeigt.

* Empfehlung bedeutet hier die jetzige EVU- und Regierungspolitik.

Tabelle 7.10

Name	Kapazität MW	Betriebs-dauer Stunden/Jahr	El-Wirkungs grad %	El-Produktion TWh/Jahr	Braunkohle-verbrauch PJ/Jahr
Modernisiert	4000	5400	31	21,6	250,8
Jänschwalde	6 x 500				
Boxberg	2 x 500				
Neue Werke	3200	6500	39	20,8	192,0
Boxberg	2 x 800				
Schwarze Pumpe	2 x 800				
Insgesamt	7200			42,4	442,8

Tabelle 7.11

Wärmeversorgung im Jahr 2010	Nutzenergiebedarf PJ/Jahr	Wirkungsgrad %	Brennstoffverbr. PJ/Jahr
Individuell			
Gasheizanlage	59,4	80	74,3
Ölheizkessel	52,1	80	65,1
Steink.heizanlage	8,9	65	13,7
Braunk.heizanlage	14,5	60	24,1
Übrige feste Br.	0,5	60	0,9
Elektr. Heizung (Kohle)	13,1	39	(33,5)
Fernwärme			
Steinkohle			3,1
Braunkohle			18,2
Heizöl	51,4	90	7,1
Erdgas		(inkl. HKW und	23,9
Anderes Gas		Netzverlust)	1,1
Übrige feste Br.			3,4
Insg. (inkl. Elektr. Heizung.)	199,9		268,4
Insg. (exkl. Elektr. Heizung)	186,8		234,9

Was die Wärmeproduktion betrifft, haben wir den „Energiereport 2010" der Prognos AG zum Ausgangspunkt genommen. Die Art der Wärmeversorgung und der davon abgeleitete Brennstoffverbrauch werden in Tabelle 7.12. wiedergegeben. Das Versorgungsgebiet der Lausitz umfaßt 39,5% der Bevölkerung der Neuen Bundesländer. Die erwartete Wärmeversorgung dieses Gebiets im Jahre 2010 beträgt daher 39,5% der Zahlen, die in Tabelle 7.12. wiedergegeben sind. Die erwartete Wärmeversorgung geht aus Tabelle 7.11. hervor.

Wie für die Wärmeversorgung, entwirft die Prognos AG auch ein Szenario für die Elektrizitätsversorgung der Neuen Bundesländer im Jahre 2010. Dies wird in Tabelle

7.13. wiedergegeben. Die gesamte Bruttoproduktion dieser Länder beträgt dieser Prognose zufolge 107,1 TWh/Jahr. Nach Abzug des Eigenverbrauchs der Werke und des Netzverlustes rechnet man mit einer Lieferung an Verbraucher in Höhe von 93 TWh/Jahr. Der Anteil des Versorgungsgebietes der Lausitz in Höhe von 39,5% beträgt somit 42,3% TWh/Jahr, was bedeutet, daß die Konzentration der Produktion von Elektrizität und Wärme an zwei Orten den gesamten Strombedarf des Gebietes abdeckt (s. auch Tabelle 7.10.). Der gesamte Brennstoffbedarf und die gesamte CO_2-Emission gemäß der Empfehlung* können der Tabelle 7.12. entnommen werden.

Tabelle 7.12

	Brennstoffverb. PJ/Jahr	CO_2-Faktor g/MJ	CO_2-Emission Mio. Tonnen/Jahr
Braunkohle	485,1	115	55,8
Steinkohle	16,8	95	1,6
Erdgas	99,3	55	5,5
Öl	72,2	80	5,8
Feste Br.	4,3	-	-
Insgesamt	677,7		68,7

7.2.2. Wirtschaftlicher Vergleich

Die Gesamtkosten der Empfehlung* werden in den Tabellen 7.13. und 7.14. dargestellt. Als Lebensdauer der Anlagen wurde mit 20 Betriebsjahren gerechnet.

Tabelle 7.13

Gegenwartswert über 20 Jahre mit dem Zins 7%	Anzahl Einheiten	Baukosten Mia. DM	Betrieb & Unterhaltung (7%, 20 Jahre) Mia. DM
Jänschwalde/Boxb	4000 MW	6,0	5,7
Boxberg/S.	3200 MW	9,0	4,8
Ölheizungskessel	770.000 Wohnungen	5,4	2,9
Neue Gasheizanlagen	870.000 Wohnungen	4,4	2,8
Exist. Gasheizanlagen	85.000 Wohnungen		0,3
Gasnetz	870.000 Wohnungen	3,5	0,2
Ex. Festb.-anlagen	410.000 Wohnungen		2,2
Elektr. Heizung	85.000 Wohnungen	0,3	0,0
Insgesamt		28,6	18,9

Tabelle 7.14

	Brennstoffverbrauch		Brennstoffpreis	Zeitwert
	PJ/Jahr	Mio.SKE/Jahr	DM/SKE	Mia.DM
Braunkohle	485,1	16,6	90	15,8
Steinkohle	16,8	0,6	110	0,7
Erdgas	99,3	3,4	460	16,6
Öl	72,2	2,5	480	12,7
Holz u.ä.	4,3	0,1	200	0,2
Insgesamt	677,2	23,2		46,0

Insgesamt betragen die Kosten für Anlage und Betrieb der Kraftwerke für Wärme- und Elektrizitätsversorgung im Sinne der Empfehlung - unter Voraussetzung einer 20-jährigen Betriebsdauer und bei einem Zinsfuß von 7% - **93,5 Mia. DM.**

7.2.3. Beschäftigungsrate

Die Beschäftigungsrate wird in Tabelle 7.15. berechnet.

Tabelle 7.15

	Beschäftigungsrate	Kosten	Beschäftigung
	Mannj./Mio.DM	Mia.DM	Mannjahre
Jänschwalde usw.	9	15,0	135.000
Öl/Gasheizungskessel	11	9,8	107.800
Gasnetz	12	3,5	42.000
Elektroheizung	9	0,3	2.700
Insgesamt		28,6	287.600
	Mio.DM/Jahr		Beschäftigte
Betrieb + Wartung	12	1.888	22.600
Braunkohle	10	1.494	14.900
Steinkohle/Gas/Öl	1	2.830	2.800
Festbrennstoffe	14	20	300
Insgesamt			40.600

Es wäre unmittelbar zu wünschen, die Beschäftigungsrate, die in Tabelle 7.14. dargestellt wird, in einer Zahl auszudrücken, um sie später mit der Beschäftigungsrate der Alternative vergleichen zu können. Das ist jedoch etwas schwierig, weil die Beschäftigung sehr unterschiedlich auf Anlage und Betrieb verteilt ist. Trotzdem wurde versucht, die Beschäftigungsrate als „laufende Beschäftigung" zusammen–

zufassen, indem die Beschäftigung bei der Anlage über die 20-Jahres-Periode hinweg verteilt wurde. Dadurch kann die gesamte Beschäftigungsrate mit etwa 55.000 Beschäftigten angegeben werden.

7.3. Die Alternative

7.3.1. Einsparungsmöglichkeiten in der Verbrauchsstruktur

Der Wärmebedarf in Tabelle 7.11. umfaßt sowohl den Bedarf von Haushalten als auch den von Dienstleistungsunternehmen und Industriebetrieben an Heizung und Warmwasser. Die Zahlen für das Jahr 2010 entsprechen, was die Haushalte betrifft, etwa 46 GJ/WE. Der jetzige Nettobedarf entspricht 58 GJ/WE. Insofern wurde mit einer gewissen Verbesserung des im Empfehlungsszenario dargestellten Wohnstandards gerechnet.

(Knoll, 1991) rechnet ebenfalls mit einem jetzigen Wärmebedarf von 58 GJ/WE. Laut (Knoll, 1991) kann man allein durch eine Reihe technischer Verbesserungen bei den Meß- und Regeleinrichtungen (Einbau von Thermostatventilen, Umstellung der Heizkörper von Reihen- auf Parallelschaltung, Installation von Brauchwasserspeichern etc.) die Wärmeleistung um 36% reduzieren, was einem Nettowärmebedarf von 37 GJ/WE entspricht. Verglichen mit den errechneten 46 GJ/WE gibt es also Reduktionsmöglichkeiten um weitere ca. 20%.

Hinzu kommen die umfassenden Möglichkeiten, Elektrizität einzusparen. So wurden in Dänemark mehrere Studien über Einsparungsmöglichkeiten von Elektrizität durchgeführt, die u.a. zeigen, daß der Elektrizitätsverbrauch der dänischen Industrie um knapp 40% reduziert werden kann durch Investitionen, die eine Rückbezahlungszeit von 10 Jahren und weniger haben.

Vor diesem Hintergrund rechnet die Alternative mit einer Reduktion des Gesamtwärmebedarfs von 20% und einer Reduktion des Elektrizitätsbedarfs von 15% im Vergleich zur Empfehlung.

Tabelle 7.16

	Genutzte Wärmeenergie PJ/Jahr	Strom Verbruach TWh/Jahr
Empfehlung	199,9	42,4
Wärmeeinsparungen(20%)	- 40,0	
Elektrizitätseinsparungen (15%)		- 5,8
Insgesamt	159,9	36,6

7.3.2. Verbesserungsmöglichkeiten der Versorgungsstruktur

Umstellung der elektrischen Heizungen
Alle elektrischen Heizungen werden auf Zentralheizung umgestellt, was als genutzte Wärmeenergie in der Tabelle erscheint. Hierdurch werden netto 3,6 TWh/Jahr eingespart. Bei einem Netzverlust von 10% ergibt das eine Einsparung von 4,0 TWh/Jahr.

Kraftwärmewerke (Blockheizkraftwerke/BHKW)
Die genutzte Wärmeenergie in Tabelle 7.15. in Höhe von 159,9 PJ/Jahr, die sowohl den Wärmebedarf der privaten Haushalte und Kleinverbraucher als auch den Teil des Energiebedarfs der Industrie umfaßt, der voraussichtlich als Fernwärme geliefert wird, wird in Tabelle 7.16. auf verschiedene Bevölkerungsdichten verteilt. Der Tabelle liegt ein Bevölkerungsspiegel sämtlicher Städte und Gemeinden zugrunde.

Tabelle 7.17

Städte	Anteil der Bevölkerung %	Anteil an Nutzenergie PJ/Jahr	Fernwärme-Anschluss %	Möglicher Fw.Verbr. PJ/Jahr	Fw. ab Werk (20% Netzverlust) PJ/Jahr
über 20.000	38	60,7	90	54,6	65,5
ü. 20.000 (75 km)	18	28,8	90	25,9	31,1
2.000-20.000	24	38,4	85	32,6	39,1
unter 2.000	14	22,4	80	17,9	21,5
Landgebiete	6	9,6	-	-	-
	100	159,9		131,0	157,2

Aus der Tabelle geht hervor, daß man bei einem 80-90%-igen Anschluß aller Stadtgebiete ans Fernwärmenetz von der gesamten genutzten Wärmeenergie in Höhe von 159,9 PJ/Jahr 157,9 PJ/Jahr durch Wärme aus Blockheizkraftwerken gewonnen kann. Das entspricht etwa 80% des Wärmemarktes. Tabelle 7.17. schlägt eine Wärmeversorgung vor, bei der das ganze Potential durch Wärme aus BHKW und der Rest durch individuelle Ölheizungen abgedeckt wird.

Vorausgesetzt wird, daß sich Kraftwärmeanlagen aus Kraftwärmeeinheiten, Wärmepumpen, Wärmelagern und Spitzenlastkesseln zusammensetzen. Ausgehend von einer Kurve der Fernwärmeversorgung in Dresden über die Nutzungsdauer verteilt sich die Produktion, wie in Figur 7.2. dargestellt und im folgenden erklärt:

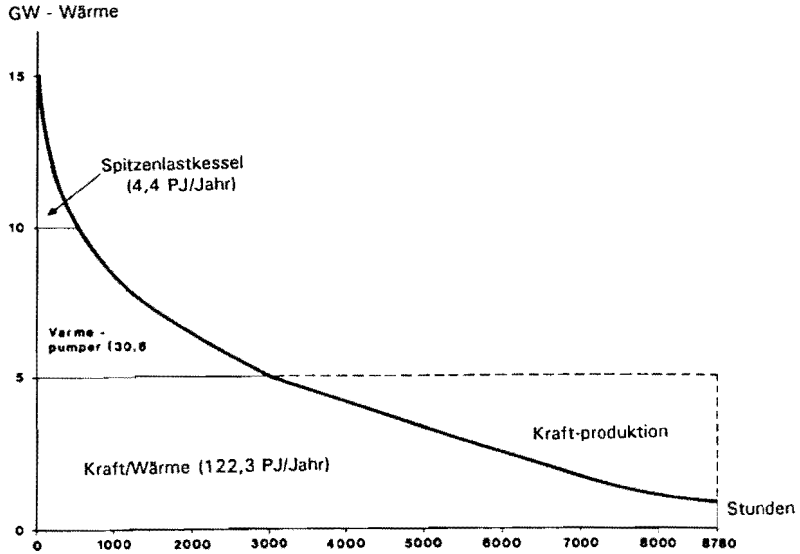
Die *Grundlastwärme* macht die Leistung aus, die unter einem Drittel der Spitzenlast liegt, was in Dresden ca. 78% der Produktion entspricht.

Das bedeutet eine Benutzungsdauer der Kraftwärmeeinheit von ca. 75% der Zeit. Um eine gleichmäßige Produktion das ganze Jahr hindurch zu erreichen, wird vorausgesetzt, daß die Elektrizität in der übrigen Zeit in Kondensationsbetrieb produziert wird (ca. 25%).

Die *Mittellastwärme* (die auch einem Drittel der Spitzenlast entspricht) deckt ca. 19% des Wärmebedarfs und wird durch Wärmepumpenanlagen in Verbindung mit den Kraftwärmeeinheiten produziert. Diese können deshalb Wärme mit relativ niedrigen Temperaturen liefern, und es wird vorausgesetzt, daß sie einen Leistungsfaktor von 2,5 haben.

Die *Spitzenlastwärme* deckt den Rest ab und wird als Ölkesselanlage unterstellt.

Figur 7.2.



Bei der in Figur 7.2. gezeigten Produktionsverteilung werden insgesamt 5.000 MW Wärmeleistung von den Kraftwärmeeinheiten verlangt, was eine notwendige Größe der naturgasbetriebenen Kraftwärmeeinheiten von 2.000 MW-Wärme und 1.600 MW-Elektrizität erfordert und bei Kohle-Kraftwärmewerken eine Größe von 3.000 MW-Wärme und 1.900 MW-Elektrizität. Diese Einheiten sollen jedoch auch als Reserve für die Windkraftleistung dienen, die eine Leistung von 600-700 MW Grundlast repräsentiert.

Daher beträgt die Investition in die notwendige Elektrizitätsleistung aufgerundet 2.000 MW erdgasbetriebene Kraftwärmeeinheit. Insgesamt entspricht dies einer Benutzungsdauer der Kraftwärmewerke von ca. 6.000 Stunden/Jahr.

Bei dieser Produktionsform handelt es sich um eine Wärme- und Elektrizitätsproduktion, wie sie in Tabelle 7.18. dargestellt wird. Die Verteilung zwischen Erdgas und Steinkohle kann verschoben werden. Hier ist sie so abgestimmt, daß der Erdgasverbrauch der gleiche ist wie in der Empfehlung*.

Tabelle 7.18

Last	Anlage	Brennstoff PJ/Jahr	Wärmeprod. PJ/Jahr	Stromprod. TWh/Jahr
Grundlast	HKW (Erd-	99,3	49,7	11,0
	gas)	132,0	72,6	12,8
	HKW (Kohl)			
Kond.betrieb		57,6		7,2
	KW (Kohle)			
Mittellast			30,6	- 3,4
	Varmep.			
Spitzenlast		4,9	4,4	
	Kedel (gas)			
		293,8	157,2	27,6

Der verbleibende Teil der Heizung für die Wohnungen, die nicht an Fernwärmesysteme angeschlossen werden können, in Höhe von 28,9 PJ/ Jahr, werden mit individuellen Kesselanlagen berechnet, mit einem Wirkungsgrad von 80%. Hierbei entsteht ein Brennstoffverbrauch von 36,1 PJ/Jahr.

Aus Tabelle 7.17. geht hervor, daß eine voll ausgebaute Kraftwärmeproduktion im ganzen Versorgungsgebiet der Lausitz eine jährliche Produktion von 27,6 TWh hat.

7.3.3. Regenerative Energie

Das Windkraftpotential, produziert von Windparks und einzelnen Windmühlen, wird allein in Brandenburg auf 3,6 TWh/Jahr geschätzt. Aufgrund dieser Zahl ist das Potential im ganzen Versorgungsgebiet auf ca. 10 TWh/Jahr einzuschätzen.

Hinzu kommt ein großes Heizpotential an Holz, Stroh und Biogas. Die Ressourcen dafür sind ausgerechnet wie in Tabelle 7.19. gezeigt:

Tabelle 7.19

Biomasse-Brennstoff	Brandenburg PJ/Jahr	"Lausitz's Versorgungs-gebiet" PJ/Jahr
Wind	23,8	35
Stroh	5,1	7
Holzabfälle, etz.	16,3	25
Biogas, Abfallversorgung, usw.	4,6	7
Insgesamt	49,8	80

In der Alternative wird damit gerechnet, daß man im Jahre 2010 das, was 50% dieser Ressourcen entspricht, auf folgende Weise einbeziehen kann: Die Windkraft produziert Elektrizität; das Stroh ersetzt die Braunkohle in der Kraftwärmeanlage; der Holzschredder ersetzt das Öl in kleineren Kesselanlagen; und das Biogas ersetzt das Erdgas in Kraftwärmeanlagen.

Darüberhinaus ist es natürlich möglich, die Sonnenenergie einzubeziehen. Diese Möglichkeit wird in erster Linie durch die Möglichkeiten begrenzt, die Sonnenenergie in die Wärmeversorgung einzupassen. In der Alternative wird mit dieser Möglichkeit gerechnet, so daß die Sonnenenergie den Warmwasserverbrauch in den Einzelhaushalten abdeckt, was einer Ersparnis des Brennstoffverbrauchs für Kesselanlagen in Höhe von 20% entspricht.

7.3.4. Brennstoffverbrauch und CO_2-Emission

Tabelle 7.20

	TWh/Jahr
Einsparung	40,0
El-Wärme transformationUmstellung der elektrischen Heizung	131,0
HKW und WärmePumpen	23,1
Wind	5,8
Insgesamt	199,9

Tabelle 7.22

	Brennstoffverb. PJ/Jahr	CO_2-faktor g/MJ	CO_2-Emission Mio. tons/Jahr
Steinkohle	189,6	95	18,0
Erdgas	99,3	55	5,5
Öl	14,3	80	1,1
Biomasse	16,0	-	-
Biogas	3,5	-	-
wind	18,0	-	-
Sonne	5,8	-	-
Insgesamt	346,5		24,6

7.3.5. Wirtschaftlicher Vergleich

In den Tabellen 7.22., 7.23 und 7.24. sind die Kosten für die Tabellen 7.20. und 7.21. für die Alternative errechnet.

Insgesamt betrachtet, entsprechen die Gesamtkosten für Anlage und Betrieb der Alternative, über 20 Jahre und mit einem Zinsfuß von 7%, einem jetzigen Wert von 86,0 Mia. DM, d.h., sie ist 8% billiger als die Empfehlung.

7.3.6. Beschäftigungsrate

Die Beschäftigungsrate wurde in Tabelle 7.24. berechnet.
Tabelle 7.25

	Beschäftigungsrate pro Beschäftigem/Mio. DM	Kosten	Beschäftigung
		Mia. DM	Mandår
gasgeheitzes KWH	11	3,0	33.000
steinkohle KWH	9	5,8	52.200
Wärmepumpe	13	2,5	32.500
Ölbeheizt	11	3,0	33.000
Fernwärmenetz	12	8,9	106.800
Windkraft	10	6,0	60.000
Zentralheizungsanl.	15	5,7	85.500
Elektr. Einsparung	9	2,3	20.700
Wärmeeinsparung	15	10,0	150.000
Insgesamt			573.700
		Mio. DM/år	Mand
Betrieb und Wartung	12	840	10.080
Steinkohle/gas/öl	1	2519	2.519
Biogas	14	195	2.730
Biomasse	14	100	1.400
Insgesamt			16.729

Auf die gleiche Weise wie bei der Empfehlung können die Zahlen der Tabelle 7.24. als „laufende Beschäftigung" von ca. 46.000 Erwerbstätigen errechnet werden, was markant niedriger ist als bei der Empfehlung*.

7.4. Sensitivitätseinschätzungen

Das Hauptresultat der ökonomischen Einschätzung der Empfehlung* und der Alternative ist in Tabelle 7.26. wiedergegeben.

Tabelle 7.26

Mia. DM	Empfehlung	Alternative
Anlageinvestitionen	28,6	47,2
Betrieb und Wartung	18,9	8,9
Brennstoffausgaben	46,0	29,9
---	---	---
Insgesamt	93,5	86,0

Aus der Tabelle ist ersichtlich, daß die Empfehlung* die höchsten Betriebs- und Wartungskosten verlangt und bei weitem die höchsten Kosten für Brennstoff. Alles in allem ist die Alternative billiger (ca. 8%) als die Empfehlung*. Wie im letzten Abschnitt dargestellt, wird dieser Unterschied deutlich vergrößert, wenn der EG-Vorschlag zur Energie- und CO_2-Abgabe durchgeführt wird. Unter solchen Preisvoraussetzungen kostet die Empfehlung* insgesamt 116,8 Mia. DM. In diesem Fall ist die Alternative 20% billiger.

Die Alternative hat darüberhinaus eine Reihe von klaren Vorteilen im Verhältnis zur Empfehlung*, die in der Einschätzung nicht berücksichtigt wurden. Wo die Empfehlung* nach 20 Jahren mit einem verschlissenen Jänschwalde dasteht, steht die Alternative mit einem gut ausgebauten Fernwärmesystem und einer gut isolierten Häusermenge da, die noch viele weitere Jahre halten können.

Die wichtigsten Punkte in der Erklärung, warum die Alternative einen besseren Kapitalapparat als die Empfehlung* aufbauen kann und dabei gleichzeitig in einer Gesamtbeurteilung mit den niedrigsten Kosten auskommt, sind folgende:

1. Die Wirtschaftlichkeit, Braunkohle in sowohl renovierten wie neugebauten Kraftwerken zu verbrennen, ist aufgrund der hohen Anlagekosten und der niedrigen Wirkungsgrade schlecht.
2. Die frühere DDR ist in einer Lage, in der sowohl auf dem Elektrizitäts- wie auf dem Wärmegebiet in eine umfassende Umstellung investiert werden muß. Die Extrakosten der Alternative für Blockheizkraftwerke entsprechen den anderen Anlagekosten der Empfehlung auf beiden Gebieten.
3. Die Empfehlung baut auf der Wärmeseite einen großen und teuren Ölverbrauch auf, den die Alternative aufgrund der BHKW vermeidet.
4. Die Alternative führt eine Reihe von Einsparungen durch, was in sich billiger ist, als Produktionsanlagen zu bauen und zu betreiben.

Wie in der Einleitung zu diesem Kapitel erwähnt, gibt es jedoch eine Reihe von Unsicherheiten, die in die Voraussetzungen eingebaut sind, die hinter den ökonomischen Einschätzungen liegen. Deshalb werden im folgenden einige Sensititvitätsberechnungen durchgeführt.

7.4.1. Brennstoffpreise

Wie in der Einleitung erwähnt, wurde von den jetzigen Brennstoffpreisen ohne irgendeine Form von Umweltabgaben ausgegangen. Innerhalb einer 20-jährigen Periode muß davon ausgegangen werden, daß die Preise, speziell die für die fossilen Brennstoffe, steigen. Deshalb sind alle Berechnungen auch für Brennstoffpreise durchgeführt worden, die dem EG-Vorschlag nach Einführung einer Energie- und Umweltabgabe entsprechen. Der daraus resultierende durchschnittliche Brennstoffpreis in dieser Periode wird voraussichtlich zwischen diesen Preisen liegen.

7.4.2. Wohnstruktur

Wie in der Einleitung erwähnt, sind die Investitionen in Ölheizung, Fernwärme etc. abhängig von der Wohnstruktur. In der Einschätzung wurde eine Mischung zwischen Einfamilienhäusern und Wohnblocks im Verhältnis 50%/50% vorausgesetzt. In Tabelle 7.27. sind die entsprechenden Resultate für 100% Einzelhaushalte bzw. 100% Wohnblocks berechnet. Wie zu sehen, ändert dies die absolute Größe der Kosten sowohl in der Empfehlung* wie in der Alternative beträchtlich, aber das Verhältnis der beiden zueinander ändert sich nicht nennenswert. Das kommt daher, daß die Änderungen hinsichtlich Öl-/Gasheizung und Gasnetz in der Empfehlung* im großen und ganzen den Änderungen im Fernwärmenetz u.a. in der Alternative entsprechen. Der Vergleich ist daher als besonders robust dieser Unsicherheit gegenüber einzuschätzen.

Tabelle 7.27

	Jetzige Brennstoffpreise		Incl. Umweltabgaben	
	Empfehlung*	Alternative	Empfehlung*	Alternative
Einfamilienhäuser				
Anlage	34,5	53,4	34,5	53,4
Betrieb & Wartung	21,4	9,6	21,4	9,6
Brennstoff	46,0	29,4	69,3	39,1
Insgesamt	101,9	92,9	125,2	97,1
Wohnblocks				
Anlage	22,7	41,0	22,7	41,0
Betrieb & Wartung	16,4	8,2	16,4	8,2
Brennstoff	46,0	29,4	69,3	39,1
Insgesamt	85,1	79,1	108,4	88,3

Tabelle 7.22

	Strom Produktion TWh/Jahr
Einsparung	5,8
El-Wärme transformation	4,0
HKW und WärmePumpen	27,6
Windkraft	5,0
Insgesamt	42,4

Tabelle 7.23

Jetziger Wert über 20 Jahre Zinsfuss 7%	Anzahl von Einheiten	Baukosten Mia. DM	Betrieb&Unterh. (7%, 20 Jahre) Mia. DM
gasbeheiztes HKW	2000 MW	3,0	0,9
steinkohlebeh. HKW	2500 MW	5,8	3,1
Wärmepumpe	5000 MW	2,5	0,5
Öl-/Biogas-beheizt	350.000 Wohnungen	3,0	1,6
Fernwärmenetz	1.625.000 Wohnungen	8,9	0,5
Windkraft	1.625.000 Wohnungen	4,9	0,5
Zentralheiz.anl.	5 TWh/Jahr	6,0	1,6
Elektr. Einsparung	100.000 Wohnungen	0,8	0,0
Wärmeeinsparung	5,8 TWh/Jahr	2,3	0,1
	40 TJ/Jahr	10,0	0,1
Insgesamt		47,2	8,9

Tabelle 7.24

	Brennstoff-verbrauch PJ/Jahr	Brennstoff-Verbrauch Mio SKE/Jahr	Brennstoff-preis DM/SKE	Gegenwärtiger Wert Mia.DM
Steinkohle	189,6	6,5	110	7,6
Erdgas	99,3	3,4	460	16,6
Öl	14,3	0,5	480	2,5
Biog./Sonne	9,3	0,3	650	2,1
Biomasse	16,0	0,5	200	1,1
Insgesamt	327,9	11,2		29,9

7.4.3. Kostenrechnung

Tabelle 7.28. zeigt einen Vergleich, in dem die Preise für die Anlageninvestitionen in der Alternative angehoben wurden, so daß das ökonomische Ergebnis identisch ist mit dem in der Empfehlung*. Man sieht, daß die Anlagepreise der Alternative um 7,5 Mia. DM erhöht werden können, was entweder einer generellen Erhöhung um 16% oder einer Erhöhung der Investitionen in Strom- und Wärmeeinsparungen entspricht. Wie man aus der Tabelle ersehen kann, wäre die Alternative selbst dann immer noch deutlich wirtschaftlicher, wenn die EG-Abgaben durchgeführt würden. Auf diesem Hintergrund wird der Vergleich ebenfalls als robust gegenüber den Unsicherheiten eingeschätzt, die in der Kostenrechnung der Strom- und Wärmeeinsparungen sowie in der Unsicherheit bezüglich der Vergleichbarkeit deutscher und dänischer Preise liegen.

Tabelle 7.28.

	Jetzige Brennstoffpreise		Incl. Umweltabgaben	
	Empfehlung	Alternative	Empfehlung	Alternative
16% auf die Alternative				
Anlage	28,6	54,7	28,6	54,7
Betrieb und	18,9	8,9	18,9	8,9
Brennstoff	46,0	29,9	69,3	39,1
Insgesamt	93,5	93,5	116,8	102,7

7.4.4. Alternativ-Zusammensetzungen

Wie oben gezeigt, ist die Alternative billiger als die Empfehlung*. Dafür hat die Empfehlung* zwei andere unmittelbare Vorteile. Der eine ist, daß die Empfehlung* die Beschäftigungsrate erhöht, der andere, daß sie statt der importierten Steinkohle der Alternative einheimische Braunkohle nutzt. Diese beiden Nachteile hängen eng mit der Zusammensetzung der Alternative zusammen. Deshalb werden hier zwei andere Möglichkeiten beurteilt, in denen in der Alternative auf andere Zusammensetzungen des Brennstoffes gesetzt wird.

Ganz unmittelbar kann der Steinkohleverbrauch der Alternative durch Braunkohle ersetzt werden, wenn diese zu Braunkohlestaub aufbereitet wird. Dies bringt folgende Änderungen mit sich:

1. Der Steinkohleverbrauch wird durch einen um 10% höheren Braunkohleverbrauch ersetzt, wobei auf den Energieverbrauch bei der Aufbereitung Rücksicht zu nehmen ist (s. Kapitel 4);
2. Die CO_2-Emission erhöht sich, der Verbrennung von Braunkohle statt Steinkohle entsprechend, von 24,6 auf 28,4 Mio. t/Jahr;
3. Der Preis erhöht sich, dem Verkaufspreis für Braunkohlestaub entsprechend, auf 140 DM/SKE gegenüber 110 DM/SKE. Hiermit erhöhen sich auch die Gesamtkosten von 86 auf 88 Mia. DM;
4. Die Beschäftigungsrate wird korrigiert, womit die Beschäftigungsrate der Alternative ca. 54.000 Beschäftigte beträgt, was der der Empfehlung* von ca. 55.000 Beschäftigten entspricht.

Diese „Braunkohleausgabe" der Alternative erreicht also die gleiche Beschäftigungsrate wie die Empfehlung*, hat aber noch weitere Vorteile: Die CO_2-Emission ist mehr als

halbiert, die Kosten sind weiterhin niedriger und es entsteht keine so große Abhängigkeit vom Öl. Dafür hat die Neuausgabe der Alternative teilweise die Nachteile der Empfehlung* hinsichtlich all der vielen Umwelteinflüsse durch den Braunkohleabbau erhalten in Form von Dörfern, die entfernt werden müssen, und Grundwasser, das vernichtet wird usw.

Um die Möglichkeit zu illustrieren, Arbeitsplätze ohne den Verbrauch von Braunkohle zu schaffen, wurde schließlich eine Ausgabe der Alternative durchgerechnet, bei der auf Erdgas und Biomasseressourcen wie Stroh und Holz gesetzt wird. Diese Ausgabe setzt voraus, daß die nötigen Biomasseressourcen an Stroh und Holz vorhanden sind. Es ist jedoch nicht möglich gewesen, dies im Rahmen dieses Projekts gründlich zu untersuchen.

Für mit Biomasse betriebene Kraftwärmewerke wird ein niedrigerer Wirkungsgrad als für die mit Kohle betriebenen vorausgesetzt. Dafür ist er bei den mit Erdgas betriebenen etwas höher. Das bedeutet, daß man eine Mischung zwischen zusätzlichem Erdgas und Biomasserohstoffen finden kann, bei der der gleiche Umsatz wie in der Grundalternative erreicht werden kann, was die Berechnungen erleichtert hat. Folgende Änderungen wurden vorgenommen:

1. Der Steinkohleverbrauch von 189,6 PJ/Jahr wird teils durch einen zusätzlichen Verbrauch von Erdgas in Höhe von 109,9 PJ/Jahr, teils durch einen zusätzlichen Verbrauch von Biomasse in Höhe von 82,8 PJ/Jahr ersetzt;
2. Hierdurch wird die CO_2-Emission von 24,6 auf 12,7 Mio. t/Jahr reduziert;
3. Die Gesamtkosten steigen jedoch von 86 auf 104,3 Mia. DM;
4. Die Beschäftigungsrate beträgt ca. 53.000 Beschäftigte, wie der der Empfehlung* von ca. 55.000 Beschäftigten entsprechend.

Mit dieser Erdgas/Biomasse-Ausgabe der Alternative erreicht man so die gleiche Beschäftigungsrate ohne Braunkohlefolgeschäden. Dafür sind die Gesamtkosten wesentlich höher als die der Empfehlung* (ca. 10%). Wird der EG-Vorschlag zur Energie- und Umweltabgabe durchgeführt, wird diese Alternative jedoch billiger als die Empfehlung*, nämlich 110,1 Mia. DM gegenüber den 116,8 Mia. DM der Empfehlung (was einer ca. 5%-igen Verbilligung entspricht).

7.5. Schlußfolgerung

Ausgangspunkt waren hier die Pläne zur Modernisierung und zum Ausbau der bestehenden braunkohlebetriebenen Elektrizitätsproduktion in Gebieten der Neuen Bundesländer, wie sie in den Ausbauprojekten von Jänschwalde, Boxberg und Schwarze Pumpe zum Ausdruck kommen. Dies Pläne repräsentieren eine Zentralisierung der Stromversorgung, die gleichzeitig einen Ausbau der Wärmeversorgung mit sich bringt, bei der es nicht möglich ist, aus dem Vorteil der Kraftwärmekopplung

Nutzen zu ziehen. Ausgehend von den Anlagepreisen für die konkreten Kraftwerks–projekte sowie einer Beschreibung des auf der Wärmeseite geplanten Ausbaus, wie sie in „Prognos" beschrieben wird, betragen die gesamten Ausgaben über eine Periode von 20 Jahren und in einem Kapitalwert mit 7% Verzinsung ausgedrückt 93,5 Mia. DM. Die gesamte Beschäftigungsrate wurde auf 55.000 Beschäftigte geschätzt.

Als Alternative hierzu wurde ein Ausbau beschrieben, der auf eine Kombination von Verbrauchseinsparungen, gleichzeitiger Kraftwärmeproduktion (Blockheizkraftwerke) und das Einbeziehen regenerativer Energie setzt. Diese Alternative wurde in drei Ausgaben durchgerechnet: Eine, in der auf Steinkohle gesetzt wird, eine mit Braunkohle und eine mit Erdgas und Biobrennstoffen. Die Hauptzahlen für sowohl die Empfehlung* wie für die drei Alternativen wird in Tabelle 7.28. wiedergegeben. Die Zahlen zeigen folgendes:

Elektrizität und Wärme
Sowohl die Empfehlung* wie die drei Ausgaben der Alternative produzieren bzw. sparen alle genau die gleichen Mengen an Elektrizität und Wärme.

Brennstoff
Die Alternativen halbieren im großen und ganzen den Brennstoffverbrauch im Verhältnis zur Empfehlung*. Die Ursache liegt in drei Aspekten: 1) Verbrauchs–einsparung, 2) Kraftwärmekopplung, 3) Umstellung der elektrischen Heizung.

CO_2-Emission
Die CO_2-Emission wird auf 20-40% der Empfehlung* vermindert. Dies verdankt sich teils dem geringeren Brennstoffverbrauch und teils dem höheren Verbrauch an regenerativer Energie.

Wirtschaftlichkeit
Bei den jetzigen Brennstoffpreisen bewegt sich die Alternative von einer Verbilligung um 8% (Kohle) bis zu 12% (Erdgas/Stroh) gegenüber der Empfehlung*. Daß die Alter–native mit ihren großen Investitionen in das Fernwärmenetz und in Blockheizkraftwerke (Kraftwärmeanlagen) nicht teurer ist, verdankt sich dem Umstand, daß auch die Empfehlung* in große Umstellungen auf der Elektrizitäts- wie auf der Wärmeseite investiert. Die Kostenschätzung beruht auf Annahmen über die Wohnstruktur und auf einer Berechnung der Kosten, die, besonders was die Strom- und Wärmeeinsparungen betrifft, mit Unsicherheiten behaftet sind. Die Sensititvitätsberechnungen zeigen jedoch, daß der Vergleich gegenüber Änderungen in diesen Parametern robust ist.

Wenn man die EG Energie- und Umweltabgaben - wie vorgeschlagen - durchführt, ist die Alternative zwischen 5% (Erdgas/Stroh) und 20% (Kohle) billiger. Die Alternative ist natürlich aufgrund des niedrigeren Energieverbrauchs und der geringeren CO_2-Emission solchen Abgaben gegenüber sehr viel weniger empfindlich als die Empfehlung*.

Beschäftigung
Die Beschäftigungsrate wurde zusammengefaßt zu einem Durchschnitt von 55.000 Beschäftigten bei der Empfehlung*. Bei der billigsten Ausgabe der Alternative ist die Beschäftigungsrate wesentlich geringer, nämlich bloß 46.000 Beschäftigte. Das kommt daher, daß weniger Geld verbraucht wird, und teils, weil Steinkohle importiert wird, statt einheimische Brennstoffe zu nutzen. In der teureren Ausgabe der Alternative mit Braunkohle und Erdgas/Stroh ist die Beschäftigungsrate genauso hoch wie in der Empfehlung*.

Versorgungssicherheit
Die Empfehlung* baut eine Abhängigkeit von Öl in Höhe von 72 PJ/Jahr auf gegenüber dem Verbrauch der Alternative von nur 14 PJ/Jahr. Dies kommt daher, daß die zentralisierte Stromversorgung eine Nutzung der Kraftwärmekopplung unmöglich macht, die dann anstelle des Geplanten durch Ölverbrennung kompensiert wird.

Hinzu kommt, daß die Empfehlung* von der einheimischen Braunkohle in Höhe von 485 PJ/Jahr zehrt, gegenüber der Alternative, die entweder keinen Gebrauch von diesen Vorräten macht oder den Verbrauch auf 209 PJ/Jahr reduziert. Die Steinkohlealternative baut demgegenüber eine Abhängigkeit von Steinkohle in Höhe von 190 PJ/Jahr auf. Diese kann jedoch unmittelbar durch zu Braunkohlestaub aufbereitete Braunkohle ersetzt werden. Sowohl die Steinkohle wie die Braunkohleausgabe der Alternative sind also, was die Versorgungssicherheit betrifft, deutlich besser als die Empfehlung*.

Die Erdgas/Stroh-Alternative baut jedoch eine Abhängigkeit von Erdgas in Höhe von 209 PJ/Jahr auf, wo die Empfehlung* und die anderen beiden Ausgaben der Alternative nur 99 PJ/Jahr verbrauchen. Dies muß jedoch nicht der Fall sein. Der Erdgasverbrauch kann auf Kohle umgestellt werden oder weiter auf den Verbrauch von Biomasse setzen.

Literatur

1. (Knoll, 1991): „CO_2-Reduktion und Arbeitsplatzeffekte durch eine rationelle Energiestruktur im Land Brandenburg. Michael Knoll u.a., Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, Dezember 1991.
2. (Prognos, 1992): „ENERGIEREPORT 2010, Die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland", Prognos AG, Stuttgart 1992.
3. (Statistisches Bundesamt 1991): „Amtliche Schlüsselnummern und Bevölkerungsdaten der Gemeinden und Verwaltungsbezirke in der Bundesrepublik Deutschland", Stuttgart 1991.
4. (Schiffer, 1992): „Der Richtlinienvorschlag der EG - Kommission zur Einführung einer CO_2-Energiesteuer", Hans Wilhelm Schiffer, Braunkohle Nr. 11, 1992.

* Empfehlung bedeutet hier die jetzige EVU- und Regierungspolitik.

Tabelle 7.29 "Empfehlung" bedeutet hier die jetzige EVU- und Regierungspolitik

Hauptzahlen	Empfeh-lung	Alternative		
	Braun-kohle/Öl	Stein-kohle	Braun-kohle	Stroh/ Holz Erdgas
Elektrizität(TWh/Jahr)				
Stromeinsparungen	-	5,8	5,8	5,8
Geringere el. Wärme	-	4,0	4,0	4,0
Elektr.-Produktion	42,4	32,6	32,6	32,6
Insgesamt	42,4	42,4	42,4	42,4
Wärme (TJ/Jahr)				
Wärmeeinsparungen	-	40,0	40,0	40,0
Wärmeproduktion	199,9	159,9	159,9	159,9
Insgesamt	199,9	199,9	199,9	199,9
Brennstoff (TJ/Jahr)				
Braunkohle	485,1	-	208,6	-
Steinkohle	16,8	189,6	-	-
Erdgas	99,3	99,3	99,3	209,2
Öl	72,2	14,3	14,3	14,3
Biomasse	4,3	19,5	19,5	102,3
Sonne/Wind	-	23,8	23,8	23,8
Insgesamt	677,7	346,5	365,5	349,6
Umwelt (Mio.t/Jahr)				
CO_2-Emisson	68,7	24,6	28,4	12,7
Ökonomie (Mia. DM)				
Anlage	28,6	47,2	47,2	48,2
Betrieb und Wartung	18,9	8,9	8,9	9,3
Brennstoff	46,0	29,9	31,9	46,8
Insgesamt	93,5	86,0	88,0	104,3
Ökonomie (Mia. DM)				
Inkl. EG-abgabe	116,8	95,2	97,8	110,1
Beschäftigungszahl				
Anlage (1/20)	14.000	29.000	29.000	29.000
Betrieb und Wartung	23.000	10.000	10.000	11.000
Brennstoff	18.000	7.000	15.000	13.000
Insgesamt	55.000	46.000	54.000	53.000