Kapitel 3

Die existierenden Ausbaupläne

Der Stromvertrag legt die Rahmenbedingung für einen Ausbau des ostdeutschen Elektrizitätssystems fest. Die VEAG ist schon dabei, diese Rahmen durch die Renovierung und den Bau von Braunkohlewerken auszufüllen, u.a. in der Lausitz. In diesem Kapitel beschreiben wir den Ausbau, dem die VEAG entgegensieht.

Der Elektrizitätsausbau ist jedoch nur eine Seite des Energiesystems. Deshalb ist es genauso wichtig, den Wärmeausbau zu untersuchen, um festzustellen, wieweit das eine System auf Kosten des anderen teiloptimiert wird. Endlich ist es wichtig zu untersuchen, mit welchem Gesamtenergiesystem die Lausitzverbunden wird - physisch und ökonomisch. Wie groß ist der Gesamtbedarf für den Ausbau im gesamten deutschen System? Wird die Kraftwärmkopplung voll genutzt?

3.1. Der Ausbau der Elektrizitätsversorgung

In der Lausitz sind Investitionen in Kraftwerkskapazitäten auf der Grundlage von Braunkohle begonnen und geplant worden; teils in Form von Neubauten, teils in Form von Renovierungen existierender Werke:

Renovierung: Jänschwalde und Boxberg

In der Lausitz rüstet die VEAG die Kraftwerke Jänschwalde (6 x 500 MW) und Boxberg (2 x 500 MW) mit Rauchgasreinigungsanlagen aus, so daß sie die westdeutschen Emissionsanforderungen erfüllen können, die ab 1996 auch in Ostdeutschland gelten werden. Die gesamte renovierte Kapazität wird 4.000 MW betragen und eine Lebensdauer bis etwa zum Jahr 2017 haben. Der Preis für die Rauchgasreinigungsanlage wird 750 Mio. DM pro 500 MW-Block betragen - insgesamt 6 Mia. DM.

Neubau: Boxberg und Schwarze Pumpe

Der jetzige Block des Werkes Boxberg - insgesamt 2.520 MW - wird außer Betrieb genommen. Als Ersatz für die alten Blöcke sollen 2 x 800 MW im Werk Boxberg erstellt werden. Der Preis für diese beiden Blöcke wird 4,5 Mia. DM betragen. Darüberhinaus soll das jetzige Kraftwerk *Schwarze Pumpe* durch ein neues von 2 x 800 MW ersetzt werden - Preis: ca. 4,5 Mia. DM. Die Gesamtinvestitionen in Kraftwerksleistungen auf Braunkohlebasis gehen aus der Tabelle 3.1. hervor:

Von der gesamten Braunkohleleistung von 7.200 MW Elektrizität in Tabelle 3.1. wird die Kraftwärmemöglichkeit von ca. 6.900 MW nicht ausgenutzt. Wie aus dem folgenden Abschnitt hervorgeht, liegt das nicht daran, daß die Möglichkeiten zur Nutzung des Kraftwärmevorteils erschöpft wären.

Tabelle 3.1: Investitionen in Braunkohlewerke in der Lausitz

Standort	Elektrischer Wirkungsgrad	Leistung	In Betrieb	Preis in Mia. DM.
Jänschwalde ⁽¹⁾ (Renovierung)	max.31%	6 x 500 MW	1995-2017	4.5
Boxberg (Renovierung)	max.31%	2 x 500 MW	1995-2017	1.5
Boxberg ⁽²⁾ (neues Werk)	max.39%	2 x 800 MW	1996-2026	4.5
Schwarze Pumpe ⁽¹⁾ (neues Werk)	max.39%	2 x 800 MW	1997-2017	4.5
Insgesamt		7200 MW		15

Anmerkungen:

- (1) 200 MW thermische Leistung, entspricht dem, daß gut 4% des Kraftwerks als Kraftwärmewerk bezeichnet werden können.
- (2) 150 MW thermische Leistung, entspricht dem, daß gut 6% der Kapazität Elektrizität auf Kraftwärmewerkbasis genannt werden kann. Wir können daher das Werk als reines Elektrizitätswerk mit 1.500 MW Leistung betrachten, wo das Kühlwasser nicht ausgenutzt wird und ein Kraftwärmewerk von 100 MW, wo das Kühlwasser genutzt wird.
- (3) 160 MW thermische Leistung. Kommentare wie unter (2), nur können hier ca. 7% des Werkes als Kraftwärmewerk bezeichnet werden. Des weiteren wird das Kühlwasser bei der Herstellung von veredelten Produkten zur Trocknung genutzt. Die Größe dieser Wärmeentnahme wird vom Absatz veredelter Braunkohleprodukte abhängen, nachdem das Werk in Betrieb genommen worden ist.

3.1.1. Der Kraftwerksausbau in den Neuen Bundesländern

Die existierenden Ausbaupläne für die Elektrizitätsversorgung in den neuen Bundesländern gehen aus Tabelle 3.2. hervor. Die Daten stammen hauptsächlich aus einer Übersicht über Neubauten/Renovierungen, die von Lutz Mez von der Freien Universität Berlin zusammengestellt wurden. Darüberhinaus sind Daten von der

VEAG Berlin eingeholt worden. Sie haben eine Liste über die geplanten Neubauten von insgesamt 8.160 MW geschickt (Inbetriebnahme bis 2005) und teilen weiter mit, daß auf der Grundlage von Kraftwärme produzierte Elektrizität ca. 1 TWh ausmacht, was etwa 2% der gesamten Produktion von 1992 entspricht.

Ausgehend von *Tabelle 3.2*. kann die Gesamtleistung für geplante und begonnene Werke in den neuen Bundesländern (NBL) wie folgt berechnet werden:

Standort	Туре	Br-stoff.	Leistung	Inbetrieb	Preis inDM	Bemerkg.
Berlin	HKW	Rbk				außerhalb
Berlin-M.	BHKW	Erdgas	420 kW _{at}	1992	1,3 Mio.	
Berlin-M.	GuD	Erdgas	300 MW	1996		HKW
Boxberg		Rbk	2x800MW	1996	4,5 Mia.	ABB ⁷ + ⁴
Dresden	GuD	Erdgas	260 MW _{e1}	1994	480 Mio.	HKW
Eberswalde	EWerk			1994	56 Mio.	Stadtwerke
Forst	HKW	Erdgas el.				
Forst	BHKW	Brkohle				ESSAG
Frankf./O	HKW			1994	100 Mio.	
GoldisthaI4	Speicher	Wasser	1.06MW	97/98	Į	VEAG
Jänschwalde		Rbk.	100 MW _{th}			FWärme ⁶
Greifswald4	GuD	Erdgas	300 MW	1997		VEAG +
Kirchmöser	GuD	Erdgas				VKR
b.Potsdam	EWerk	-				
Lauch-		Rbk	64 MW		ļ	Stopp 8/92
hammer			+Dampf			
Lehnin	BHKW			1993	5 Mio.	1.i.Brandb.
Leuna	GuD	Erdgas	127 MW	1994	470 Mio.	STEAG
	HKW		225 "Dpf.			
Lippendorf		Rbk	2x800MW	1999/	4,5 Mia.	VEAG+4
Ludwigsfeld	le l	Abf.,Gas	100 MW	1993	40 Mio.	
Magdeburg						seit 5/92
Potsdam	HKW				460 Mio.	geplant
Prignitz	Mühlen	Wind			80 Mio.	
Rostock	HKW	Steink.	500 MW _{et}	1995	1,1 Mia.	PE/RWE6+4
Schkopau	KWK	Rbk	900 MW +	1995/6	2,7 Mia.	VKR ⁷
Schwarben	EWerk	Wind	3,1 MW	1992		1 Windpark
Schwarze-		Rbk	2x800MW	1997	4,5 Mia.	VEAG ⁷
Pumpe			160 MW			
Schwerza		Abf.,Gas	100 MW	1991		KAB
Stendal	HKW	Steink.	2x750MW	1998/9		VEAG4+5
Stendal ⁶	HKW	Gas+Öl	23 MW _{el}	1994		Stadtwerke
Zwickau		Steink.	2x250MW	1995/6		STEAG

Neubauten	***
Braunkohle	5.764 MW
Steinkohle	2.500 MW
Erdgas	987 MW
Öl / Gas	223 MW
Wasserkraft	1.060 MW
Windkraft	3 MW
Renovierung	an Bajarin kanang mananaki jarjarin kanang manaki pinin kahang gang jarjarin kahang g
Braunkohle	4.000 MW
Insgesamt	14.537 MW

Tabelle 3.3. Gesamter Ausbau und Renovierung der Elektrizitätsleistung in den Neuen Bundesländern (NBL) bis zum Jahre 2005.

Die Elektrizitäts- und Wärmeleistung, die an die Kraftwärmewerke geknüpft ist, wurde ausgehend von Tabelle 3.2. berechnet. Bei der Berechnung wurde von einem festen Verhältnis zwischen Elektrizitäts- und Wärmeleistung von 2:3 ausgegangen. Das bedeutet, daß nicht notwendigerweise die Gesamtleistung eines Kraftwerks, das sowohl Elektrizität als auch Wärme produziert, in die Kraftwärmeleistung einberechnet wird. So ist die Elektrizitätsleistung, die an Kraftwärmewerke geknüpft ist, mit 1.267 MW_{el} und die Wärmeleistung mit 1.903 MW_{th} berechnet. Hinzu kommt Prozeßdampf von ca. 1.000 MW elektrischer Leistung.

Schkopau1

In Schkopau wird ein neues Kraftwerk auf Braunkohlebasis von 2 x 450 MW gebaut. Das Kraftwerk soll in erster Linie die nahegelegene Chemiefabrik *BUNA AG* mit Prozeßwärme und Elektrizität versorgen. Der Baubeginn hat sich verzögert, weil es zwei Konsortien gab, die es bauen wollten. Somit dauerte die Bearbeitung durch die Behörden länger als erwartet. Das eine Konsortium besteht aus *PowerGen* (UK) und *NRG Energy* (USA), das andere aus der *VEBA Kraftwerke Ruhr* (VKR). Das Ergebnis war, daß die VKR das Kraftwerk zu einem Preis von ca. 2,7 Mia DM bauen durfte. Der jährliche Kohleverbrauch wird mit 4-6 Mio Tonnen veranschlagt.

Lippendorf²

Als Teil des Genehmigungsvertrages mit der VKR, ein Kraftwerk in Schkopau zu bauen, gehen PowerGen/NRG Energy und die VKR eine Zusammenarbeit für den Bau eines anderen braunkohlebetriebenen Kraftwerks von 2 x 800 MW in Lippendorf bei Leipzig ein. Doch sollen die beiden Konsortien nur die eine Hälfte des Kraftwerks

bauen. Die andere Hälfte wird von einem Konsortium errichtet, das aus dem *Bayernwerk*, dem *Badenwerk* und der *Energieversorgung Schwaben* (EVS) besteht - in erster Linie, um Bayern mit Elektrizität zu versorgen. Der Preis für beide Blöcke liegt bei insgesamt ca. 5 Mia. DM³. Der jährliche Braunkohleverbrauch wird mit bis zu 11 Mio. Tonnen veranschlagt.

Stillegungen

Es war nicht möglich, genaue Informationen darüber einzuholen, in wie großem Umfang die jetzigen Produktionsanlagen verschrottet werden sollen. Es ist jedoch sicher, daß alle Anlagen in einigen Jahren den Emissionsauflagen in beiden Teilen Deutschlands entsprechen müssen. Dennoch ist es trotz der Voraussetzung, daß alle Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke verschrottet werden - abgesehen von den 4 GW, die renoviert werden -, möglich, den Umfang der elektrischen Leistung zu bestimmen, die stillgelegt wird. 1991 betrug die auf Braunkohle basierende Leistung 16.190 MW und 347 MW auf der Grundlage von Steinkohle bei einer insgesamt installierten Leistung von 20.652 MW. Es werden also ungefähr 16,5 - 4 GW = 12,5 GW der existierenden Anlagen verschrottet. Bei dieser Berechnugsmethode bleiben 8,1 GW übrig, wobei die Altersverteilung dieser Anlagen unbekannt ist, so daß man sich unmöglich darüber äussern kann, wie lange sie in Betrieb sein werden.

Man kann jedoch schießen, daß mindestens 80% der Elektrizität, die in den NBL produziert werden, im Jahre 2005 entweder auf der Grundlage von renovierter Kapazität arbeiten werden (4.000 MW) oder mit neuerbauter Kapazität (ca. 10.500 MW). Deshalb muß man im großen und ganzen von einer Auswechselung der gesamten Kraftwerkskapazität in den NBL in der Periode bis zum Jahre 2000/2005 sprechen.

3.1.2. Der Kraftwerksausbau in den alten Bundesländern

Wir wollten gern die Ausbaupläne für ganz Deutschland untersuchen. Teils ist es wichtig zu verstehen, von welchem System das neue ostdeutsche Versorgungssystem ein Teil werden wird: wie es aufgebaut ist, ob die Kraftwärmemöglichkeiten genutzt sind, ob es Überkapazitäts- oder Kapazitätsprobleme gibt usw. Teils wird es uns zeigen, ob Deutschland imstande ist, seine eigene CO₂-Zielsetzung auf dem Energiegebiet zu erfüllen.

Die Informationsgrundlage

Es ist schwierig, ein zusammenhängendes Bild der **Prognosegrundlage** und der **Verschrottungs- und Ausbaupläne** im deutschen Elektrizitätssystem zu entwerfen. Es gibt keine zusammenhängenden und öffentlich zugänglichen Ausbaupläne, von denen man ausgehen könnte.

Die Daten für diesen Abschnitt sind deshalb so erhoben worden, daß wir den 8 westdeutschen Verbundgesellschaften, ihrer Dachorganisation Deutsche Verbundgesellschaft (DVG) und dem Kraftwerksverband Vereinigung Deutscher Elektrizitätskraftwerke (VDEW) Briefe geschickt haben. Sie wurden nach aktuellen Ausbauplänen und ihren Erwartungen gefragt, die sie bezüglich des zukünftigen Teils von durch Kraftwärmewerke produzierter Elektrizität und Wärme hegten. Von vier westdeutschen Verbundgesellschaften erhielten wir Antwort: VEW (Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen), Bayernwerk, HEW (Hamburger Elektrizitätswerke) und PreußenElektra. Außerdem antworteten sowohl die DVG und die VDEW. Im folgenden wird kurz dargestellt, welche Informationen wir dem Briefwechsel verdanken:

Die VEW schreibt, daß sie keine Pläne für den Ausbau von Kraftwerken hätten, da die erwartete Zunahme im Stromverbrauch in den nächsten 10 Jahren durch die existierenden Kraftwerke aufgefangen werden könne. Die Prognose, auf der die Planung beruht, sei vertraulich.

PreußenElektra bedauert, uns leider nicht helfen zu können.

Das **Bayernwerk** verweist auf die VDEW und informiert des weiteren, daß es plant, einen 750 MW-"Verbundblock" auf Gas-/Kohlebasis zu bauen. Über dieses Werk werden keine weiteren Informationen gegeben.

Die HEW berichtet, daß sie gerade ein Kraftwärmewerk in Hamburg renoviert habe und außerdem gerade ein neues Kraftwärmewerk (Tiefstack) in Hamburg baut.

Die DVG schickte zwei Listen mit einem Verzeichnis über die im Bau befindlichen Kraftwerke, so daß der Zeithorizont nicht weit ist - bis 1997.

Die VDEW sendet einiges Material, darunter ein Verzeichnis über im Bau befindliche Kraftwerke. Sie schreibt, daß sie aufgrund der großen Veränderungen in Ostdeutschland kein Verzeichnis über die zukünftige Kraftwerksstruktur besitze. Im beigefügten Material fehlt eine Beschreibung der Elektrizitätsprognose und der Verschrottungspläne. Im übrigen verweisen sie auf die Informationen in "Energie 2010"⁴. Diesen Hinweis fassen wir als einen Indikator dafür auf, daß "Energie 2010" das Bild einer Prognosegrundlage und von Ausbauplänen entwirft, die von der VDEW akzeptiert werden können.

Die zusammengetragenen Informationen gehen detailliert aus dem Anhang 1 und, in Form einer Übersicht, aus Tabelle 3.4. hervor.

Tabelle 3.4.: Die gesamte Elektrizitätsleistung für geplante und im Bau befindliche Kraftwerke in den neuen Bundesländern

Braunkohle	480 MW	12 %
Braunkohle/Gas Stein-	10 MW	-
kohle	2221 MW	55 %
Erdgas	104 MW	3 %
Kohle/Gas	1080 MW	27 %
Öl/Gas	21 MW	1 %
Abfall	44 MW	1 %
Wasserkraft	96 MW	3 %
Windkraft	4 MW	_
Insgesamt	4060 MW	

Die im Anhang aufgeführten Kraftwärmewerke enthalten keine Information zur Wärmekapazität. Bei der Berechnung der Größe der Elektrizitäts- und Wärmeleistung sind wir von einem festen 2:3-Verhältnis zwischen Elektrizitäts- und Wärmeleistung ausgegangen. Das Kraftwärmewerk in Mannheim hat eine Elektrizitätsleistung von 400 MW und bekommt in unserer Berechnung folglich eine Wärmeleistung von 600 MW zugesprochen. D.h., daß nicht notwendigerweise die Gesamtleistung eines Kraftwerks, das sowohl Elektrizität als auch Wärme produziert, in der Kraftwärmeleistung berücksichtigt wird. So ist die elektrische Leistung in Kraftwärmewerken mit 1.211 MW_{el} und die Wärmeleistung mit 1.867 MW_{th} berechnet.

Kommentare:

In Westdeutschland befinden sich die meisten der genannten Werke schon im Bau. Der Ausbau in Westdeutschland ist nicht so groß im Verhältnis zur schon installierten Leistung öffentlicher Werke von 90 GW, aber in bezug darauf, daßes in Westdeutschland offensichtlich eine Überkapazität von 10-13 GW gibt, nimmt es Wunder, daß es überhaupt nötig ist, die Kapazität auszubauen. Nur rund ein Drittel des prognostizierten Kapazitätsausbaus kann Kraftwärmekapazität genannt werden. Der größte Teil des Ausbaus betrifft Werke auf der Grundlage von Steinkohle und nur einen verhältnismäßig kleinen Teil auf der Basis von Erdgas.

3.1.3. Die Entwicklung des Stromverbrauchs und der elek. Kapazität in der BRD

Die **VDEW** verwies auf den "Energiereport 2010" als eine Quelle, aus der man eine Gesamteinschätzung der Elektrizitätsprognose sowie des Verschrottungs- und Ausbauumfangs im Elektrizitätssystem erhalten könne.

Im "Energiereport 2010" wird eine Gesamtprognose über die Stromverbrauchs- und Kapazitätsentwicklung in der BRD dargestellt. Wie hoch die installierte Leistung ist, die die Kraftwerke benötigen, wird nach der größten Belastung des Netzes über eine Stunde dimensioniert (*Netzhöchstlast*). Die größte Belastung ist zusammen mit der erwarteten installierten Leistung in Tabelle 3.5. wiedergegeben.

Tabelle 3.5. Installierte Leistung und größte Belastung

Jahr	1989	1995	2000	2005	2010
Max. Belastung GW ABL	78,5	77,1	82,5	85,7	88,3
	61,2	66,6	70,5	71,9	73,1
NBL Inst. Leistung GW ABL	17,3	10,5	12,0	13,8	15,2
	116,5	111,2	112,4	115,5	118,2
	93,1	93,9	94,9	95,5	96,0
NBL Verhältnis	1,48	17,3	17,5	1,35	1,34
ABL	1,52	1,41	1,35	1,33	1,31
NBL	1,32	1,64	1,45	1,45	1,46

Anmerkung: Der Zusammenhang zwischen der installierten Leistung und der größten Belastung. Die installierte Leistung in der Industrie beträgt in allen Jahren 4.140 MW und ist in der Tabelle enthalten.

Kommentar:

Wie aus der Tabelle hervorgeht, besteht sowohl in den ABL wie in den NBL während der gesamten Periode eine Überkapazität. Bei einer Reservekapazitätsanforderung von 25% gibt es in den ABL im Jahre 1995 eine Überkapazität von 10.000 MW und in den NBL eine Überkapazität von 4.000 MW. Diese Überkapazität setzt sich bis ins Jahr 2010 fort, weswegen man schließen kann:

- a: daß man nicht mit Platz für eine unabhängige Elektrizitätsproduktion aus Kraftwärmebasis rechnen kann (z.B. Kraftwärmeproduktion der Stadtwerke).
- b: daß es in der BRD in der betreffenden Periode keinen Bedarf für Importe von elektrischer Kapazität gibt z.B. aus Dänemark, Polen, Schweden und Norwegen. Das heißt z.B., daß das geplante Stromkabel von Dänemark in die NBL nicht mit einem unabgedeckten Kapazitätsbedarf in diesem Gebiet begründet werden kann.

3.1.4. Die Entwicklung der Kraftwärmekopplung

Die gleichzeitige Produktion von Elektrizität und Wärme kann auf zwei verschiedene Weisen erklärt werden:

46 - "vorläufige" AUC-Studie für Netzwerk DEN -

Statistische Kraftwärmekopplung: Kraftwärmewerke werden als Werke definiert, die sowohl Elektrizität als auch Wärme produzieren, gleichgültig, ob es sich um Wärmewerke mit einer geringen Stromproduktion oder um Kraftwerke mit einer Wärmeentnahme von beliebiger Größe handelt. Dieser Begriff kann die Diskussion oft verwirren, insofern selbst die geringste Wärmeentnahme aus einem Kraftwerk zur Folge haben kann, daß ein Kraftwerk als Kraftwärmewerk definiert wird. Diese Tendenz hat sich besonders verstärkt, nachdem die Förderung des Kraftwärmeausbaus zu einer politischen Zielsetzung wurde.

Reelle Kraftwärmekopplung: Der Anteil der Kraftwärme wird mit einem festen Verhältnis von 2:1 zwischen Elektrizität und Wärme berechnet. Auf diese Weise kann man ein reelleres Maß für die Menge an Elektrizität und Wärme bekommen, die gleichzeitig produziert werden - mit Brennstoffeinsparungen als Folge. Hierbei wird der reelle Kraftwärmeanteil in Deutschland etwas kleiner als der statistische, insofern die meisten Kraftwärmewerke viel Wärme und wenig Elektrizität produzieren⁵.

Alte Bundesländer (ABL)

Nach dem *AGFW Hauptbericht 1990* gab es in den westdeutschen Kraftwerken 8.071 MW installierte elektrische Leistung, was 7,7% der installierten Gesamtleistung entspricht⁶.

Die Elektrizitätsproduktion öffentlicher Kraftwärmewerke (ohne Industrie) betrug im Jahre 1990: 49,7 PJ⁷. Die gesamte Elektrizitätsproduktion der öffentlichen Werke betrug 1.588 PJ⁸. Die Kraftwärmewerke produzierten damit 3,1% der gesamten Elektrizität von 1990. Die Wärmeproduktion der öffentlichen Kraftwärmewerke betrug im Jahre 1990: 131 PJ. Wird die Produktion industrieller Kraftwärmewerke mit eingerechnet, betrug die Wärmeproduktion 149 PJ⁹. Der gesamte Wärmebedarf in Westdeutschland betrug laut *Prognos AG* 2.358 PJ. Damit wurden laut Statistik 6,3% der Wärme von Kraftwärmewerken produziert. Wird die Berechnungsmethode der *reellen Kraftwärme* zugrundegelegt, fällt der Anteil auf 3,2%.

In Westdeutschland wird - s. Abschnitt 3.4.2., Seite 54 - der Ausbau von Kraftwärmewerken geplant, mit einer Wärmeleistung von 1.211 MW und einer Wärmeleistung von 1.812 MW. Geht man bei den neuen Kraftwärmewerken von einer Nutzungszeit von 3.000 Stunden/Jahr aus, wird die Elektrizitäts- und Wärmeproduktion 13,1 PJ_{el} bzw. 19,6 PJ_{th} betragen. Nach dem Ausbau der Kraftwerke könnten 4,0% der Stromproduktion und 7,0% der Wärmeproduktion (statistische Kraftwärme) von Kraftwärmewerken produziert werden. Wird indessen die Berechnungsmethode der *reellen Kraftwärme* zugrundegelegt, beträgt der Wärmeanteil 3,6%.

Neue Bundesländer (NBL)

Laut AGFW Hauptbericht 1990 waren im Jahre 1990 926 MW in den ostdeutschen Kraftwärmewerken installiert. Das entspricht 4,5% der gesamten installierten Elektrizitätsproduktion. Die Stromproduktion der Kraftwärmewerke betrug im Jahre 1990 11,5 PJ. Die gesamte Elektrizitätsproduktion der öffentlichen Werke betrug im Jahre 1990: 428 PJ. Die Kraftwärmewerke produzierten damit 2,7% der gesamten Elektrizität von 1990.

Die Wärmeproduktion der öffentlichen Kraftwärmewerke betrug im Jahre 1990: 61PJ. Zusammen mit der industriellen Produktion lag die Wärmeproduktion bei 71 PJ. Der gesamte Wärmebedarf in Ostdeutschland betrug laut *Prognos AG* 780 PJ. Damit werden, legt man die *statistische Kraftwärme zugrunde*, 9,1% der Wärme von Kraftwärmewerken produziert. Geht man von der *reellen Kraftwärme* aus, beträgt der Wärmeanteil 5,1%.

In ganz Deutschland wurden 1989: 16,8 TWh Elektrizität von Kraftwärmewerken produziert, was 3,1% der gesamten Produktion entspricht, und 220 PJ Wärme, dem Wärmebedarf von 7,0% entsprechend. Wenn die neuen Kraftwerke in Betrieb genommen werden, steigt der Anteil der Kraftwärmewerke auf 3,1% der gesamten Elektrizitätsproduktion und auf 7,5/3,9% des gesamten Wärmebedarfs.

Tabelle 3.6.: Kraftwärmeanteil an der gesamten Elektrizitäts- und Wärmeproduktion

Werte in PJ	Elektrz. 1989	Wärme 1989	Elektrz. 2000	Wärme 2000
Verbrauch	2016	3138	2099	3454
ABL	1588	2358	1807	2717
NBL	428	780	292	737
Hiervon in KWK				
	62 (3,1%)	220 (7,0/3,0%)	90 (4,3%)	258
ABL				(7,5/3,9%)
	50 (3,1%)	149 (6,3/3,2%)	65 (3,6%)	166 (7,0/3.6%)
NBL				92
	12 (2,7%)	71 (9,1/2,2%)	25 (8,6%)	(12,4/5,1%)

Anmerkung: Verbrauch laut Prognos AG. Die Prozentsätze in der Spalte "Wärmeproduktion" gibt den Kraftwärmeanteil nach statistischer bzw. reeller Methode an.

3.2. Der Ausbau der Wärmeversorgung

Der Ausbau der Wärmeversorgung gründet sich nicht in gleicher Weise auf Planungen wie der Ausbau der Elektrizität, sondern ist abhängig von der Wahl der einzelnen Haushalte. Als Ausgangspunkt für eine Beschreibung des Wärmeausbaus haben wir die Prognose "Energiereport 2010" der Prognos AG benutzt.

Die Prognose ist in Tabelle 3.5. wiedergegeben. Aus ihr geht hervor, daß Öl im Jahre 2010 die Energiequelle sein wird, die am häufigsten zum Heizen benutzt wird, gefolgt von Erdgas. Die Prognos AG erwartet, daß Stein- und Braunkohle einen kleinen Anteil am Wärmemarkt bekommen werden (12%).

Weiter geht aus der Prognose hervor, daß in gewissem Umfang die elektrische Wärme ausgebaut wird, eine Entwicklung, die in den neuen Bundesländern schon im Gang ist.

Tabelle 3.7

Wärmeversorgung im Jahre 2010	Nettoenergie- verbrauch PJ/Jahr	Wirkungsgrad %	Brennstoff- verbrauch PJ/Jahr
Individuell Gasheizung Ölheizung Steinkohle-Kessel Braunkohle-Kessel Andere feste Brennstoffe elektr. Heizung (Kohle)	150,5 131,8 22,6 36,7 1,3 33,1	80 80 65 60 60 39	188,1 164,8 34,7 61,1 2,2 (84,9)
Fernwärme Steinkohle Braunkohle Öl Erdgas Anderes Gas Andere feste Brennstoffe	130,1	90 (incl. kraftvarme og nettab)	7,9 46,2 18,1 60,6 2,9 8,7
Insgesamt (incl. elektr. Wärme) Insgesamt (ohne elektr. Wärme)	506,1 473,0		680,2 595,3

Aus der Prognose können zwei Schlüsse gezogen werden:

Zumersten wird auf der Wärmeseite eine beträchtliche Abhängigkeit von ausländischen Energiequellen aufgebaut, nämlich von Erdgas und Öl. Das Argument, die Versorgungssicherheit dadurch zu erhöhen, daß man weiterhin auf inländische Braunkohle zur Elektrizitätsherstellung setzt, ist also unhaltbar.

Zum anderen können wir davon ausgehen, daß die allermeisten Kesselinstallationen in der früheren DDR veraltet sind und deshalb durch moderne Öl- und Gasheizungen ersetzt werden müssen. Das Braunkohle-/Öl - Szenarium führt also nicht nur zu großen Investitionen in zentrale Kraftwerke, sondern auch in Öl- und Gasheizungen in Einfamilienhäusern. Wohnblocks und kommunale Fernwärmewerken.

In der *Tabelle 3.8*. haben wir den Wert dieser Investitionen sowie die Betriebs- und Wartungskosten zu veranschlagen gesucht (ohne Brennstoff).

	Anzahl Wohnungen	Anlagekosten Mia.DM	Betrieb+Wartung Mia.DM
Ölheizung	2.000.000	13,9	7,5
neue Gasheizg.	2.230.000	11,3	7,2
exist.Gasheizg.	218.000		0,8
Gasnetz	2.230.000	9,0	0,5
exist.Kohlehzg.	1.050.000		5,6
elektr.Heizung	218.000	0,8	0,0
Insgesamt		35	21,6

Kommentar:

Die Preise für Gas-/Ölheizung, Gas-/Fernwärmenetz und Hausanschlüsse sind stark davon abhängig, ob von Einfamilienhäusern oder von Wohnblocks die Rede ist. Die Preise pro Wohnung für entweder das eine oder andere sind von dänischen Erfahrungen her geschätzt (s. Kapitel 7). Hier wurde eine Mischung von 50%/50% beider Wohnungstypen gewählt Tabelle 3.9. Diese Wahl hat auf die Berechnung der Gesamtkosten großen Einfluß. Nicht so große Bedeutung hat sie jedoch in bezug auf den Vergleich zwischen der Empfehlung und den alternativen Szenarien, insofern die Empfehlung in viele Öl-/Gasheizungen und das Gasnetz investiert, während die Alternativen in das Fernwärmenetz und Hausanschlüsse investieren.

Tabelle 3.9:

DM/Wohnung	Villa/- Einfamilienhaus	Wohnblock	Mischung 50%/50%
Ölheizkessel Gasheizkessel Erdgasnetz Fernwärmenetz Hausinstallationen	10.000	4.000	7.000
	7.000	3.000	5.000
	6.000	2.000	4.000
	8.000	3.000	5.500
	4.000	2.000	3.000

3.3. Die deutsche CO,-Zielsetzung

Im Abschnitt oben haben wir gefolgert, daß die 7.200 MW-Investition in elektrische Leistung auf Braunkohlebasis in Höhe von 15 Mia. DM bis zum Jahr 2000 in der Lausitz vorgenommen wird, bevorman eine wesentliche Realisierung der Kraftwärmepotentiale in Deutschland in Angriff genommen hat.

Im Prinzip kann man das als gleichgültig betrachten, wenn die Investitionen in eine Strategie eingehen, die wesentliche gesellschaftliche Zielsetzungen erfüllen, darunter auch die CO₂-Zielsetzung für die BRD.

Wie schon ausgeführt, hat das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) eine Zielsetzung zur Reduktion von CO₂-Emissionen auf 25-30% der Werte von 1987 bis zum Jahr 2005 erstellt.

Ausgangssituation dieser Zielsetzung ist, daß die ABL hinsichtlich des Beschlusses der Bundesregierung vom 13.6.1990 ihre CO₂-Emissionen bis zum Jahre 2000 um 25% vermindern sollen und daß die jetzige BRD (incl. NBL) den CO₂-Ausstoß um mehr als die 25% verringern soll, daher also die 25-30%.

In diesem Zusammenhang sollte man sich daran erinnern, daß die jetzige BRD der drittgrößte CO₂-Verunreiniger pro Einwohner in der EG ist, mit einer Emission von 13,7 Tonnen CO₂ pro Einwohner. Dänemark liegt, ohne Atomkraft zur Elektrizitäts-versorgung anzuwenden, mit 13 Tonnen pro Einwohner auf dem vierten Platz. Der Durchschnitt in der EG beträgt 9,4 t/Einw.

Tabelle 3.10. zeigt die Einschätzung der Prognos in bezug auf die Entwicklung der ${\rm CO_2}$ -Emissionen über eine Reihe von Jahren. In dieser Untersuchung wird eine auf Braunkohle basierende Kapazität von 8.200 MW im Jahre 2000 angenommen. (Unsere Untersuchungen deuten darauf hin, daß die Kapazität etwas höher sein kann, und daß die ${\rm CO_2}$ -Emissionen ebenfalls höher sein können als von der Prognos vermutet wird).

CO₂-Emissionen

Das Ausgangsszenarium (Braunkohle/Öl-Szenarium) hat laut Fortschreibung der Prognos AG die folgenden CO₂-Emissionen als Ergebnis. Es sind die gesamten CO₂-Emissionen, was also andere Einträge als von der Strom- und Wärmeproduktion ergibt.

Tabelle 3.10 CO₃-Emissionen in der BRD laut Prognos

4					
Jahr	1989	1995	2000	2005	2010
Mio.t					
ABL	701	755	760	748	733
NBL	334	222	212	216	222
Insgesamt BRD	1.035	977	972	964	955
1987 = 100%					
ABL	96	104	105	103	101
NBL	96	64	61	62	64
Insgesamt BRD	96	91	90	90	89

Das Szenarium der Prognos AG setzt ein im großen und ganzen unverändertes Energiesystem voraus, wobei der Energieverbrauch in Westdeutschland um 8% steigt und in Ostdeutschland um 27% fällt, was eine Gesamtverminderung des Energieverbrauchs um 1% ergibt.

Die Prognos sieht eine Gesamtreduktion von CO₂ zwischen 1987 und 2005 um 10% voraus, was nicht die Zielsetzung einer Reduktion von 25-30% bis zum Jahr 2000 erfüllt. In dieser Verbindung ist es bemerkenswert, daß in den ABL eine Steigerung um 3% stattfindet, während man gleichzeitig eine politische Zielsetzung hat, nach der die Emission um 25% zurückgehen soll. In den NBL wird eine Verminderung der CO₂-Emissionen um 38% erwartet, was in einem weit höheren Grad der Schließung einer Reihe von Industrieunternehmen als einer aktiven CO₂-Verminderungspolitik zu verdanken ist.

Laut Prognos werden die CO₂-Emissionen pro Einwohner im Jahre 2005: 13,8 Mio. Tonnen in den NBL und 12,7 Mio. Tonnen in den ABL betragen.

Mit einer CO₂-Emission von 13,8 Tonnen pro Einwohner werden die NBL trotz durchgreifender Renovierungen und Neubauten von Kraftwerken und Heizungs-systemen (für ca. 70 Mia. DM), trotz ihres überlegenen neuesten Kraftwerkparks und Energiesystems in der EG (und in der Welt) und trotz des Umstands, daß ihre wirtschaftliche Aktivität noch weit entfernt davon sein wird, das Niveau z.B. Westdeutschlands eingeholt zu haben, auf dem zweiten Platz der CO₂-Verunreiniger pro Einwohner in der EG liegen (hinter Luxemburg).

Das Problem der NBL wird demzufolge sein, daß man den *neuesten* und *veraltetsten* Kraftwerkspark der Welt besitzt, der *bis zum Jahre 2005* entweder die NBL an hohe CO₂-Emissionszahlen binden wird oder abgerissen werden müßte, bevor dessen technische Lebenszeit abgelaufen ist, und der sich demnach als gigantische Fehlinvestition herausstellte.

Wie aus der Prognos-Einschätzung hervorgeht, wird die jetzige Ausbaustrategie die Erfüllung der CO₂-Einsparung von 25-30% in bezug auf das Emissionsniveau von 1987 bis zum Jahre 2005 nicht erreichen.

Insofern die Braunkohlekapazität von 7.200 MW in der Lausitz als ein Datum in die Voraussetzungen der Prognos mit eingeht, kann man auch sagen, daß diese Investition von 15 Mia. DM in eine Strategie eingeht, die zur Folge hat, daß Deutschlands Zielsetzung einer 25-30% CO₂-Reduktion bis zum Jahre 2005 nicht realisiert werden kann.

Diese Investitionen in die Lausitz sind also zur Zielsetzung der deutschen Regierung auf dem CO₃-Gebiet im Widerstreit.

Daher ist es wichtig zu untersuchen, ob man, bei stärkerer Bevorzugung von u.a. Kraftwärme, eine alternative Ausbaustrategie erstellen könnte, die mit der Zielsetzung der deutschen Regierung auf dem CO₂-Gebiet übereinstimmt.

Dies wollen wir u.a. in Verbindung mit unseren alternativen Szenarien untersuchen.

3.4. Schlußfolgerung

3.4.1. Die ungelöste CO,-Problematik

Mit dem Stromvertrag wurde festgelegt, daß die Organisation des ostdeutschen Systems an die westdeutsche erinnern wird. Das führt offensichtlich auch zu einer physischen Gestaltung eines Systems, das mit dem westdeutschen viele gemeinsame Züge hat; so werden z.B. die dezentralen Kraftwärmewerke, den vorliegenden Plänen und Prognosen zufolge, verdrängt werden.

Westdeutschland ist nicht imstande, seine eigene Zielsetzung einer CO₂-Reduktion auf 25% von 1987 bis zum Jahre 2005 zu erfüllen (die Zielsetzung wurde vor dem Zusammenschluß der beiden Teile Deutschlands verabschiedet). Ganz im Gegenteil nimmt, laut Fortschreibung der jetzigen Energiepolitik und Entwicklung durch die Prognos, der CO₂-Ausstoß in dieser Periode noch zu.

In Ostdeutschland wurden die CO₂-Einträge drastisch reduziert. Diese Reduktion ist aber hauptsächlich durch die Schließung von Industriebetrieben hervorgerufen worden. Trotz seiner bescheidenen wirtschaftlichen Aktivität gehört Ostdeutschland zu den größten Verunreinigern mit CO₂ in Westeuropa.

Mit einer CO₂-Emission von 13,8 Tonnen/Einwohner im Jahre 2005 werden die NBL trotz durchgreifender Renovierungs- und Neubaumaßnahmen bei Kraftwerken und Heizsystemen (für ca. 65 Mia. DM in 10 Jahren) und trotz einer wirtschaftlichen Aktivität, die noch weit davon entfernt ist, das Niveau z.B. der ABL eingeholt zu haben, in der EG an zweithöchster Stelle der CO₂-Verunreiniger pro Einwohner liegen (nach Luxemburg).

Die NBL werden zu dieser Zeit Europas modernstes Energiesystem mit einer durchschnittlichen technischen Lebensdauer von zwischen 20 und 30 Jahren besitzen und gleichzeitig pro Einwohner die zweitgrößten CO₂-Verunreiniger sein. Man ist in der technologieentwicklungsmäßig denkbar schlimmsten Situation gelandet, nämlich in der, ein modernes und gleichzeitig veraltetes Energiesystem zu besitzen.

Man scheint politisch in einer Situation zu stecken, in der Alte und Neue Bundesländer sich aneinander anlehnen: Die Bundesregierung interpretiert ihre Zielsetzung um, so daß sie als Reduktion des gesamten CO₂-Ausstoßes der beiden Teile Deutschlands im Jahre 1987 aufzufassen ist. Bei dem schnellen ökonomischen Rückgang hat man sich damit eine Frist erkauft, aber nicht einmal das reicht aus, um das Ziel einzulösen. In Ostdeutschland beruft man sich schnell auf den schnellen Rückgang der CO₂-Emissionen und gebraucht ihn als Argument dafür, daß "wir das unsere getan haben".

In beiden Fällen werden die deutsche Wiedervereinigung und deren Konsequenzen für die ostdeutsche Wirtschaft als Argumente benutzt, um keine aktive CO_2 -Reduktionspolitik durchführen zu müssen. Die Frage sollte jedoch nicht lauten, um wieviel Prozent der CO_2 -Ausstoß zurückgegangen ist, sondern, wie hoch das Niveau ist. Deutschland bekommt mit dem beabsichtigten Elektrizitätsausbau ein hohes Niveau an CO_2 -Emissionen und bindet sich an eine Entwicklung, in der es schwieriger wird, etwas gegen die CO_2 -Einträge zu unternehmen, weil das große Kapital in zentralen Kraftwerken gebunden ist.

3.4.2. Kraftwärmekopplung in den ABL (Alten Bundesländern)

- a: Bei den existierenden Ausbauplänen betrüge der Anteil der Kraftwärmekopplung am gesamten Nettowärmebedarf im Jahr 2000: 3,6% (reelle Kraftwärme). Bei Anwendung des statistischen Kraftwärmebegriffs wäre der Anteil 7%.
- b: In dieser Situation, bei einer so niedrigen Abdeckung durch Kraftwärme, ist 1/3 der neuen elektrischen Kapazität, die in den Alten Bundesländern ausgebaut wird, Kraftwärmekapazität.

c: In der Periode zwischen 1993 und 2005 gibt es eine Überkapazität in der Größenordnung von 10.000 MW.

3.4.3. Kraftwärmekopplung in den NBL (Neuen Bundesländern)

- a: Bei den existierenden Ausbauplänen betrüge der Anteil der Kraftwärmekopplung am gesamten Nettowärmebedarf im Jahr 2000: 5,1% (reelle Kraftwärme) oder 12% (statistische Kraftwärme).
- **b:** Über 80% der Kraftwerkskapazität wird bis zum Jahr 2000 für insgesamt 30 Mia. DM neugebaut bzw. renoviert.
- c: Die Kapazität, die mit ausgebaut oder renoviert/lebenszeitverlängert wird, entspricht im Jahr 2000 einer Produktion von 14,5 TWh/Jahr. Von dieser Kapazität sind ca. 1.300 MW elektrische Leistung Kraftwärmeleistung, womit eine Wärmeleistung von ca. 1.800 MW verbunden ist. Hinzu kommen ca. 1.000 MW elektrische Leistung durch die damit verbundene Anwendung von Prozeßdampf.
- d: Daneben wird das individuelle Heizsystem für ca. 35 Mia. DM bis zum Jahre 2000 ausgebaut (auf der Grundlage von Öl und Erdgas), wobei die Kraftwärme nicht genutzt wird.
- e: Somit ist klar, daß die historische Chance in den NBL, die moderne Kraftwärmetechnologie zu nutzen, z.Zt. nicht genutzt wird. Stattdessen baut man in sehr großem Umfang mit-energiewirtschaftlich (und wirtschaftlich) gesehen-veralteter Kraftwerkstechnologie aus, bei der das Kühlwasser nicht für Kraftwärme genutzt wird.
- f: In der Periode von 1993 bis 2005 gibt es eine Überkapazität, so daß kein Bedarf für Kapazitätsimporte aus Dänemark, Schweden, Norwegen besteht.

Bezogen auf die Lausitz, mit der wir uns hier beschäftigen, heißt das ganz klar, daß die 15 Mia. DM Investitionen in die Lausitz vorgenommen werden, bevor umfangreiche Kraftwärmepotentiale genutzt werden. Daher ist die Kraftwärmekopplung eine reelle Alternative zu diesen Investitionen.

3.4.4. Die Informationsgrundlage

Es ist generell sehr schwierig, übersichtliche Informationen zu Stromprognosen, Stillegungen von Kraftwerken und Kraftwerksausbauten zu erhalten. Besonders der Umfang des Kraftwärmeausbaus ist ein undurchsichtiges Gebiet, insofern viele Kraftwerke mit einer kleinen Wärmeentnahme gebaut werden, denen das Etikett "Kraftwärme" zugeteilt wird. Wenn die Kraftwerksinvestoren ihren Kraftwerken dieses Etikett sichern, ist dies der jetzigen Energiepolitik zu verdanken, die die Kraftwärme fördern will. In diesem Zusammenhang ist es notwendig, viel genauer zu untersuchen, in welchem Umfang diese offizielle Politik in die Wirklichkeit umgesetzt wird, oder ob sie bloß auf einer symbolischen Ebene realisiert wird, indem man an große Kraftwerkskomplexe ein Fernwärmerohr zur nächsten Kleinstadt (oder zu den nächsten kleinen Städten) anbaut.

Anmerkungen:

- ³ Energiespektrum 10, 1992
- 4 Brief von der VEAG
- 5 VDEW Stromdaten 1992
- ⁶ E. Walther (Fernheizungsversorgung Cottbus)
- ⁷ Energiespektrum
- 8 StromTHEMEN 12/92 und zwei Zeitungsartikel aus Cottbus, Jan. 1993
- 9 StromTHEMEN EXTRA, Nr. 57
- ¹⁰ Information von Peter Sohst, Umweltamt (Cottbus)
- Eckerle, Konrad; Hofer, Peter; Masuhr, Klaus: Energie 2010. Prognos AG, Stuttgart 1992
- Ziel dieser Berechnungsmethode ist, die Kraftwärmewerke auszuscheiden, bei denen es einen großen Unterschied zwischen Strom- und Wärmeproduktion und damit keine nennswerte Brennstoffeinsparung bei der kleinen gleichzeitigen Produktion gibt, die gleichwohl stattfindet.
- Diese Angabe stimmt überein mit *VDI Berichte 923* (S. 25f.), der angibt, daß im Jahre 1989 in Westdeutschland 7.080 MW in der öffentlichen Versorgung und 8.480 MW in der Industrie installiert waren, insgesamt 15.557 MW, was 14,9% der installierten Gesamtleistung entspricht. In Ostdeutschland waren 1.440 MW ins öffentliche Netz eingespeist, entsprechend 7,0%.
- ¹⁴ AGFW Hauptbericht 1990
- 15 Prognos
- ¹⁶ AGFW Hauptbericht 1990 und eigene Berechnungen

Kapitel 4

Der Marktwert der Braunkohle

In den vorangegangenen Kapiteln wurde dargestellt, wie ein bedeutender Ausbau von zentralen Kraftwerken auf Braunkohlebasis in der Lausitz geplant wird. Der Beschluß, den Ausbauplan politisch zu unterstützen, beruht u.a. auf den beiden folgenden Argumenten: Zum einen wird angenommen, daß die Nutzung der Braunkohle die Arbeitsplätze in der Region sichert, zum anderen, daß die Braunkohle in Zukunft eine wettbewerbsfähige Energiequelle sein wird.

Der Zweck dieses Abschnitts ist es, zu untersuchen, inwieweit der Plan, die Energieversorgung der Neuen Bundesländer auf die Grundlage der Verbrennung von Braunkohle zu stellen, überhaupt gut ist. Das geschieht, indem man die Frage zu beantworten sucht, ob die Vorteile der bevorzugten Braunkohleandienung in Form von Einsparung anderer Brennstoffe größer sind als die Nachteile, die die Braunkohleförderung mit sich bringt.

Die Methode dieser Untersuchung ist, unter verschiedenen Gesichtspunkten zu berechnen, wie hoch der Verkaufspreis von Braunkohle eigentlich sein sollte. Der Ausgangspunkt ist der Preis, der aufgrund der Konkurrenz der Alternative Steinkohle, zu Weltmarktpreisen gehandelt und in die Lausitz geliefert, nicht überschritten werden kann.

Zum Vergleich errechnen wir die Produktionskosten und die externen Kosten, die der Volkswirtschaft durch die Braunkohleproduktion entstehen. So kann der höchstmögliche Verkaufspreis in einem offenen Wettbewerbssystem direkt mit dem Produktionspreis und den zusätzlichen Nachteilen verglichen werden. Die Berechnung ist für zwei verschiedene Situationen vorgenommen worden: Kurzfristig gibt es keine CO₂-Steuer, Energiesteuer oder Abgaben für die übrigen Umweltbelastungen der Braunkohleförderung und -verbrennung. Deshalb wurden ein Wettbewerbspreis und ein Kostenpreis errechnet, in denen die Nachteile nicht enthalten sind.

Langfristig ist es sehr wahrscheinlich, daß die externen Kosten für die Umweltzerstörung eingerechnet werden. Z.B. liegen schon jetzt Pläne der Europäischen Gemeinschaft vor, eine CO₂-Steuer einzuführen sowie umfassende Renaturierungsmaßnahmen in der Lausitz vorzunehmen. Diese Kosten sind in ein anderes Rechenbeispiel eingegangen, in dem sowohl Braunkohle wie Steinkohle versteuert werden. Daraus ergibt sich ein Ausdruck für die längerfristigeren Wettbewerbsbedingungen der Braunkohle.

Bei der Festsetzung eines wettbewerbsfähigen Preises für in der Lausitz geförderte und von dort gelieferte Rohbraunkohle wurde vom Weltmarktpreis der Steinkohle ausgegangen, die an das VEAG-System geliefert wird. Inklusive Transportkosten ist der Steinkohlepreis auf 110 DM/t SKE festgesetzt. Dieser Preis repräsentiert die Alternative zur Braunkohlegewinnung, die in einem Ausbau der Steinkohlekraftwerke in der Lausitz besteht.

Die VEAG ist jedoch eine Gesamtorganisation, die ihre gesamten Kosten zu optimieren sucht, was für die Steinkohlemöglichkeit nur ginge, wenn man die Stromproduktion in den Hafenstädten konzentrieren würde, wo teils die Kohlelieferungen billiger sind und teils die Ausgaben für Kühlanlagen geringer. Wir haben deshalb die Wettbewerbspreise auch für einen Steinkohlepreis von 90 DM/t SKE berechnet.

4.1. Der Wettbewerbspreis der Braunkohle gegenüber der Steinkohle

4.1.1. Rohbraunkohle

Rohbraunkohle enthält etwas mehr als 50% Wasser. Deshalb verursacht die Verbrennung im Vergleich zur Steinkohle, die nur ca. 10% Wasser enthält, eine lange Reihe Schwierigkeiten. Diese Schwierigkeiten prägen sich teils darin aus, daß die Anlagekosten für die Elektrizitätsanlagen größer sind, und teils darin, daß der elektrische Wirkungsgrad niedriger ist. Hinzu kommt, daß die Handhabungskosten für Steinkohle ebenfalls niedriger sind.

Diese Nachteile bei der Braunkohle sind hier quantifiziert, indem ein Vergleich zwischen einem der geplanten, neuerstellten und renovierten Braunkohlekraftwerke bei Boxberg/Jänschwalde und der neuesten Steinkohleanlage in Dänemark vorgenommen wurde, die gerade in Esbjerg neuerrichtet und in Betrieb genommen wurde. Das Werk in Esbjerg besteht aus Komponenten von Lieferungen aus einer Reihe europäischer Länder (Frankreich, Deutschland, Holland, Dänemark usw.) und repräsentiert so die Möglichkeiten, die die neuen Länder hätten, wenn sie selbst Besitzer ihrer Stromversorgung wären und die Anlagen kaufen könnten, die am billigsten sind.

Die wesentlichen Parameter gehen aus der Tabelle 4.1. hervor:

Tabelle 4.1

	Boxberg (D)	Jänschwalde (D)	Esbjerg (DK)
Brennstoff	Braunkohle	Braunkohle	Steinkohle
Elektr. Leistung Anlagepreis Spezifizierter An-	800 MW 2.250 Mio. DM	500 MW 750 mio. DM	375 MW 725 Mio. DM
lagepreis	2.800 DM/kW	1.500 DM/kW	*) 2.300 DM/kW
El. Wirkungsgrad	39%	31%	45%

* Esbjerg besitzt keinen Kühlturm. Um die Zahlen vergleichbar zu machen, sind hier dem Preis Ausgaben in Höhe von 300-400 DM/kW für den Kühlturm zugeschlagen worden.

Die Konsequenzen des niedrigeren elektrischen Wirkungsgrades und der unterschiedlichen Lebensdauer sowie der Anlagekosten sind in der Tabelle 4.2. für die heutige Situation ohne Umwelt- und Energieabgaben berechnet. In der darauf folgenden Tabelle 4.3. ist das Gleiche unter der Voraussetzung berechnet, daß eine vorgeschlagene EG-Energieabgabe von 42 DM/t SKE und eine CO₂-Abgabe von 18 DM/t SKE CO₂ durchgeführt wurden.

Der Unterschied zwischen Steinkohle- und Braunkohlepreis ist als die Mehrkosten berechnet worden, die in Form von größeren Investitionen in die Kraftwerke und aufgrund geringerer Nutzung des Brennstoffs mit der Braunkohle verbunden sind. Die Differenz zwischen dem Steinkohlepreis und dem Wettbewerbspreis der Braunkohle leitet sich also in jedem Fall aus den besonderen Eigenschaften der Braunkohle ab. Diesen Unterschied werden wir im folgenden als Nachteil bei der Verstromung der Braunkohle gegenüber der Steinkohle bezeichnen.

Die Tabellen zeigen, daß, solange die Umwelt- und Energieabgaben nicht eingeführt sind, der Rohbraunkohlepreis 66-75 DM/t SKE sein müßte, um mit einem Steinkohlepreis von 110 DM/t SKE, geliefert in die Lausitz, konkurrieren zu können. Wenn die Energie- und Umweltabgaben eingeführt sind (im Jahre 2000), müßte der Braunkohlepreis auf ca. 40 DM/t SKE gesenkt werden, um mit einem Steinkohlepreis von 110 DM/t SKE konkurrieren zu können.

Tabelle 4.2

Forudsætninger	Esbjerg (DK)	Boxberg (D)	Jänschwalde (D)
Anlagepreis Lebensdauer elektr. Wirkungsgrad	2.300 DM/kW 30 år 45%	2.800 DM/kW 30 år 39%	1.500 DM/kW 20 år 31%
Betrieb und Wartung Brennstoffwert Nutzungsdauer Zinsen CO ₂ - Emissionen			50 DM/t SKE 29,3 GJ/t SKE 6.500 timer/år 7%
Steinkohle CO ₂ - Emissionen Braunkohle			95 g/MJ 115 g/MJ
EG - 2000: CO ₂ - Abgabe			113 g/MJ 18 DM/t CO ₂
EG - 2000: Energie- abgabe			41 DM/t SKE
Alle Zahlen	gelten pro produz	ierte MWh - elel	trisch
Zwischenergebnis Kohleverbrauch CO ₂ - Emission	0,27 t SKE 0,75 t CO ₂	0,32 t SKE 1,08 t CO ₂	
Berechnung (ohne Umweltkosten) Kapitalkosten Betrieb und Wartung Kohlepreis	28,5 DM 13,5 DM 29,7 DM		
Insgesamt	71,7 DM	71,7 DM	71,7 DM
bilanzierter Kohle- preis	110 DM/t SKE	66 DM/t SKE	75 DM/t SKE
Sentivitätsanalyse Zinsen = 5% Lebensdauer = 20/-	110 DM/t SKE	69 DM/t SKE	69 DM/t SKE
20/10 Jahre Nutzungsdauer 5.000 Kohlepreis 90 DM/t	110 DM/t SKE 110 DM/t SKE 90 DM/t SKE	60 DM/t SKE	80 DM/t SKE

Forudsætninger = Voraussetzungen

år = Jahr timer = Stunden Aus der Tabelle geht hervor, daß kurzfristig gesehen Boxberg das am wenigsten wettbewerbsfähige Werk ist. Das ist darauf zurückzuführen, daß die Anlagekosten bedeutend höher sind als bei der Errichtung eines Steinkohlewerkes. Langfristig gesehen-mitder Einführung der CO₂-und Energieabgaben-verliert jedoch Jänschwalde aufgrund seines schlechteren Wirkungsgrads an Wettbewerbsfähigkeit.

Die Unsicherheitsberechnungen sind angeführt, um zu zeigen, wie unterschiedliche Parameter den Wettbewerbspreis beeinflussen: Die Parameter Kalkulationszins, Lebensdauer, Nutzungsdauer und Steinkohlepreis, jeder für sich genommen, wurden durch andere Werte ersetzt. (Die Lebensdauer wurde in diesem Fall mit 20 Jahren für die Werke in Esbjerg und Boxberg angesetzt und mit 10 Jahren für Jänschwalde.) Man kann sehen, daß diese Varianten die Ergebnisse nicht wesentlich verändern,

4.1.2. Veredelte Braunkohleprodukte

Die obenstehenden Zahlen sind, wie ersichtlich, dadurch gewonnen worden, daß die Nachteile der Braunkohle bei der Verstromung, so wie sie in Boxberg und Jänschwalde geplant ist, bewertet wurden. Die Braunkohle kann jedoch zu Braunkohlestaub (BKS) aufbereitet werden. BKS hat Eigenschaften wie Brennwert, Wassergehalt und CO₂-Emission, die unmittelbar mit denen der Steinkohle vergleichbar sind. Die Kosten bei der Aufarbeitung sind eine andere Information darüber, welche Kosten mit den Nachteilen der Rohbraunkohle verbunden sind.

Der Verkaufspreis für Braunkohlestaub beträgt 1992: 102 DM/t Kohle (ab Werk), was 142 DM/t SKE entspricht. Die Zahlen von Kemmer¹ indizieren, daß der Produktionspreis für Rohbraunkohle mit 28 DM/t Rohbraunkohle berechnet werden kann, was 94 DM/t SKE Rohbraunkohle entspricht. Dieser Unterschied im Verkaufspreis zeigt an, daß die Aufarbeitungskosten (incl. Profit) in der Größenordnung von 50 DM/t SKE liegen, was etwas mehr ist, als die kurzfristigen Nachteile bei der Verbrennung der Rohbraunkohle.

Energie- und Umweltkosten werden jedoch wegen dessen Energieverbrauchs und damit auch wegen der CO₂-Emission, die mit der Aufbereitung verbunden ist, beim Braunkohlestaub härter durchschlagen als bei der Steinkohle. Bei Nutzung der jetzigen Technologie bewirkt der Energieverbrauch bei der Aufbereitung einen Mehrverbrauch von 11%, was insgesamt einen CO₂-Ausstoß von 112 g/MJ² zur Folge hat. Die gesamten Energie- und Umweltabgaben werden hierbei den BKS mit 13,5 DM/t SKE *mehr* belasten als die Steinkohle. Bei der Einführung einer CO₂- und Energieabgabe steht der Braunkohlestaub jedoch besser da als die Steinkohle: Der

Konkurrenzpreis für Braunkohle, die zu Braunkohlestaub aufbereitet wird, befindet sich in der Größenordnung von 58 DM/t SKE Rohbraunkohle bei einem Steinkohlepreis von 110 DM/t SKE. Mit der modernsten Technologie ist es möglich, die CO₂-Emission und den Energieverbrauch beim Herstellungsprozeß um 10 bzw. 20% im Verhältnis zu den angegebenen Werten zu vermindern.

Vor der Einführung einer Energieabgabe ist es also etwas teurer, die Braunkohle zu BKS aufzuarbeiten und sie danach zur Elektrizitätsherstellung zu nutzen, als die Rohbraunkohle direkt zu verstromen. Bei der Einführung der Energie- und CO₂-Steuer wie der, mit der hier gerechnet wurde, ändert sich dieses Verhältnis jedoch.

Die Schlußfolgerung ist, daß es bei der Veredelung von Rohbraunkohle zu BKS nicht möglich ist, den Wettbewerbspreis aufrechtzuerhalten, den die Kohle heute hat, wenn die CO₂- und Energieabgabe eingeführt worden ist, daß man aber einen Teil der Wirkung abmildern kann. Dies gilt für BKS, ungeachtet, in welches Energiesystem er eingebracht wird, weil die Nachteile aus der Aufbereitung stammen.

Die Konkurrenzsituation wird also dadurch nicht besser, daß der BKS in einer Kraftwärmekopplung (Blockheizkraftwerk) mit hohem Wirkungsgrad verbrannt wird (reduzierte CO₂- und Umweltbelastung), da er unmittelbar mit Steinkohle verglichen wird und mit ihr als Brennstoff im gleichen System konkurrieren muß.

Die Situation kann also wie folgt umrissen werden:

Kurzfristig sind die veredelten Produkte nicht wettbewerbsfähig im Verhältnis zur Rohbraunkohle und auch nicht gegenüber der Steinkohle. Das liegt an den Kosten bei der Aufbereitung.

Bei der Einführung der CO₂- und Energieabgabe wird der Braunkohlestaub gegenüber der Verbrennung von Rohbraunkohle im Vorteil sein, weil der gesamte elektrische Wirkungsgrad höher wird, obgleich Energie beim Herstellungsprozeß verlorengeht. Wenn es möglich ist, den Braunkohlestaub in der Kraftwärmekopplung zu nutzen, wird er gegenüber der Braunkohle wesentlich wettbewerbsfähiger. Die Wettbewerbsfähigkeit beider Brennstoffe nimmt jedoch im Verhältnis zur Steinkohle ab.

Würde Braunkohle von der CO₂ - und Energieabgabe befreit, bedeutete dies, daß der Anreiz, eine effektivere und umweltfreundlichere Nutzung der Braunkohle zu suchen, gleichzeitig fortfiele. Ohne diese Abgaben wäre die am wenigsten effektive Nutzung ökonomisch am vorteilhaftesten. Bei der Einführung der Abgaben ist es jedoch zweifelhaft, ob nicht die Konkurrenz der Steinkohle unter allen Umständen den Braunkohlestaub vom Markt verdrängen würde.

4.2. Die Produktionskosten der Braunkohle

Die Kosten bei der Braunkohleherstellung werden im folgenden teils in Form einer kurzfristigen Bestimmung der direkten Produktionskosten und teils in Form von langfristigen Produktionskosten berechnet, in die auch externe (Umwelt-) Kosten eingehen.

4.2.1. Herstellungskosten

Die Bestimmung der Kosten bei der Braunkohleherstellung ist dadurch belastet, daß es schwierig ist, verläßliches und detailliertes Material von der LAUBAG oder vom Besitzer, der Treuhand, zu bekommen. Besonders schwierig ist es zu erkennen, in welchem Umfang Kosten für die Renaturierung der Umwelt einbezogen sind.

Die Berechnungen in der Tabelle 4.4. fußen auf Zahlen, die die LAUBAG und die ESPAG der Treuhandanstalt gegenüber als Grundlage für die Planung und Schätzwertfeststellung der Unternehmen angegeben haben. Der erwartete Umsatz und Gewinn ist für die Jahre 1992 und 1993 angegeben. Die Produktion ist in Rohbraunkohle und veredelte Produkte aufgeteilt. *Tabelle 4.4*

Angenäherte Kosten, beruhend auf den Angaben von LAUBAG/ESPAG				
	1992	1993	1996	2000
Braunkohle- produktion (Mio t) Wertzuwachs (ohne Veredelung) (Mio.	93,0	93,4	83,2	69,0
DM)	2.900	2.950	?	?
Veredelungs- produktion (Mio. t)	6,9	7,3	7,0	5,0
Beschäftigte	1.400	1.500	1.400	1.000
Beschäftigte (ohne ABM) - Bei Förderung der	35.000	30.500	18.000	17.000
RBK Produktivitāt (t pro	33.600	29.000	16.600	16.000
Besch./Jahr)	3.000	3.200	5.000	4.300
Investition in RBK- Förderung (Mio. DM)	520	516	516	516
Betriebskosten usw. (Mio. DM)				
	?	669	597	496
Kosten: Pro produzierte				
Tonne RBK (DM) Pro Tonne SKE	31	32	25	29
(DM)	106	109	85	99

Um die Kosten bei der Braunkohleförderung selbst zu bestimmen, sind folgende Annäherungen vorgenommen worden:

- Die Betriebs- und Wartungskosten sind für die Jahre 1992 und 1993 berechnet. Für die folgenden Jahre ist mit den gleichen speziellen Ausgaben für Betrieb und Wartung gerechnet worden. Diese Annahme wird dadurch unterstützt, daß die Produktion mit der existierenden Technologie fortgesetzt wird.
- Die Investitionen sind als Gesamtbetrag für 1993-2000 angegeben. Wir haben diese Investitionen gleichmäßig über die siebenjährige Periode verteilt und nur die Investitionen in den Bergbaubetrieb eingerechnet (nicht die in die Veredlung). Von einem Teil der Investitionen wird angenommen, daß sie für die unterirdischen Dämme bereitgestellt wurden, die errichtet werden müssen, um die Schadwirkungen auf das Grundwasser zu verringern. Diese Investitionen müssen die ganze Periode hindurch abgeschrieben werden, in der ein Tagebau in Betrieb ist. Es war nicht möglich, Informationen über Abschreibungen oder den Investitionsbedarf nach dem Jahr 2000 zu erhalten, weder von der Treuhandanstalt, noch von der LAUBAG. Wir haben uns deshalb entschlossen, die Gesamtinvestitionen über 15 Jahre als Annäherungswert abzuschreiben: Die durchschnittliche Lebensdauer für die Tagebaue, die weiterbetrieben werden, beträgt etwa 24 Jahre. Dafür wird es auch nach dem Jahre 2000 einen Investitionsbedarf geben, auch wenn man annehmen muß, daß er abnehmen wird.
- Es wird angenommen, daß die Ausgaben pro Beschäftigtem (Lohn und Sozialbeiträge usw.) im Jahr 60.000 DM betragen. Beim Personalbedarf für die Veredelungsproduktion wurde der Betrag pro Mitarbeiter um 5.000 Tonnen/Jahr korrigiert³.

Es gibt eine Reihe Unsicherheiten, die mit der Prognose in Tabelle 4.4. verknüpft sind:

- Es ist unsicher, ob die Lohnkosten auf so niedrigem Niveau gehalten werden können. Das kann möglicherweise durch eine höhere Produktivität als vorhergesehen ausgeglichen werden, was wir im folgenden Abschnitt diskutieren werden.
- Die Abschreibung der Kapitalkosten ist eine weitere Unsicherheit: Wenn die Investitionen über den Zeitraum der gesamten Lebensdauer der Betriebe abgeschrieben werden (und wir uns als ein Gedankenexperiment vorstellen, daß es nach dem Jahr 2000 keinen Investitionsbedarf mehr gibt), fallen die gesamten Kosten um 5%. Wenn wir voraussetzen, daß der Investitionsbedarf bis zum Jahre 2000 konstant bleibt, werden die Kosten ca. 12% höher sein als berechnet.

In der Berechnung haben wir den Posten "weitere Ausgaben", die in den zugänglichen Informationen nicht spezifiziert wurden, als Ausgaben für Betrieb und Wartung aufgeführt. Ein Teil dieses Postens kann jedoch aus Rückstellungen u.ä. bestehen. Wäre z.B. die Hälfte dieses Postens Rückstellungen, würde das den Braunkohlepreis im Jahre 2000 mit 15% günstig beeinflussen.

4.2.2. Lohnkosten und Beschäftigungsrate

Die durchschnittlichen Lohnkosten in Westdeutschland (Rheinbraun) betragen 92.000 DM/Jahr (incl. Sozialabgaben etc.) gegenüber ca. 60.000 DM/Jahr bei der LAUBAG. Dafür ist die Produktivität höher: Bei Rheinbraun beträgt die Produktivität 6.900 Tonnen pro Beschäftigtem/Jahr. Rheinbraun schreibt selbst, daß die Braunkohle wettbewerbsfähig ist: "... Deshalb dient ihr Einsatz der Erhaltung eines wettbewerbsfähigen Energiepreisniveaus."

Aber dies "wettbewerbsfähige Energiepreisniveau" beruht - wie wir in Kapitel 5 zeigen werden - auf einem der höchsten Strompreise in Westeuropa.

Aus dem Jahresbericht der RWE kann errechnet werden, daß der Preis für Braunkohle von Rheinbraun, an den RWE-Konzern verkauft, ca. 33 DM/Tonne beträgt (110 DM/Tonne SKE Braunkohle). Zu diesem Preisniveau bemerkt Rheinbraun:

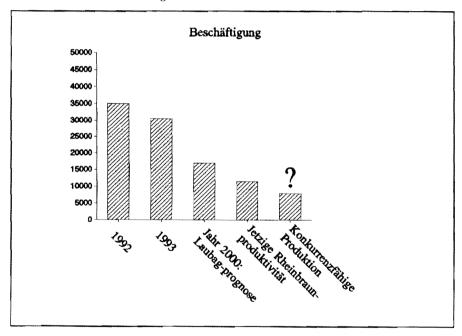
"Das Preisniveau der Importsteinkohle liegt (...) bereits auf der Höhe des Braunkohlepreises. Durch die Aufhebung der Importkontingentierung und die Rückführung des Einsatzes deutscher Steinkohle nach 1995 wird sich der Wettbewerbsdruck noch verstärken. Dies zwingt dazu, alle Kostensenkungs- und Rationalisierungsmaßnahmen zu nutzen."

Es muß also angenommen werden, daß eine Übernahme des Betriebs einen weiteren Beschäftigungsabbau bedeuten wird, gegenüber der optimistischen Prognose, die die Tabelle wiedergibt. Das hat natürlich Bedeutung für das Kostenniveau: Wenn man annimmt, daß die Produktivät im Jahre 2000 die gleiche sein wird wie die von Rheinbraun heute (und die Rheinbraun also als zu niedrig einstuft), fallen die Unkosten um 20%. Aber das bedeutet auch, daß das Beschäftigungsniveau entsprechend zurückgeht: Bei der gleichen Produktivität, die man heute in den westdeutschen Braunkohletagebauen vorfindet und die hier als unzureichend betrachtet wird, gäbe es in der Lausitz nur 10.000 im Braunkohlebergbau Beschäftigte gegenüber etwa 30.000 heute. Eine weitere Nutzung der Braunkohle verhindert einen weiteren drastischen Arbeitsplatzabbau nicht.

In der öffentlichen Debatte wird die Nutzung der Braunkohle als Garant für Arbeitsplätze in der Region hervorgehoben. Aber diese Auffassung gründet sich zum Teil auf Gewohnheitsdenken: Der geplante Weiterbetrieb sichert nur einige wenige der jetzigen Arbeitsplätze. Figur 4.1. zeigt die Entwicklung in der Anzahl der Arbeitsplätze.

Daß das Produktionsvolumen einigermaßen festliegt, bedeutet nicht, daß die Anzahl der Arbeitsplätze gesichert ist. Man kann die Prognose der LAUBAG, die auf eine Produktivität hindeutet, die weit unter der westdeutschen liegt, mit einem Fragezeichen versehen.

Figur 4.1.: Die Beschäftigungsentwicklung in der Braunkohleproduktion mit den Annahmen der LAUBAG / ESPAG sowie der Annahme weiterer Rationalisierungen



4.2.3. Externe Kosten

Die Braunkohlegesellschaften haben die Pflicht, die Landschaft zu renaturieren, wenn die Braunkohlegruben geschlossen werden. Aber über die Störungen der Natur hinaus führt der Braunkohleabbau weitere Beeinträchtigungen mit sich. Die Umwelteinflüsse durch den Braunkohlebergbau sind u.a.:

- Verbrauch von Grundwasser, das vor dem Abbau und gleichzeitig mit ihm abgepumpt werden muß
- Darauf folgende Grundwasserabsenkungen mit davon abgeleiteten Folgen: Die Verringerung der landwirtschaftlichen Erträge in der Umgebung, erhöhte Ausgaben für Trinkwasser in der Umgebung, erhöhtes Risiko für Waldbrände usw.
- Lärmbelästigung
- Staubbelästigung
- Zerstörung natürlicher Ökotope usw.

Die meisten dieser Beeinträchtigungen sind schwer "mit Preisen zu versehen". Im folgenden haben wir nur das in Preise umgesetzt, was in der Literatur dokumentiert ist, nämlich das Abpumpen des Grundwassers.

Die Kosten, die die LAUBAG angegeben hat, enthalten im Prinzip die Kosten der Renaturierung nach dem Braunkohleabbau. Die Prognos AG⁴ weist jedoch darauf hin, daß diese Renaturierung im Zuge des Braunkohlebergbaus ungenügend ist. Das ist vor allem darauf zurückzuführen, daß sich die Gesamtmenge der Erdschicht verringert hat und daß sich die verschiedenen Erdschichten vermischt haben. Dies hat Setzungen (Erdrutsche) und Grundwasserabsenkungen zur Folge, verringert die Filterwirkung der Erde und ihre Wasserleitfähigkeit und wirkt sich als geringere Fruchtbarkeit aus. Hinzu kommen "psycho-soziale" Beeinträchtigungen als Folge der Enteignung der Dörfer und der Verschlechterung der Infrastruktur, wenn große Bodenflächen aufgegraben werden.

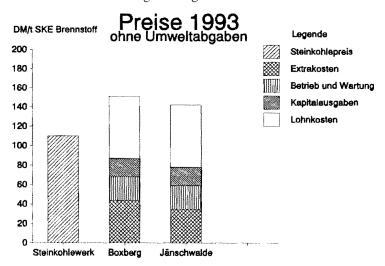
Die für den Braunkohlebergbau nötige Drainage bewirkt, daß bedeutende Wassermengen abgepumpt werden. Ein Teil dieser Wassermenge wird in den Braunkohlegruben oder in den zugehörigen Kraftwerken verwendet, während der andere Teil direkt in die Wasserläufe abgeleitet wird. Allein in Verbindung mit den beiden Braunkohlegruben Jänschwalde und Cottbus Nord, die das Kraftwerk Jänschwalde mit Braunkohle versorgen, werden pro Jahr 130 Mio. Tonnen Wasser abgepumpt. (Von dieser Wassermenge wurde das Wasser, das als "Ausgleichswasser" wieder in die Natur rückgeleitet wurde, nämlich im Durchschnitt 15 Mio. Tonnen im Jahr, schon abgezogen). Die gelieferte Braunkohlemenge macht 25 Mio. Tonnen im Jahr aus. Prognos setzt den Wert des Wassers mit 1,90 DM/m³ an. Das ergibt externe Kosten von 10 DM/Tonne Rohbraunkohle oder 34 DM/Tonne SKE.

Die Prognos schreibt auch, daß dieser Grundwasserwert wahrscheinlich zu niedrig angesetzt ist. Die 1,90 DM/m³ sind ein Durchschnittswert, der die marginalen Kosten bei einer bedeutenden Grundwasserabsenkung unberücksichtigt läßt.

Oft wird als Argument für die Fortsetzung der Braunkohleförderung angeführt, daß man ohnehin nicht von einem Tag auf den anderen mit dem Abpumpen des Grundwassers aufhören könne. Aber man muß in jedem Fall das Abpumpen des Grundwassers langsam auslaufen lassen. Die Grundwassermenge, die dabei abgepumpt werden muß, wird nicht dadurch weniger, daß man die Auslaufphase auf das Jahr 2020 verschiebt. Ganz im Gegenteil wachsen die Kosten bei einer Grundwasserabsenkung, wie oben dargestellt. Deshalb ist es angemessen, die Wassermenge, die in der Auslaufphase abgepumpt wird, als Konstante zu setzen, und die Braunkohle, die zukünftig gefördert wird, mit dem Preis für das Wasser zu belasten, das dabei abgepunpt wird.

4.3. Lohnt sich die Braunkohleförderung in der Lausitz?

In den folgenden Schaubildern werden die Kosten der Rohbraunkohleförderung mit dem Preis für die konkurrierende Steinkohle ins Verhältnis gesetzt. Im ersten Schaubild (Figur 4.2.) - das die kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohle ausdrückt wird von Umweltkosten und -abgaben abgesehen.



Das Schaubild ist so zu lesen, daß der Steinkohlepreis eine absolute Obergrenze darstellt: Übersteigen die Gesamtkosten der Braunkohleverbrennung diesen Preis, ist

die Steinkohleverbrennung vorteilhafter als die von Braunkohle. Was die Braunkohle betrifft, so sind die Mehrkosten bei der Verbrennung eingezeichnet. Es handelt sich um den wirtschaftlichen "Nachteil", der bei der Verbrennung von einer Tonne Braunkohle in Form von Anlageausgaben und einem verringerten Wirkungsgrad entsteht und der aus Tabelle 4.2. hervorgeht.

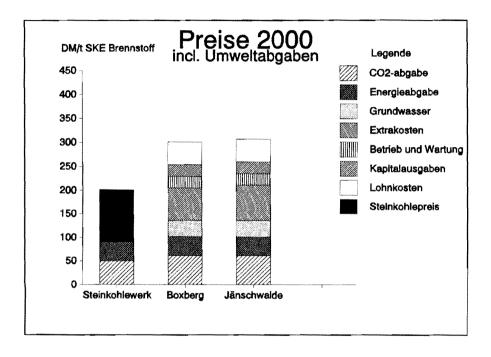
Der Wettbewerbspreis der Braunkohle wurde sowohl für Boxberg (neues Werk) als auch für Jänschwalde (renoviertes Werk) berechnet. Im Wettbewerb mit Jänschwalde schneidet Boxberg schlecht ab: Die hohen Anlagekosten geben den Ausschlag. Der *Mehrwert*, den die Arbeiter produzieren, beträgt im günstigsten Fall 37 DM/t SKE oder 35.000 DM pro Beschäftigtem und Jahr. Das entspricht ca. der Hälfte der aktuellen Lohnkosten. In der ungünstigsten Situation (das Werk Boxberg im Wettbewerb mit einem küstennahen Werk, wohin die Steinkohle für 90 DM/t geliefert werden kann) wäre der Wertzuwachs 5 DM/t SKE oder 4.700 DM pro Beschäftigtem und Jahr. Die Mehrkosten (oder: der Verlust) bei der Bevorzugung von Braunkohle in den beiden verschiedenen Situationen und in den beiden verschiedenen Kraftwerken, die wir analysiert haben, erscheinen als die Kosten, die über dem Preisniveau der Steinkohle liegen.

Das Abpumpen des Grundwassers ist in diesem Beispiel nicht berücksichtigt. Man kann darüber diskutieren, ob es nicht richtiger gewesen wäre, dies in das Schaubild einzufügen, weil die Abnahme der Grundwasserreserven Kosten sind, die der Bevölkerung unmittelbar auferlegt werden, gleichgültig, ob sie versteuert werden oder nicht.

Im zweiten Schaubild wurde die Bedeutung der CO₂- und Energieabgabe in den Wettbewerbspreis eingerechnet. Als Produktivität und Kostenniveau für die Braunkohleproduktion sind die Werte für das Jahr 2000 zugrundegelegt worden, weil die Situation die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohle ausdrücken soll. Des weiteren wurde der Wert des abgepumpten Grundwasser eingerechnet. Die beiden Kraftwerkstypen "neu gebaut" und "renoviert" wurden wieder ausgeschieden, weil der Braunkohlewert gegenüber Leistungsunterschieden sehr sensibel ist.

Bei Einführung einer CO₂- und Energieabgabe verringert sich die Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohle so stark, daß diese Kohle wertlos wird. Wenn die Kohle in einem neu errichteten Kraftwerk verbrannt wird, entsprechen die Umwelt- und Kapitalkosten genau dem Wert der konkurrierenden Steinkohle (bei einem Preis von 110 DM/t). D.h., daß bei der Braunkohleförderung kein Wert geschaffen wird; es sind keine Mittel zur Lohnauszahlung vorhanden.

Wird die Braunkohle in Jänschwalde verbrannt, sind die Umwelt- und Kapitalkosten für das Fördern und Abbrennen von Braunkohle wesentlich höher als der Steinkohle-preis. Dementsprechend verliert der Betrieb schon Geld, bevor Löhne ausbezahlt werden.



Figur 4.3.: Braunkohlepreis mit eingerechneten Umweltkosten. Der Posten "Extrakosten" enthält die erhöhten Energie- und CO₂-Abgaben, die vom niedrigen Wirkungsgrad herrühren.

4.4. Schlußfolgerung

In der augenblicklichen Situation ist die Braunkohle bei weitem nicht wettbewerbsfähig gegenüber der Steinkohle. In einem System mit offener Konkurrenz zwischen den Brennstoffen könnte Elektrizität wesentlich billiger auf Steinkohle- als auf Braunkohlebasis produziert werden. Die Mehrkosten sind eine Art "Kohlepfennig", der den ostdeutschen Stromverbrauchern auferlegt wird. In der jetzigen Situation beträgt das Subsidium ca. 35.000 DM/Beschäftigtem pro Jahr.

Nach Einführung der CO2- und Energieabgaben belasten diese die ineffektiven renovierten Werke stärker als die neu errichteten, unter allen Umständen aber die Braunkohle stärker als die Steinkohle. Deshalb wird die Braunkohle so teuer, daß sie schon Unterschuß erwirtschaftet, bevor der Lohn an die Mitarbeiter ausbezahlt wird. Davon zu sprechen, daß die Braunkohle in einer solchen Situation "wettbewerbsfähig" sei, ist unmöglich. Die Braunkohle genießt politischen Schutz, weil die Aufrechterhaltung des VEAG-Monopols an die Bedingung geknüpft ist, daß die VEAG weiterhin Braunkohle abnimmt. Die Mehrkosten müssen deshalb den ostdeutschen Stromverbrauchem auferlegt werden. Im Jahr 2000 liegt in den Tagebauen Jänschwalde und Cottbus Nord das Subsidium in Form eines höheren Strompreises bei einer Größenordnung von 130.000 DM/Beschäftigtem, unter Voraussetzung der Produktivitätsprognose. Bei einer Produktivität wie in Westdeutschland - die wir für realistischer halten - wird das Subsidium pro Beschäftigtem wesentlich höher, weil dann nur 10.000 Arbeitsplätze in der Braunkohleproduktion erhalten bleiben.

Die Mehrkosten bei der Braunkohleverstromung können auch als eine Verteuerung des Strompreises berechnet werden. Pro produzierte kWh wird die Braunkohle fast doppelt so teuer wie die Steinkohle sein, wenn die CO₂- und Energieabgaben eingeführt werden. Bei einem Steinkohlepreis von 110 DM/t betragen die Ausgaben für Brennstoffund Umweltabgaben 5,70 Pf/kWh. Die Brennstoffkosten für Jänschwalde werden 10,90 Pf/kWh betragen. Der sich daraus ergebende sehr hohe Strompreis muß unvermeidlich die Wettbewerbsfähigkeit der neuen Bundesländer beeinflussen.

In der augenblicklichen Situation ist es billiger, Strom in einem renovierten als in einem neu errichteten Werk zu produzieren, aber mit einer CO₂- oder Energiesteuer wird der Betrieb der renovierten Werke aufgrund der schlechten Energienutzung teuer. In einer Situation, in der die Braunkohle durch CO₂- und Energieabgaben belastet wird, ist es unwahrscheinlich, daß der Betrieb der renovierten Werke überhaupt weitergeführt wird, wenn die Braunkohle einer wirklichen Konkurrenz mit der Steinkohle ausgesetzt wird. Für ein System mit offenem Wettbewerb müssen wir daher davon ausgehen, daß der Betrieb der renovierten Werke - und damit der Betrieb

der Braunkohlegruben Cottbus Nord und Jänschwalde, die ihre Braunkohle ausschließlich an ein renoviertes Werk liefern - stillgelegt werden wird.

Die Möglichkeit, Braunkohle zu Braunkohlestaub aufzubereiten, der zum gleichen elektrischen Wirkungsgrad wie die Steinkohle verbrannt werden kann, erscheint nicht attraktiv. Bei der jetzigen Preisstruktur ist BKS wesentlich teurer als sowohl Braunkohle wie Steinkohle. Bei Einführung der CO₂- und Energieabgabe wird seine Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Rohbraunkohle verbessert, aber gegenüber der Steinkohle aufgrund seines bedeutenden Energieverbrauchs bei der Herstellung noch mehr verringert.

Es ist möglich, daß die Braunkohle für ihre Belastung durch CO₂- und Energieabgaben Kompensation erhält, da sie politischen Schutz genießt. In einem solchen Fall würde ein Teil der ökonomischen Belastung auf die Gesamtbevölkerung verlagert, weil die Energie- und CO₂-Einsparungen dann von anderer - und weniger geeigneter - Seite erbracht werden müssen.

Es wurde das Argument vorgebracht, daß die Braunkohlenutzung die nationale Versorgungssicherheit erhöht. Das stimmt jedoch nur auf kurze Sicht: In einer Krisensituation wahrte man dadurch, daß ein Teil der Energieversorgung auf einheimischen Rohstoffen beruhte, zunächst einen Vorteil. Langfristig gesehen ist dies jedoch nicht der Fall: Die nationale Versorgungssicherheit wird nicht dadurch gesichert, daß die einheimischen Brennstoffe mit einem bedeutenden wirtschaftlichen Verlust gefördert und verbraunt werden, sondern im Gegenteil, indem sie geschont werden, so daß sie in einer Krise gebraucht werden können, in der das auch wirtschaftlich von Vorteil wäre.

Unsicherheiten:

Es war schwierig, von den ostdeutschen Braunkohlegesellschaften und von der Eigentümerin Treuhand Informationen zu bekommen. Besonders die sensibleren Informationen wurden uns vorenthalten. Deshalb wurde ein Teil der Zahlen auf dem Hintergrund zugänglicher oder im Vergleich mit westdeutschen Zahlen (Rheinbraun) berechnet oder geschätzt. In den meisten Fällen haben wir die Berechnungen zugunsten der Braunkohle durchgeführt.

Dies gilt jedoch nicht für die Bestimmung der Kosten, bei denen wir mit der Anzahl von Beschäftigten gerechnet haben, die von der LAUBAG genannt wurde (hingegen haben wir aber nicht mit Lohnerhöhungen gerechnet). Das bedeutet, daß sich die Lohnkosten langfristig als niedriger erweisen können, als wir berechnet haben, hingegen aber auch, daß die Beschäftigungsrate wesentlich geringer sein kann. Das hat

wiederum Einfluß auf die Erwerbstätigkeit, da die Ausgaben für Betrieb und Wartung ein Ausdruck für den Einkauf des Betriebs und damit für die daraus abgeleitete Beschäftigung sind. Langfristig gesehen bedeutet eine Abweichung der Betriebs- und Wartungskosten sehr wenig.

Hauptschlußfolgerung: daß die Braunkohle im Verhältnis zur Steinkohle nicht wettbewerbsfähig ist und nicht wettbewerbsfähig sein wird, ist ganz sicher. Diese Schlußfolgerung gründet sich nämlich hauptsächlich auf die Eigenschaften der Brennstoffe und auf die notwendigen Investitionen in die Kraftwerke. Deshalb ist die Schlußfolgerung gegenüber leicht veränderten Voraussetzungen in bezug auf die Herstellungskosten der Braunkohle nicht empfindlich.

- Heinz-Günter Kemmer: Überleben in der Mondlandschaft. Die ostdeutsche Braunkohle hat Zukunft - aber keine Akzeptanz bei der Bevölkerung. Die Zeit, Nr.1. vom 27.12.1991. Zitiert nach Axel Neu.
- Die Werte gründen sich auf Informationen der Rheinbraun und auf eigene Werte, da es nicht möglich war, Daten von der LAUBAG oder der ESPAG zu bekommen.
- Rheinbrauns Produktivität. Wir erwarten, daß die Produktivität der BBS gezwungen ist, sich in Zukunft der von Rheinbraun anzunähern. Wenn wir die Produktivität in Westdeutschland auch für die Jahre 1992 und 1993 anwenden, beruht das darauf, daß es nicht möglich war, von der LAUBAG/ESPAG Informationen zu bekommen.
- Prognos AG: Identifizierung und Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung. Band 1: Kosten der Bodenbelastung, Waldschäden und Gefährdung der Artenvielfalt. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, Basel, im April 1992.
- Rheinbrauns Produktivität. Wir erwarten, daß die Produktivität der BBS gezwungen ist, sich in Zukunft der von Rheinbraun anzunähern. Wenn wir die Produktivität in Westdeutschland auch für die Jahre 1992 und 1993 anwenden, beruht das darauf, daß es nicht möglich war, von der LAUBAG / ESPAG Informationen zu bekommen.
- Prognos AG: Identifizierung und Internationalisierung externer Kosten der Energieversorgung. Band 1: Kosten der Bodenbelastung, Waldschäden und Gefährdung der Artenvielfalt. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, Basel, im April 1992..