Kapitel 5

Institutionelle Möglichkeiten für die Energieversorgung Ostdeutschlands

Wir haben in den vorangegangenen Kapiteln gesehen, wie die Elektrizitätsversorgung in der früheren DDR nach der geltenden Gesetzgebung organisiert werden wird. Aber ist das überhaupt eine angemessene Organisation? Ist der Stromvertrag - mit dem westdeutschen Eigentum an den Elektrizitätsgesellschaften in den neuen Bundesländern - notwendig, um die Überführung von Kapital und know-how zu gewährleisten? Und welchen Preis zahlen die neuen Bundesländer für diese Organisation ihres Stromversorgungssystems?

In diesem Kapitel versuchen wir, das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem einzuschätzen, indem wir es mit anderen in bezug auf Organisation, Preisstruktur u.a.m vergleichen. Hierdurch können wir einige der Vor- und Nachteile im Organisationsmodell des Stromvertrages einschätzen.

5.1. Problemstellung

Es gibt vor allem drei Fragen, die wir uns bei der Analyse der jetzigen institutionellen Möglichkeiten in den neuen Bundesländern vor Augen halten wollen.

Die erste Frage betrifft das Eigentum an den Elektrizitätsgesellschaften: Die neuen Bundesländer haben die Möglichkeit, ihre Energiesysteme in einer Reihe von Bereichen anders zu organisieren als in den alten Bundesländern: Formal ist es nämlich noch nicht beschlossen, daß die Elektrizitätsgesellschaften in den alten Bundesländern die Energiegesellschaften in den neuen Bundesländern besitzen sollen.

Die VEAG, die Kraftwerke und das Verteilernetz in den neuen Bundesländern besitzt, die regionalen Energiedistributionsgesellschaften (EVU) und die Braunkohlegesellschaften sind noch im Besitz der Treuhand, und es ist formal gesehen noch nicht entschieden, wer diese Gesellschaften kaufen soll. Die Gesellschaften werden, wie in Kapitel 2 beschrieben, von „Geschäftsgesellschaften" verwaltet, die im Besitz der Elektrizitätsgesellschaften der Alten Bundesländer sind.

Die Frage nach dem Eigentum an den ostdeutschen Energiegesellschaften wird auch in den Medien diskutiert. So sagt Michael Lersow, Landesvorsitzender der SPD in Sachsen, in der Lausitzer Rundschau[1]:

> *„Nach allen bisherigen Erfahrungen sind die Unternehmen in der Lage, diese Sonderabschreibungen selbst zu verdienen."*

Die Lausitzer Rundschau berichtet aus dem Interview mit Lersow:

> *„Die Stimmung für eine breite öffentliche Unterstützung einer, eigenständigen ostdeutschen Lösung' sei im Augenblick nicht schlecht, meint Lersow. (...) Es kann nicht sein, daß alle Vorteile aus der ostdeutschen Energiewirtschaft, nämlich hohe Gewinne, in die Konzernzentralen in Köln und Essen fliessen."*

Lersow sagt weiter:

> *„Die Gewinne sollten hier, in den neuen Ländern, bleiben. daß sie dann auch eingesetzt werden können für die Rekultivierung der verwüsteten Landschaft, sei unbestritten, zumal durch Rekultivierungsmaßnahmen eine langfristige Beschäftigung möglich sei."*

Im *„Diners Club Magazin"* Nr..1, 1993, kann man lesen, wie die Aktiengewinne in der westdeutschen Energiegesellschaft RWE[2] steigend sind in einer Periode, in der in einer Reihe deutscher Unternehmen der Beginn einer Rezession vorherrscht. Das Geschäftsjahr 1991/92 gibt steigende Aktienerträge im Verhältnis zum vorangegangenen Jahr. Laut „Vorstandschef" der RWE, Friedhelm Gieske, hat man den Gewinnanteil der Aktien 1991/92 nicht anheben wollen, bloß um ihn im darauffolgenden Jahr wieder zu senken. Man nimmt als mit anderen Worten an, daß die Aktivitäten in den neuen Bundesländern Überschüsse erzielen werden.

a: Die Frage danach, wer die Energiegesellschaften in den Neuen Bundesländern besitzen soll, ist also noch nicht entschieden und wird intensiv diskutiert.

Hinzu kommt, daß eine Reihe von Städten den Stromvertrag vor dem Bundesverfassungsgericht eingeklagt und damit Anlaß zum sogenannten Stromstreit gegeben haben, wie ausführlicher in Kapitel 2 dargestellt wurde. Bisher war es trotz verschiedener Schlichtungsvorschläge noch nicht möglich, den Streit beizulegen. Solange der Stromvertrag vor dem Verfassungsgericht verhandelt wird, kann dessen Status nicht als sicher betrachtet werden.

Der Stromvertrag handelt, kurz gesagt, vom Recht der Kommunen und ihrer Möglichkeit, ihre eigenen Energiegesellschaften im Stadtgebiet einzurichten und vom Eigentum am Stromnetz der Städte. Es ist deshalb im Interesse der Städte, ein Gefühl dafür zu bekommen, was sie dabei verdienen können, wenn sie ihr eigenes Werk einrichten, statt eine 51%-ige Beteiligung der Energiesellschaften der Alten Bundesländer zu akzeptieren.

b: Die Frage danach, wer die Netze der Stadtwerke besitzen soll und in welchem Umfang die Stadtwerke ihren eigenen Strombedarf produzieren können, ist noch nicht entschieden.

In den neuen Bundesländern ist zur Zeit ein „ungleicher" Kampf um die Eroberung des Marktes entbrannt, in dem die regionalen Elektrizitätsgesellschaften (EVU) in schnellem Tempo 20-Jahres-Lieferverträge *(Konzessionsverträge)* mit den Kommunen abschließen. MEWAG (die von der PreußenElektra verwaltet wird) hat z.B. Ende 1991 Konzessionsverträge mit 717 von 757 Städten und Gemeinden in ihrem Versorgungsgebiet abgeschlossen.

Die Kommunen erhalten als Bezahlung für die Unterzeichnung eines sogenannten Konzessionsvertrages gewöhnlich eine Konzessionsabgabe, die von 1,2 Pf/kWh für Schwachlasttarife bis zwischen 2,6 Pf/kWh und 3,91 Pf/kWh für die übrigen Verbrauchskategorien liegt. Es handelt sich hier um ansehnliche Beträge, die als effektive Motivation auf die Kommunen wirken, solche Kontrakte zu unterzeichnen.

Neben dem Angebot der Konzessionsverträge ist es ziemlich schwierig für die Kommunen, die ihre eigene Stromversorgung einrichten wollen, akzeptable Regeln für die Stromeinspeisung, Reservekapazität, Netztrennverfahren usw. zu bekommen. Im Augenblick sind es politische Kräfte, die versuchen, den Städten bessere, einheitlichere und durchsichtigere Bedingungen zur Errichtung von Kraftwärmewerken und für die Stromeinspeisung zu schaffen.

c: Die Frage nach dem Preis für Reservekapazität, Bezahlung für eingespeisten Strom für die EVU, Netztrennverfahren usw. sind nicht entschieden.

Mit diesen drei obengenannten Fragen im Hinterkopf ist es interessant, Organisationsmodelle in anderen Ländern/Gebieten als dem westdeutschen zu betrachten.

5.2. Das deutsche Organisationsmodell im Vergleich zum dänischen

Um ein Bild davon zu bekommen, wie die vorgeschlagene Organisation funktionieren wird, können wir die westdeutsche Stromversorgung betrachten. Sie ist nämlich im großen und ganzen nach dem gleichen Modell organisiert, das man auch in den neuen Ländern einführen will.

Mit der Beschreibung, wie die westdeutsche Organisation die Preisbildung, die physische Gestaltung der Elektrizitätsversorgung, die Geldströme usw. beeinflußt, erhalten wir ein Bild davon, wie die ostdeutsche Stromversorgung aller Wahrscheinlichkeit nach aussehen wird.

In wie hohem Grade diese Annahme bis auf weiteres stichhaltig ist, versuchen wir in Abschnitt 5.2.3. zu beleuchten. Inwieweit dieses Organisationsmodell in den neuen Bundesländern weniger angemessen ist als in den alten, werden wir am Schluß des Kapitels diskutieren.

5.2.1. Die Eigentumsstruktur im dänischen Elektrizitäts- und Wärmesystem

Warum vergleichen wir das westdeutsche Energiesystem gerade mit dem dänischen?

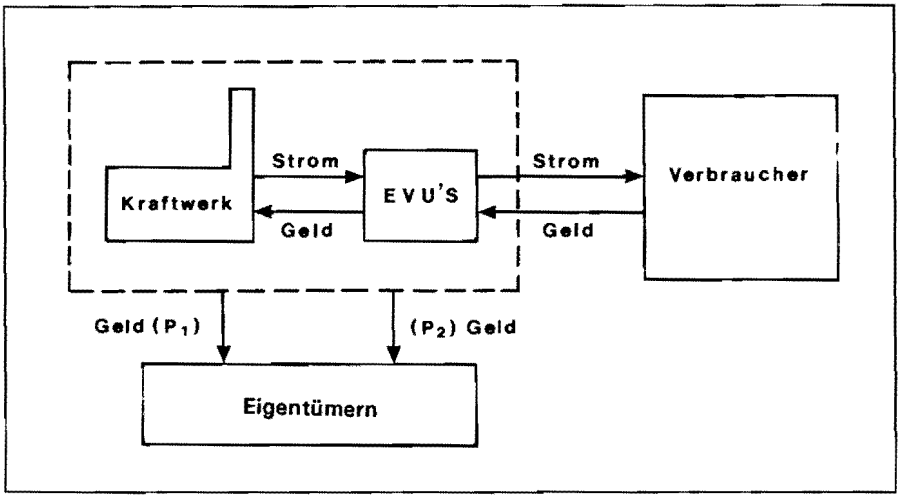
Wo das deutsche Energiesystem sich im Besitz privater Aktionäre befindet, die aus ihren Investitionen Gewinn ziehen sollen, ist das dänische Energiesystem, besonders das Strom- und Heizsystem interessant, weil es ein System repräsentiert, *in dem es laut Gesetzgebung verboten ist, daß die Besitzer aus den Systemen einen Überschuß ziehen.* Jedweder Überschuß muß an die Verbraucher rückgeführt werden. Die Preise, die im dänischen Elektrizitäts- und im dänischen Heizsystem[3] entstehen, sind daher Preise, die von Ausschüttungen an Aktionäre, von der Begünstigung von Zulieferern, von Steuerabgaben für Überschüsse usw. „gereinigt" sind.

Figur 5.1. zeigt das Energiesystem der Alten Bundesländer.

Das Elektrizitätssystem in den alten Bundesländern ist durch eine Eigentumsstruktur gekennzeichnet, in der Kreise, Gemeinden und private Gesellschaften usw. die Elektrizitätsgesellschaften besitzen. Z.B. ist die *RWE Energie* im Besitz des großen Konzerns *RWE Aktiengesellschaft*, die eine Reihe von Unternehmen betreibt. PreußenElektra ist im Besitz des VEBA-Konzerns. Wir wollen diese beiden Gesellschaften als Beispiel nehmen:

Die Aktionäre verlangen einen Überschuß in Form von Aktienkurssteigerungen und Gewinnauszahlungen. Hinzu kommen Steuer- und Konzessionsabgaben an die Öffentliche Hand. Mit den Aktionären meinen wir wohlgemerkt die Aktionäre im RWE- und im VEBA-Konzern. Die Elektrizitätsgesellschaft in diesen Konzernen kommt leicht in die Rolle, für diese *Aktienkurslokomotive* zu sein. Die PreußenElektra zeichnet z.B. für 18-20% des Umsatzes des VEBA-Konzerns und die Zahl der Beschäftigten, während sie für 48 bzw. 64% des Überschusses im VEBA-Konzern in den Jahren 1991 und 1992 steht.

Diese Überschuß- und Steuerzahlungen werden durch einen Pfeil symbolisiert (1).



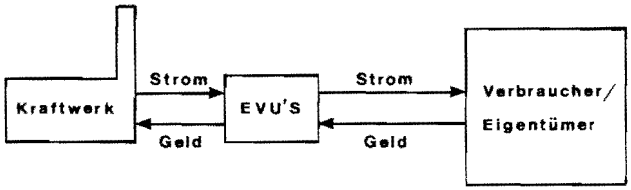
Figur 5.1: Prinzipskizze des Elektrizitäts- und Wärmesystems in den ABL

In „German and Danish Electricity Prices"[4] wird für die PreußenElektra für das Jahr 1987 ein Überschuß per kWh bis zu 0,49 Pf/kWh und Steuern bis zu 0,54 Pf/kWh oder insgesamt 1,03 PF/kWh berechnet. In „German and Electricity Prices" wurde nicht versucht, die Überschußzahlung via Kursanstiege zu schätzen.

Kennzeichnend für die Energiegesellschaften der RWE und von PreußenElektra ist darüber hinaus, daß die Elektrizitätsgesellschaften *in größere Konzerne verwoben sind*, die Zulieferungen für die Elektrizitätsproduktion produzieren. Auf diese Weise überführen die Energiegesellschaften Überschüsse an andere Konzernteilhaber. Gebiete, die ihre Elektrizität von RWE oder PreußenElektra geliefert bekommen, werden also voraussichtlich Hochpreisgebiete für einen Teil der Zulieferbetriebe für die Elektrizitätsversorgung sein.

Für den RWE-Konzern gilt z.B. daß sein Gesamtumsatz 1991: 52 Mia. DM betrug. Hiervon betrug der Umsatz für Strom, Gas, Wasser usw. 18,7 Mia. DM. Aber dazu kommt z.B. „Maschinen-, Anlagen- und Gerätebau" mit einem Umsatz von 5,7 Mia. DM 1991. Dieser Unternehmenszweig beschäftigt sich u. a. mit dem Bau von Starkstromanlagen für 0,6 Mia. DM, wovon die Hälfte an die Elektrizitätsunternehmen der RWE verkauft wird.
Die westdeutschen Zulieferbetriebe haben sich auch Lieferungen an die Werke in den Neuen Bundesländern gesichert, deren Energiegesellschaften u.a. von der RWE und PreußenElektra verwaltet werden. Eine RWE-Abteilung, SAG Montagegesellschaft mbH, Berlin, liefert Starkstromtechnik (Licht- und Kraftstromtechnik) an ein neues Steinkohlekraftwerk in Rostock. In Jänschwalde ist „Die Deutsche Bau und Siedlungs-Gesellschaft mbH", Essen, dabei, für 4,5 Mia. DM Rauchgasentschwefelungsanlagen für den 3.000 MW großen Kraftwerkskomplex zu bauen.

Die Kosten, Hochpreisgebiet für diese Zulieferbetriebe zu sein, werden durch Pfeil (2) illustriert. daß man in Wirklichkeit von Mehrkosten sprechen muß, wird in „German and Danish Electricity Prices" dokumentiert. Hier wird errechnet, daß die Kosten pro kWh bei Kauf von zu teuren Kohlekraftwerken *im deutschen System 0,7 Pf/kWh* betragen. In der gleichen Quelle werden die Extrakosten bei Kauf von Atomstrom mit 0,6 Pf/kWh für 1987 angegeben. Zum Vergleich zeigt
Figur 5.2. das Prinzip des überschußfreien dänischen Systems:



Im dänischen *Lov om elforsyning* (Gesetz über die Elektrizitätsversorgung) und dem *Lov om varmeforsyning* (Gesetz über die Wärmeversorgung) steht, daß der Elektrizitätspreis bzw. der Wärmepreis die Kosten für Elektrizität bzw. Wärme wiederspiegeln soll. D.h., daß eine Gemeinde, die einen Teil des Strom- und Wärmeversorgungssystems besitzt, *keinen Überschuß erwirtschaften darf, um damit andere Haushalte im Budget der Gemeinde zu decken.*
Pfeil (1) in Figur 5.1. existiert daher im dänischen System nicht. Das dänische System ist außerdem dadurch gekennzeichnet, daß die Elektrizitäts- und Wärmegesellschaften reine Elektrizitäts- und Wärmegesellschaften sind. Sie sind nicht, wie die deutschen, z.B. RWE und PreußenElektra, Glied eines größeren Konzerns. Das bedeutet, daß sie ohne konzernmäßige Bindungen die Zulieferungen auf dem Weltmarkt dort kaufen, wo sie in bester Qualität und zu den billigsten Preisen zu haben sind.

Pfeil (2) des deutschen Systems existiert daher nicht im dänischen Elektrizitäts- und Wärmesystem.

Der Unterschied zwischen dem dänischen und dem deutschen Elektrizitäts- und Wärmesystem ist mit anderen Worten:

a: Es gibt das Transferieren von Überschüssen und Kursgewinnen an Aktionäre und die Steuerbehörden im deutschen System, aber nicht im dänischen. Die Funktion des Elektrizitätssystems als *Aktienkurslokomotive* für größere Konzerne existiert also nicht im dänischen System.

b: Das westdeutsche Elektrizitäts- und Wärmesystem hat in großem Umfang konzernmäßige Bindungen an Zulieferer von sowohl Maschinen usw. wie auch Rohstoffen, z.B. Braunkohle. Das gibt es im dänischen System nicht.

Wenn man also den Überschuß im Energiesystem eines anderen Landes einschätzen soll, kann man sagen: im dänischen System hat man die Preise, die erscheinen, wenn kein Überschuß an Aktionäre abgeliefert werden muß, keinem größeren Konzern Aktienkursbeistand geleistet werden muß, kein Zuschuß an die Produktentwicklung der Zulieferbetriebe gezahlt werden muß usw.

Die dänischen Elektrizitäts- und Wärmepreise (ohne Abgaben) können wir daher „Null-Überschußpreise" nennen.

Der Unterschied zwischen den dänischen Preisen und denen eines anderen Landes sind daher (alles andere gleich) der Überschuß an Aktionäre, die Produktentwicklung der Zulieferbetriebe, Aktienkursbeistand für die Konzerne usw.

Das dänische System kann daher als Teil der Grundlage für die Einschätzung gebraucht werden, wie groß der Überschuß im Elektrizitäts- und Wärmesystem eines anderen Landes ist.

Eine solche Berechnung ist gerade für die neuen Bundesländer interessant, die gerade im Begriff sind zu entscheiden, ob das Eigentum an den Versorgungseinrichtungen im Gebiet bleiben soll, oder ob man es an die westdeutschen Elektrizitätsgesellschaften als Bezahlung für deren Beratung in Verbindung mit der Renovierung der Energie–systeme in den neuen Bundesländern abtreten soll. Wir betonen, daß dies eine Bezahlung der *Beratung* wäre: die Renovierung des Elektrizitätssystems in den neuen Bundesländern wird z.Zt. über die Strompreise dieser Länder bezahlt (s. Abschnitt 6.3.).

Die Höhe der Extrabezahlung im westdeutschen System:

Die Aktionäre können also auf zweierlei Weise einen Überschuß aus dem Stromverkauf ziehen: Teils direkt in Form eines Überschusses der Elektrizitätsgesellschaften, teils indirekt in Form einer Mehrbezahlung an andere Aktiengesellschaften des Konzerns. Aber um wie große Beträge dreht es sich?

Wenn wir die Berechnungstabelle weiterrechnen, kommen wir zu folgenden Extrapreisen auf Großhändlerniveau im westdeutschen Elektrizitätssystem:

	Extrabezahlung in Pf/kWh
Überschuß an Aktionäre	0,49
Extrabezahlung für Kohlekrafttechnologie	0,7
Extrabezahlung für Atomkrafttechnologie	0,6
Gesamt	**1,79**

Tabelle 5.1: Extrabezahlung im westdeutschen Elektrizitätssystem auf Kraftwerks- und Transmissionsniveau[1] (z.B PreußenElektra/PE)

Anmerkung: [1] Über diese Extrabezahlung hinaus kommt die Extrabezahlung auf *Verteilergesellschaftsniveau* hinzu.

Die Berechnung ist nicht vollständig. Es fehlt eine Diskussion der Extrabezahlung für Transmissionstechnologie, Ingenieurberatung usw.

Der Berechnung fehlt gleichermaßen eine Einschätzung des Überschußtransfers an die Aktionäre, die sich in Verbindung mit den Aktienkurssteigerungen ergibt. Eine solche Kurssteigerung kann sich z.B. in Form der Freiaktienemission eines besonders günstigen Aktienverkaufsangebots an die Aktionäre auswirken.

Ebenso ist unklar, welcher Teil der Steuerzahlungen in Höhe von 0,54 Pf/kWh seitens der PreußenElektra 1987 an das westdeutsche Bundesland abgeführt wurde, in dem die PreußenElektra ihren Hauptsitz hat (Niedersachsen). Die Steuerzahlung wurde deshalb hier nicht berücksichtigt.

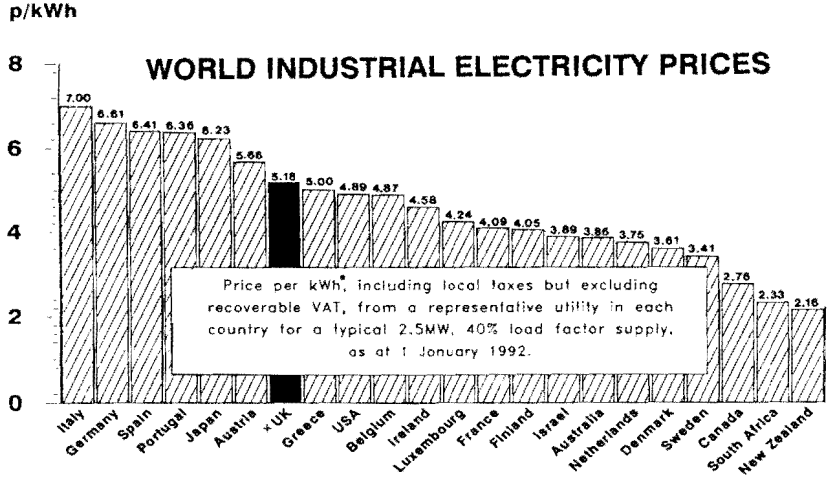
Die Extrabezahlung von 1,79 Pf/kWh soll hier als die Extrabezahlung verstanden werden, die eine Region aufbringen muß, um in das Eigentum einer Kraftwerks- und Transmissionsgesellschaft des PE-Typus überzugehen, statt die eine oder andere Form des Besitzes mit Eigenkapital (dänisch: „selveje") zu begründen.

Der Betrag ist auch ein Maß dafür, was netto aus einer Region, in diesem Fall aus den neuen Bundesländern, abfließt, wenn sie von Gesellschaften außerhalb der Region aufgekauft werden (so wie von PreußenElektra).

5.2.2. Wie hoch ist der Mehrpreis für Elektrizität in den Alten Bundesländern?

Oben haben wir via rechnerischer Einschätzung versucht, die Extrabezahlungen an das westdeutsche Elektrizitätssystem *auf Kraftwerks- und Transmissionsniveau* im Verhältnis zu einem System wie dem dänischen einzuschätzen, wo keine Überführungen an Aktionäre und Lieferanten stattfinden.

Eine andere Methode, um den Umfang dieser Überführungen zu bestimmen, ist ein direkter Preisvergleich. Ein solcher Preisvergleich wird als erstes die Extrabezahlung bestimmen, die sich im deutschen Elektrizitätssystem auf *Kraftwerks-, Transmissions- und Verteilungsniveau* abspielt.



Figur 5.3: Deutsche und dänische Strompreise im internationalen Zusammenhang;

im Vergleich der Elektrizitätspreise für Industriekunden verschiedener Länder. Daraus geht hervor, daß Deutschland einen der höchsten Strompreise in der westlichen Welt hat, in der Tabelle nur von Italien übertroffen. Alles andere gleichgesetzt, könnten wir sagen, daß der Unterschied zwischen dem Preis in Deutschland und im überschußfreien dänischen System die Extrabezahlung ausmacht, damit das deutsche System als Aktiengesellschaft organisiert sein kann. Es ist jedoch notwendig, andere Faktoren zu berücksichtigen, die die Preise beeinflussen können.

Der direkte Preisvergleich ist auch eine Methode, um den Geldabfluß zu bestimmen, der nicht direkt aus den Geschäftsberichten der Elektrizitätsgesellschaften hervorgeht, so daß man für 1991 nicht einfach deren Überschüsse zusammenlegen kann, um so die Gesamtabführungen an die Aktionäre zu erhalten. Man muß die Vorteile etc. der Zulieferbetriebe zu dem Überschuß addieren, den man bei einer genaueren Analyse der *Geschäftsberichte* der einzelnen Gesellschaften errechnet. Diese genauere Analyse wurde hier nicht vorgenommen. Der direkte Preisvergleich würde uns die gesamten Mehrbezahlung dafür zeigen, daß das Elektrizitätssystem im Besitz von Aktionären ist und in große Konzerne fließt, aber nicht bestimmen, wieweit der Geldtransfer als Kurssteigerungen, Aktionärsgewinne, Überführung und Zulieferer etc. stattfindet.

Die Methode ist hierbei die, das Elektrizitätssystem in den alten Bundesländern mit dem *überschußfreien* dänischen Elektrizitätssystem zu vergleichen, und dann zu sagen, daß der Unterschied entweder *effizienzmäßig* oder *überführungsmäßig* bedingt ist. Wer dann dagegen argumentiert, daß obengenannte Überführungen stattfinden, kann dann sagen, daß der Unterschied zwischen den dänischen und den deutschen Strompreisen entweder auf dem Unterschied in der Leistung oder auf Unterschieden in naturgegebenen Bedingungen beruht, die in der vorliegenden Analyse nicht berücksichtigt wurden.

In wie hohem Maße können natürliche Voraussetzungen wie der längere Überlandtransport bei Kohle und Unterschiede in der Nutzungsdauer usw. den großen Preisunterschied erklären? In Tabelle 5.2. haben wir den Wert der Bedingungen berechnet, die in Deutschland und Dänemark unterschiedlich sind.

Tabelle 5.2.

	Pf/kWh
a: Kohlepfennig: Überpreis pro verkaufte KWh	1,15
b: Extrakosten für Kühltürme	0,23
c: Kleinere Unkosten wegen längerer Nutzungsdauer der Kraftwerke	-0,57
d: Extrakosten wegen grösserer Kohletransportkosten	0,028
e: Extrakosten wegen eines niedrigeren Wasserkraftanteils	0,173
f: Steuern an die Bundesregierung	0,82
g: Konzessionsabgaben	0,8
Insgesamt	**2,63**

Tabelle 5.2.: Unterschiede der Brennstoffpreise im deutschen und dänischen Elektrizitätssystem aufgrund natürlicher Bedingungen.

Ad a: Den „Auswirkungen des EG-Binnenmarktes ..."[6] entnehmen wir, daß „die Verstromungshilfen in der Bundesrepublik", d.h. die Mehrbezahlung für Elektrizität, die als Deckung der Kosten für die teure einheimische Steinkohle dient, 1988 sich auf bis zu ca. 4 Mia. DM für die öffentlichen Kraftwerke (insgesamt ca. 6 Mia. DM incl. private und industrielle Elektrizitätsproduktion) belief. Bei einem Netzverlust von 10% lieferten die öffentlichen Werke 1990 346,5 Mia. kWh an die Verbraucher. Pro gelieferte kWh beträgt die „Verstromungshilfe" (Kohlepfennig) daher *ca. 1,15 Pf/kWh.*

Ad b: Die Extraausgaben für Kühltürme sind - verteilt auf das gesamte deutsche System - mit *0,23 Pf/kWh* in „Danish and German Electricity Prices" berechnet.

Ad c: In bezug auf die Tagesverteilung des Verbrauchs ist diese wesentlich gleichmäßiger als in Dänemark, was zu niedrigeren Kapazitätskosten als in Dänemark führen müßte. Laut „Auswirkungen des EG-Binnenmarktes ..." betrug die Nutzungsdauer im dänischen System z.B. 1987: 3.469 Stunden, während sie im deutschen System bei 4.320 Stunden lag. 1987 war ein Jahr, in dem Dänemarks Nettoimport von Elektrizität bei ca. 9% der Gesamtproduktion lag. Wird dies berücksichtigt, erhöhte sich die dänische Nutzungszeit - ohne Nettoimport - auf 3.781 Stunden.

Pro installierte kW werden in Deutschland also 14% mehr kWh produziert als in Dänemark im Jahre 1987. (Die Argumentation ist auch dann stichhaltig, wenn mehrere Jahre herangezogen werden).

Bei einem Preis von 2.000 DM/kW installierter Leistung, einem Realzins von 7% p.a., einer durchschnittlichen Nutzungsdauer von 4.320 Stunden und einer ökonomischen Lebensdauer von 25 Jahren kostet die elektrische Leistung im Durchschnitt 3,98 Pf/kWh. Hätte das deutsche System die dänische Nutzungsdauer von 3.781 Stunden, wäre der durchschnittliche Kapazitätspreis pro kWh 4,55 Pf/kWh.

Das deutsche System spart also *0,57 Pf/kWh,* insofern es eine längere Nutzungsdauer als das dänische System aufweist.

Ad d: Der Kohlepreis dürfte aufgrund höherer Transportkosten im deutschen System höher sein als im dänischen. Kohle an Hafen in Dänemark und Norddeutschland kostet ca. 80 DM pro Tonne, während sie in Berlin ca. 90 DM/t kostet. Der Unterschied von 10 DM bedeutet, daß es in Deutschland 0,355 Pf/kWh mehr kostet als in Dänemark, Elektrizität aus Importkohle zu produzieren. Laut „Auswirkungen des EG-Binnenmarktes ..." macht die Importkohle 1990 ca.

8% des Brennstoffverbrauchs aus. Die Verteuerung im deutschen System aufgrund von extra Kohletransportkosten beträgt also 1990: *0,028 Pf/kWh*.

Ad e: Das dänische Elektrizitätssystem zeichnet sich dadurch aus, daß die Möglichkeit besteht, aus Norwegen und Schweden billige mit Wasserkraft produzierte Elektrizität zu beziehen. Über eine zehnjährige Periode, von 1982-1991, hat ELSAM durchschnittlich 15% seines Strombedarfs aus Wasserkraftwerken importiert. Die Einsparungen bei diesem Handel liegen darin, daß man niedrigere Brennstoffkosten für die Kraftwerke erhält. Man spart keine Kraftwerksleistung. Die Einsparungen bei diesem Gesamthandel werden mit höchstens 1 Øre/kWh veranschlagt, was max. 0,26 Pf/kWh entspricht.

Ca. 4% der deutschen Stromproduktion gründeten sich 1990 auf Wasserkraft, wobei wir prozentual den gleichen Vorteil für das System voraussetzen wie bei der skandinavischen Wasserkraft für Dänemark, also einen Vorteil von *0,087 Pf/kWh* für das deutsche System. Der Nettovorteil für das dänische System beträgt deswegen hier (0,26-0,087) Pf/kWh oder 0,173 Pf/kWh.

Ad f: Wenn man den Preisunterschied zwischen dem dänischen und dem deutschen System einschätzen soll, ist es wichtig zu beachten, wie groß der Abfluß von Steuern an die Bundesbehörden ist. Aus „Danish and German Electricity Prices" wissen wir, daß sich diese Steuern auf bis zu *0,82 Pf/kWh* in einem Elektrizitätssystem belaufen, das aus der PreußenElektra, der Schleswag, der HEW usw. besteht.

Ad g: Hinzu kommt eine Konzessionsabgabe an die Gemeinden, die wir auf dem Hintergrund von Geschäftsberichten verschiedener Elektrizitätsgesellschaften, die wir kannten, auf bis zu *0,80 Pf/kWh* errechnet haben.

Die Zusammensetzung des Stromverbrauchs ist im deutschen System anders als im dänischen. Ein viel größerer Verkaufsanteil geht an industrielle Großabnehmer. Das müßte bedeuten, daß die Elektrizitätsproduktion in Deutschland billiger ist als in Dänemark. Was dies für den Unterschied zwischen den deutschen und den dänischen Strompreisen bedeutet, wurde hier nicht berücksichtigt.

Alles in allem sagt uns das Schema 5.2. also, daß ein Preisunterschied von 2,63 Pf/kWh (0,93 pence) aus unterschiedlichen natürlichen oder steuermäßigen Voraussetzungen zu erklären ist. Der Rest der Differenz zwischen dem dänischen und dem deutschen Strompreis kann nicht aus solchen unterschiedlichen Voraussetzungen erklärt werden. Dieser Unterschied beträgt 5,86 Pf/kWh (2,07 pence).

Im Elektrizitätssystem der alten Bundesländer erscheint ein Strompreis, der um 5,86 Pf/kWh höher ist als der Strompreis im dänischen System. Dieser Preisunterschied kann schwerlich auf andere Weise erklärt werden als mit den Geldabflüssen, wie in Figur 5.1. dargestellt: Der Überführung von Geld an Aktionäre und andere Konzernteilhaber. Wir haben uns erlaubt davon abzusehen, daß das Elektrizitätssystem in den alten Bundesländern eine spürbar niedrigere geschäftsmäßige oder produktionsmäßige Produktivität haben könnte als das dänische System.

Mit einem Jahresverbrauch an Elektrizität von öffentlichen Elektrizitätswerken in Höhe von 360 TWh und einer Extrabezahlung für Strom in Höhe von 5,86 Pf/kWh (58,6 Mia. DM/TWh) belaufen sich die Überführungen für Aktiengewinn, Kursgewinne und die Transferierungen an Zulieferbetriebe in den alten Bundesländern auf ca. 21 Mia. DM jährlich.

In diesem Zusammenhang ist die Bemerkung von Interesse, daß die Elektrizitätsgesellschaften in einer Periode wirtschaftlicher Rezession für ganze Konzerne als „Aktienkurslokomotiven" wirken können:

Elektrizitätsgesellschaften als Aktienkurslokomotiven:
Die Beispiele PreußenElektra und RWE

PreußenElektra[7] ist ein Teil des VEBA-Konzerns, der ein Unternehmen für Öl, Elektrizität, Chemie und Dienstleistungen für Handel und Verkehr betreibt. Der Gesamtumsatz des VEBA-Konzerns betrug in den Jahren 1991: 59 Mia. DM und 1992: 65 Mia DM. PreußenElektra betreibt Elektrizitätsproduktion, -transmission und -distribution und steht für 20% der gesamten Stromproduktion in den alten Bundesländern. PreußenElektra zeichnete 1991 und 1992 für 11,7 bzw. 11,9 Mia. DM (18-20%) an Überschüssen des VEBA-Konzerns.

Der Gesamtüberschuß nach Steuerabzug betrug 1991 und 1992: 1.301 bzw. 1.214 Mill. DM. Hiervon für PreußenElektra 628 bzw. 783 Mill. DM (48%/64%).

Die PreußenElektra zeichnet also in diesen zwei Jahren für 48% bzw. 64% des Überschusses nach Steuerabzug, selbst wenn sie sowohl umsatz- wie beschäftigungsmäßig gesehen nur für 16% bzw. 20% des VEBA-Konzerns steht. An Dividendenauszahlungen für die VEBA-Aktien zeichnet die PreußenElektra in den Jahren 1991/1992 für 39% bzw. 51%.

Kursmäßig entwickelt die VEBA die Aktien parallel zum deutschen FAZ-Index. Dieser Gleichtakt des Kurses mit dem FAZ-Index kann schwerlich anders erklärt werden als durch „das Huhn, das goldene Eier legt", die PreußenElektra.

PreußenElektras Erfolge sind deshalb von entscheidender Bedeutung für die Fähigkeit des VEBA-Gesamtkonzerns, auf dem Aktienmarkt attraktiv zu sein, weswegen die PreußenElektra zu Recht *Aktienlokomotive* für den VEBA-Konzern genannt werden kann: Ein VEBA-Konzern ohne PreußenElektra könnte seine Stellung auf dem Aktienmarkt nicht behaupten.

RWE Energie[8] ist ein Unternehmen, das Stromproduktion, -transmission und -distribution betreibt sowie einen kleineren Gas- und Fernwärmeverkauf. RWE Energie ist eine Tochter des RWE-Konzerns, der Unternehmen auf den Gebieten Chemie, Bergbau und Rohstoffgewinnung, Öl Maschinenbau und Anlagebau betreibt.

1991 betrug der Gesamtumsatz des Konzerns 52 Mia. DM, von denen RWE 36% zeichnete. RWE hatte 105.000 Beschäftigte, von denen 31.746 bei der RWE Energie beschäftigt waren.

1991 trug RWE Energie mit 354 Mio. DM zum Gesamtüberschuß des Konzerns in Höhe von 877 Mio. DM bei. Inzwischen hat RWE Energie weitere Branchen des Konzerns, u.a. die Bergbaugesellschaft Rheinbraun, als direkte Unterlieferanten. RWE Energie nahm insgesamt 60% von deren Produktion ab. Daher können 60% des Überschusses aus dem Industriezweig „Bergbau und Rohstoffe" auch der Elektrizitätsproduktion zugeschrieben werden[9]. Hiermit belaufen sich die direkten Unternehmungen in Verbindung mit der Elektrizitätsversorgung auf 53%.Hinzu kommen die Unternehmungen, die RWE in Verbindung mit der Renovierung des Elektrizitätssystems in den neuen Bundesländern bekommen hat, z.B. die Rauchgas–entschwefelungsanlage in Jänschwalde für 4,5 Mia. DM.

Betrachten wir die Aktienkursentwicklung der RWE, kann man sehen, daß der Aktienkurs von 200 primo 1987 auf einen Kurs zwischen 300 und 400 primo 1992 gestiegen ist, also fast eine Verdopplung innerhalb von 6 Jahren. Diese Verdoppelung entspricht einem Kursgewinn von ca. 9 Mia. DM in dieser 6-Jahres-Periode. Die durchschnittliche Kursentwicklung, wie sie aus dem deutschen Aktienindex (DAX) hervorgeht, betrug in der gleichen Periode eine Steigung von 200 auf ca. 260.

„Aktienkurslokomotiven" als strukturelle Behinderungen

Zusammenfaßend können wir über die RWE Energie und die PreußenElektra sagen, daß deren Position auf dem Energiemarkt eine entscheidende Rolle für *den RWE-Konzern und den VEBA-Konzern* spielt. Eine Entwicklung der Energiesysteme hin zu einer dänischen Organisationsform würde die Konkurrenzfähigkeit dieser Konzerne ganz entscheidend schwächen.

Entsprechendes kann von einer Entwicklung gesagt werden, in deren Verlauf ein Teil ihrer Marktgrundlage für Elektrizität aufgrund einer erhöhten Produktion unabhängiger Kraftwärmegesellschaften verschwand.

In den alten Bundesländern liegt deshalb eine *eingebaute strukturelle Schwäche* in dem Umstand, daß die Interessen sehr großer Unternehmen mit einer Produktionsform von Elektrizität verknüpft sind, die *30-35% mehr Brennstoff verbraucht als ein Elektrizitätssystem auf der Basis von Kraftwärmeproduktion.*

In diesem Zusammenhang muß auch erwähnt werden, daß die Energieverbraucher über die Strompreise den *Konzernen* Zuschüsse geben, die sich auf einem freien Markt schwerlich würden halten können. Auf diese Weise könnte an einer veralteten Wirtschaftsstruktur auf Kosten einer vielleicht notwendigen Modernisierung dieser Struktur festgehalten werden.

5.3. Die Strompreise in den Neuen Bundesländern

Oben haben wir die dänischen Strompreise mit den Preisen in den Alten Bundesländern verglichen. Das haben wir getan, um ein Bild davon zu bekommen, wie die Preisbildung in dem Gebiet vorsichgeht, aus dem die Elektrizitätsgesellschaften kommen, die laut Stromvertrag ausersehen sind, den Hauptanteil am Elektrizitätssystem in den neuen Bundesländern zu übernehmen.

Man könnte sich jedoch vorstellen, daß diese Elektrizitätsgesellschaften in den Neuen Bundesländern ein anderes Verhalten als in den Alten Bundesländern an den Tag legen könnten.

Z.Zt. werden die 15 regionalen EVU (Verteilergesellschaften) und die VEAG (Kraftwerks- und Transmissionsgesellschaft) von den Elektrizitätsgesellschaften in den Alten Bundesländern von einer „Geschäftsbesorgung" verwaltet. Es handelt sich um einen Geschäftsvorstand, der, soweit wir sehen können, vollkommen freie Hand hat, die Investitionen vorzunehmen, die seine Mitglieder für notwendig halten. Wir sehen da auch z.Zt. sehr umfaßende Investitionen sowohl von der VEAG wie auch von den regionalen Verteilergesellschaften, den EVU.

Deshalb sind wir in der Lage, uns ein Bild von der Investitions- und Preispolitik in den Neuen Bundesländern zu machen, weil es nämlich die Elektrizitätsgesellschaften der Alten Bundesländer sind, die z.Zt. via „Geschäftsbesorgungsgesellschaften" das Elektrizitätssystem in den Neuen Bundesländern betreiben.

Um ein Gefühl dafür zu bekommen, inwieweit dies zutrifft, wollen wir im folgenden die Preise durchgehen, zu denen die Geschäftsbesorgungsgesellschaften z.Zt. Strom an die Neuen Bundesländer liefern und wollen zugleich die Investitionspolitik dieser Gesellschaften begutachten.

Um diese Preise interpretieren zu können, muß man sich darüber im klaren sein, daß die regionalen Stromverteilergesellschaften an drei Kundengruppen verkaufen:

a: Ländliche Gebiete, d.h. alles, was nicht als „Stadt" definiert werden kann, mit denen kein Konzessionsvertrag abgeschlossen wurde noch abgeschlossen werden soll. *Hier wird an den Endverbraucher geliefert.*

b: Städte, mit denen ein Konzessionsvertrag besteht. *Hier wird an den Endverbraucher geliefert.*

c: Städte ohne Konzessionsvertrag. *Hier wird an die Stadt geliefert, die dann den Strom weiterverteilt* - oder die Wärme.

Die Preise, zu denen wir im folgenden gelangen, wenn wir von den Geschäftsberichten der regionalen Versorgungsgesellschaften ausgehen, sind daher Preise für ein Produkt, das in einem gewissen Umfang ein Großhandelsprodukt ist, Fall „c" oben.

Zunächst wollen wir als Bezugsrahmen Dänemarks „Null-Überschußsystem beschreiben.

5.3.1. Dänemark[10]

Der gesamte Stromverkauf beträgt 1991: 29,5 TWh.

Investitionen:
Im Verteilungssystem, das hier untersucht wird, lagen die Investitionen in der Periode 1982-1991 bei zwischen 0,6 Pf/kWh und 1 Pf/kWh *in einer Periode, in der der Stromverbrauch um 30% gestiegen ist.*

Trotzdem gehen wir davon aus, daß *1Pf/kWh* eine Status-quo-Investition ist, die wir als die Investition definiern, die nötig ist, um das Verteilersystem zu warten. Es handelt sich daher wahrscheinlich um eine geringe Überbewertung der Kosten, ein ausgebautes Verteilersystem aufrechtzuerhalten.

Preise
Der durchschnittliche Strompreis an Verbraucher beträgt 1991: *11,70 Pf/kWh,* der dänische Durchschnittspreis an Endverbraucher, also reiner Einzelhandelspreis.

Der durchschnittliche Strompreis an das Netz der Stromverteilergesellschaften betrug 1991 *8,6 Pf/kWh.* Von diesem „neutralen" Strom- und Investionspreis ausgehend, wollen wir einschätzen, wie sich die konzessionierten Verteilergesellschaften in den Neuen Bundesländern in bezug auf die Preis- und Investitionspolitik verhalten.

5.3.2. Die Neuen Bundesländer

Die **MEVAG**[11], Märkische Energieversorgung AG (Potsdam), die von der Preußen–Elektra verwaltet wird, hatte im Jahre 1991 einen Umsatz von 962 Mio. DM, davon 128,5 Mio. für Fernwärme und der Rest ganz überwiegend für Elektrizität. Die Gesellschaft hat einen buchungsmäßigen Unterschuß von 24 Mio. DM.

Die Investitionen:
Im Jahre 1991 betrugen die Gesamtinvestitionen der MEVAG 109,9 Mio. DM, wovon 89% an die Verbesserung der Stromverteilungssysteme geknüpft waren. Das entspricht 2,2 Pf/kWh (der Durchschnitt in Dänemark ist 1,04 Pf/kWh[12]). Von den 2,2 Pf/kWh finanzieren sie selbst 1,6 Pf/ kWh (Unterschuß von 24 Mio. DM).

1992 betragen die Investitionen ca. 200 Mio. DM bei einem gleichzeitigen buchungs–mäßigen Unterschuß von ca. 26 Mio. DM (Telefongespräch mit Herrn Neubauer von der MEVAG). Die Investitionen von 1992 entsprechen 4,1 Pf/kWh, von denen 3,5 Pf/ kWh eigenfinanziert sind.

Die MEVAG hat also 1991 eine verbraucherfinanzierte Renovierungsinvestition von ca. 0,9 Pf/kWh und von 2,7 Pf/kWh im Jahre 1992, sofern man annimmt, daß das dänische Elektrizitätssystem ein System repräsentiert, das keinen Nachholbedarf an Investitionen hat und daß ein solches System Investitionen in der Größenordnung von 1 Pf/kWh hat.

Aus den Investitionen können wir schließen, daß die MEVAG, besonders im Jahre 1992, eine umfaßende Verbesserung des Verteilersystems vornimmt. Die Verbes–serungen werden im wesentlichen über die Strompreise des Jahres finanziert. Der Teil der Investitionen, der nicht über die Strompreise finanziert wird, wird durch Anleihen finanziert, und wird also letzten Endes auch über die Strompreise in den Neuen Bundesländern finanziert.

Buchungsmäßig geschieht das in einer Situation, in der die Treuhand Eigentümerin der MEVAG ist und in der die jetzigen Geschäftsführer potentielle Käufer des Systems sind. Es ist wichtig, sich dabei vor Augen zu führen, daß die buchungsmäßige Steigung des Anlagevermögens auf nur 20 Mio. DM geschätzt wird, wobei wir oben die Verbesserung des Verteilungssystems auf einen Wert in der Größenordnung von 40-50 Mio. DM geschätzt haben. In diesem Zusammenhang ist auch erwähnenswert, daß das Jahr 1991 ebenfalls einen Anstieg in „Sonstige Rückstellungen" auf 53 Mio. DM oder 37% von 1990-1991 enthält.

Die Preise
Diese Rechnung zeigt außerdem, daß die Durchschnittsbezahlung an die MEVAG für die 1991 verkaufte Elektrizität bei 19,1 Pf/kWh lag, während der Durchschnittspreis für die verkaufte Wärme 108 DM/MWh betrug.

Diese Preise sind jedoch keine reinen Einzelhandelspreise an Endverbraucher.

Der Strompreis der MEVAG, der eine Mischung von Preisen an Endverbraucher und an die Stadtwerke ist, beträgt im gleichen Jahr wie oben genannt *19,10 Pf/kWh.*

Es muß erwähnt werden, daß der Preis der MEVAG eine Konzessionsabgabe enthält (Bezahlung an die Städte, an die man das Netz in Konzession gegeben hat), die, telefonisch gegebenen Informationen zufolge[13], im Jahre 1991 bei etwa 30 Mio DM liegen (1992 bei ca. 50 Mio DM). Die durchschnittliche Konzessionsabgabe beträgt demnach z.Zt. 0,70 Pf/ verkaufte kWh.

Die Bezahlung für Elektrizität und Leistung durch die VEAG liegt zwischen 13,70 Pf/ kWh und 14,46 Pf/kWh pro verkaufte kWh, oder zwischen *12,70 Pf/kWh* und *13,40 Pf/kWh, gekauft von der VEAG* bei einem Netzverlust von 8%[14]

Wir wollen annehmen, daß der Preis für Elektrizität *13 Pf/kWh,* geliefert an Verbraucher, beträgt. Zum Vergleich betrug der Verkaufspreis ab Hochspannungsnetz in Dänemark 1991 im Durchschnitt *8,60 Pf/kWh*

Die **ESAG**[15], Energieversorgung Sachsen-Ost AG (Halle), die von der HEW betrieben wird, hat im Jahre 1991 einen Umsatz von 1.366 Mio. DM und einen Unterschuß von knapp 5 Mio. DM. Bei einem Wärmepreis von 100 DM/MWh verteilt sich der Umsatz auf 293 Mio. DM für Wärme und 1.073 Mio. DM für Elektrizität. Der Stromverkauf beträgt 1991: 5.435 GWh und der Wärmeverkauf 2.938 GWh.

Investitionen
1991 werden ins *Elektrizitätssystem* ca. 200 Mio. DM investiert, was 3,70 Pf/kWh entspricht. Das entspricht einer Verbesserung des Systems in der Größenordnung 145 Mio. DM, sofern man die dänischen Investition von 1 Pf/kWh als Status quo - Investition voraussetzt.

In das *Wärmesystem* werden ca. 130 Mio. DM in einer Situation investiert, in der der Wert des gesamten Wärmeverkaufs, bei einem Preis von 100 DM/MWh an Verbraucher, bei 293 Mio. DM liegt. D.h., daß die Investitionen in die Verbesserung der Wärme-systeme 44% des Wärmepreises entsprechen.

Das Jahresergebnis liegt bei einem Verlust von knapp 5 Mio. DM, ist also ganz verschwindend klein im Verhältnis zu Investitionsumfang und Umsatz.

Im Geschäftsbericht ist interessant, daß der Wert der „Technischen Anlagen und Maschinen" Ende 1991 mit 484 Mio DM berechnet wird, während er Anfang 1991 mit 508 Mio DM berechnet wurde, in einer Situation, in der im Jahresverlauf Neu-investitionen von 330 Mio. DM vorgenommen wurden.
Ebenfalls von Interesse ist, daß der Posten „Umlaufvermögen" von 1990 bis 1991 um 147 Mio. DM gestiegen ist.

Alles in allem kann man sagen, daß über den Strom- und Wärmepreis eine umfaßende Erneuerung der technischen Anlagen vorgenommen worden ist, *ohne daß diese Erneuerung als Wertsteigerung der Aktiva berechnet wird.*

Ebenfalls über die Preise ist eine Konsolidierung erfolgt, die, wie oben gezeigt, in einer Größenordnung von 100 Mio. DM liegt.

Verbesserung des Elektrizitätssystems	145 Mio DM
Verbesserung des Wärmesystems	100 Mio DM
Konsolidierung des Elektrizitätssystems	78 Mio DM
Konsolidierung des Wärmesystems	22 Mio DM

Insgesamt wurde 1991 eine Konsolidierung in Höhe von ca. 345 Mio DM vorgenommen.

Das Wärmesystem hat mit ca. 22% am Umsatz teil, das Elektrizitätssystem mit 78%, die Konsolidierung teilt sich diesem Verhältnis entsprechend auf.

Die Verbesserung des Elektrizitätssystems beträgt daher 145 Mio. DM + 78 Mio. DM oder *223 Mio DM* im Jahre 1991. Das entspricht *4,1 Pf/kWh* verkaufte Elektrizität.

Die Verbesserungen im Wärmesystem und bei der Konsolidierung liegen in der Größenordnung von 122 Mio. DM, was ca. *41 DM/MWh* verkaufte Wärme an Verbraucher entspricht.

Die Preise
Wenn man den Umsatz für Elektrizität durch den Elektrizitätsverkauf dividiert, erhält man, unter Voraussetzung eines Wärmepreises von 100 DM/MW, einen durchschnittlichen Strompreis der ESAG von *19,7 Pf/kWh*. Werden die Aufwendungen für RHB-Stoffe und die Aufwendungen für bezogene Leistungen mit 81,7 Mio. DM veranschlagt und der Rest zur Stromproduktion geschlagen, errechnet sich ein Rohstoffverbrauch etc. von 762 Mio. DM für die Stromproduktion[16].

Pro verkaufte kWh entspricht das einem Preis von 14 Pf/kWh an Verbraucher. Berechnet man den Netzverlust mit 8%, bedeutet das, daß der von der VEAG gekaufte Strom *12,96 Pf/kWh* beträgt.

Geht man von Ölverbrennung aus, beträgt der Brennstoffverbrauch für Wärme das Doppelte, und wir erhalten einen Preis von *11,6 Pf/kWh* für Elektrizität, von der VEAG an die ESAG verkauft.

Bei einer Verbrennung von halb Öl, halb Braunkohlestaub erhalten wir einen Lieferpreis der VEAG an die ESAG von *12,3 Pf/kWh*.

Die **ESSAG**[17], Energieversorgung Spree-Schwarze Elster AG (Cottbus), die von der RWE betrieben wird, hat 1991 einen Umsatz von 870 Mio. DM bei 226 Mio. DM für Wärme und 643,5 Mio. DM für Elektrizität. Der Verkauf an Elektrizität beträgt 1.3891 GWh, an Wärme 2.319 GWh.

Investitionen
Die ESSAG investierte 1991 nur 0,8 Pf/kWh, d.h. weniger, als für eine Status quo - Investition in einem Elektrizitätswerk nötig ist. Im Verhältnis zur ESAG handelt es sich um einen Investitionsunterschied von 2,9 Pf/kWh. Hätte die ESSAG den gleichen Investitionsumfang wie die ESAG, hätte der Durchschnittspreis der ESSAG auch bei 19,4 Pf/kWh gelegen (gegenüber ESAGs 19,7 Pf/kWh).
Die ESSAG beschleunigte ihr Investitionsprogramm im Jahre 1992 von einem Gesamtniveau von 58 Mio. DM 1991 zu einem Niveau von 230 Mio. DM 1992. Die ESSAG ist somit in die Renovierungsentwicklung eingetreten.

Die Preise
Der durchschnittliche Strompreis beträgt im Jahre 1991 16,53 Pf/kWh. Der durchschnittliche Wärmepreis beträgt 97,56 DM/MWh an Verbraucher.

Nehmen wir einen Netzverlust von 8% im Versorgungsgebiet der ESSAG an und eine halb Öl-, halb Braunkohlestaub-Befeurung, erhalten wir einen Kaufpreis für Elektrizität von der VEAG von *11,26 Pf/kWh* im Jahre 1991.

Schauen wir uns jedoch die Statistik der VEA[18] für Preise für Sondervertragskunden an, so ist hier für die ESSAG ein Durchschnittspreis von *20,33 Pf/kWh* verzeichnet, was ein wenig höher ist als die Preise der MEVAG und in etwa dem Durchschnittspreis für Elektrizität, verkauft an die Sondervertragskunden in den neuen Bundesländern, entspricht.

Die **EVS**, Energieversorgung Südsachsen AG, wird von der RWE und dem Bayernwerk betrieben. Im Jahre 1991 betrug der Verkauf von Elektrizität 5.376 GWh und von Wärme 2.775 GWh. Bei einem relativ niedrigen Wärmeverkaufspreis von zwischen 77,70 und 69,30DM/MWh[19] errechnen wir einen Wärmeverkauf von 202,6 Mio. DM im Jahre 1991, sofern wir einen Durchschnittsverkaufspreis von 73 DM/MWh annehmen.

Der Verkauf von Elektrizität beträgt dann 1992: 1.232,8 Mio. DM, was 86% des Umsatzes entspricht.

Investitionen und Rücklagen
Die Renovierungsinvestitionen sind im Jahre 1991 noch nicht richtig in Angriff genommen worden. Es wurden 107 Mio. DM in das Elektrizitätssystem und 90 Mio. DM ins Wärmesystem investiert. Diese Investitionen wurden über den Strompreis durchgeführt.

Wenn man davon ausgeht, daß ein Wartungsinvestition ins Stromnetz 1 Pf/kWh kostet, wurde im Jahre 1991 immerhin eine Verbesserung des Netzes vorgenommen, die etwa *1 Pf/kWh* entspricht.

Das Umlaufvermögen ist von 1990 bis 1991 beträchtlich gestiegen, nämlich um 349,7 Mio. DM. Werden der Elektrizitätsseite proportional zum Umsatz 86% dieser Steigung zugeschrieben, entspricht dies etwa *5,6 Pf/kWh* an verkauftem Strom.

Die Preise
Der Durchschnittsverkaufspreis für Elektrizität beträgt 1991: *22,9 Pf/kWh*. Wird der Preis für die Verbesserung des Netzes um 1 Pf/kWh und die Steigung des Umlaufvermögens um 5,6 Pf/kWh korrigiert, erhalten wir einen Strompreis von *16,3 Pf/kWh* in einer Situation, in der keine Kapitalabschöpfung im Unternehmen stattfindet.

Bei einem Preis für Materialaufwand von 54,50 DM pro verkaufter MWh an Wärme errechnet sich ein Kaufpreis für die Einspeisung in das EVS-Netz (von der VEAG) in Höhe von 11,43 Pf/kWh.

Bei einem halben Preis von 27,25 Pf/kWh, erhält man einen Kaufpreis von 12,7 Pf/kWh. Da die EVS selbst 22,5% ihres Elektrizitätsbedarfs durch Kraftwärmekopplung produziert, ist die Bestimmung eines genauen Kaufpreises für Elektrizität von der VEAG anhand der Zahlen im Geschäftsbericht schwierig, aber eine Größenordnung von 12 Pf/kWh erscheint nicht unwahrscheinlich.

Hinzuweisen ist im übrigen darauf, wie nahe die EVS der vom Stromvertrag vorgeschriebenen Grenze von 70% ist, die von der VEAG abgenommen werden müssen.

Die **WESAG**[20], Westsächsische Energie AG (Leipzig), wird betrieben von der RWE Energie und hat 1991 einen Stromverkauf von 4.026 GWh, was 870 Mio. DM entspricht, und einen Wärmeverkauf von 2.272 GWh, entsprechend 182 Mio DM verbuchen können.

Investitionen und Rückstellungen
Die Investitionskosten sind im Jahre 1991 relativ bescheiden, nämlich 81,9 Mio. DM. Für das Jahr 1992 ist eine Steigung auf 260 Mio DM geplant.
Rechnet man damit, daß sich der Investitionsumfang zu den Umsatzzahlen proportional verhält, werden 1991: 67,7 Mio. DM ins Elektrizitätssystem investiert. Das entspricht *1,68 Pf/kWh*. Es handelt sich also im Verhältnis zum dänischen renovierungsneutralen Ausgangspunkt von 1 Pf/kWh um eine bescheidene Verbesserung des Systems im Jahre 1991.

Bei näherem Hinsehen auf den Geschäftsbericht ergibt sich, daß der Posten Umlaufvermögen in dieser Periode um 195,9 Mio. DM gestiegen ist. Dies kann als eine buchungsmäßige Rücklage zur Deckung der Investitionen von 1992 betrachtet werden und entspricht einer Rücklage im Jahre 1991 von etwa 4 Pf/kWh.

Die Preise
Der Durchschnittspreis für die verkaufte Elektrizität beträgt deshalb *21,6 Pf/kWh* und für die verkaufte Wärme *80,30 DM/MWh*.
Werden Brennstoffkosten in Höhe von 41,70 DM/MWh für verkaufte Wärme angenommen, beträgt der Materialaufwand für die Stromproduktion 5,3 Mio DM. Das entspricht einem Durchschnittsverbrauch von 13,2 Pf/verkaufte kWh.
Rechnet man mit einem Netzverlust von 8%, beträgt der Kaufpreis bei der VEAG *12,2 Pf/kWh*.

Der unmittelbar hoch erscheinende Strompreis von 21,6 Pf/kWh verdeckt somit eine Konsolidierung des Jahres 1991 in einer Größenordnung von 4,6 Pf/kWh, dazu kommen die Konzessionsabgaben, die wir mit 0,7 Pf/kWh veranschlagen, so daß der nicht konsolidierte Strompreis bei ca. 16,3 Pf/kWh liegt.

Laut VEA, Bundesverband der Energieabnehmer e.V.[21], liegen Sondervertragskunden pr. 1.1.1993 in den 15 EVU in den Neuen Bundesländern im Durchschnitt *0,9 Pf/kWh* über dem Durchschnittspreis in den Alten Bundesländern. Dies, obwohl die Neuen Bundesländer keinen Kohlepfennig in der Größenordnung von - wie oben erwähnt - 1,15 Pf/kWh zahlen und obwohl *keine Überschüsse an die Treuhand als Eigentümerin abgeführt werden und auch keine wesentliche Verzinsung des Kapitals stattfindet*, das ins Elektrizitätssystem eingebunden ist.

Aus den Geschäftsberichten haben wir ersehen, daß keine Rede davon sein kann, daß die Geschäftsbesorgungsgesellschaften, der Treuhandanstalt Überschüsse erwirtschaften, die bis auf weiteres Eigentümerin des Elektrizitätssystems ist. Z.Zt. ist es so, daß unter der Eigentümerin Treuhand und dem „Geschäftsbesorgungssystem" umfassende Renovierungen der technischen Systeme in den Strom- und Wärmesystemen der Neuen Bundesländer durchgeführt werden. Gleichzeitig wird der Wert der existieren–den Anlagen abgeschrieben, so daß das buchungsmäßige Gesamtkapital nicht als steigend erscheint.

Tabelle 5.3. Dänische Strompreise und Strompreise in den Neuen Bundesländern

	(a) *VEAG* *Preis pro kWh an EVU*	*(b)* *EVU* *Durchschnittsverkaufspreis an Endverbraucher*	*(c)* *Renovierung Konsolidierung Konzessionsabgabe pro kWh verkauft an Verbraucher*	*d)* *Nettopreis excl. Renovierung u.s.w.* *(b) - (c)*
ESAG	*12,3*	*19,7*	*4,8*	*14,9*
MEVAG	*13,0*	*19,1*	*2,8*	*16,3*
ESSAG	*11,3*	*16,5*	*0,5*	*16,0*
WESAG	*12,2*	*21,6*	*5,3*	*16,3*
EVS	*ca. 12*	*22,9*	*6,6*	*16,3*
VEAG Verkaufspr.[48]	*12.3*			
Dänemark	*8,6*	*11,7*	*0,0*	*11,7*

Kommentar zur Tabelle:

Die Verkaufspreise der VEAG an die verschiedenen EVU sind geheim. Wenn unsere Verkaufspreise hier verschieden sind, verdankt sich das möglicherweise unserer Berechnungsmethode. Die Kontrollberechnung durch Einbeziehung der Geschäfts-berichte der VEAG ergibt einen durchschnittlichen Verkaufspreis von von 12,3 Pf/kWh. Man kann, wenn man obiges berücksichtigt, wohl davon ausgehen, daß der Verkaufspreis der VEAG an die EVU 1991 irgendwo zwischen 12,0 und 12,5 Pf/kWh liegt. Die relativ niedrigen Kaufpreise der ESSAG können z.B. dadurch zustande-gekommen sein, daß ihre Kosten beim Kauf von Brennstoff für Wärme niedriger sind, als wir angenommen haben. Natürlich können es auch Unterschiede aufgrund einer unterschiedlichen Verbrauchsstruktur sein.

Eingerechnet ist die bei der MEVAG angegebenen durchschnittliche Konzessions-abgabe von 0,7 Pf/kWh für alle vier EVU. Das ist natürlich ungenau.

Schlußfolgerungen zum Vergleich zwischen dänischen Strompreisen und den Strompreisen in den Neuen Bundesländern.

Der Preisunterschied kann in folgende Aspekte unterteilt werden:

- Eine „Überbezahlung" an die VEAG im Verhältnis zu Dänemark von durch-schnittlich 3,6 Pf/kWh,
- Außergewöhnliche Anlagerenovierungen und Rückstellungen (zwischen 0 und 4,6 Pf/kWh im Jahre 1991),
- Konzessionsabgaben (ca. 0,7 Pf/kWh im Jahre 1991),
- Rückstellungen, Konzessionsabgaben und Konsolidierung der EVU.

Wir sehen ein Bild mit folgenden Charakteristika:

a: Die Strompreise in den Neuen Bundesländern sind etwas höher als in den Alten Bundesländern, obwohl:
- keine Überschüsse an die Treuhand als Besitzerin gezahlt werden,
- keine wesentlichen Zinsen an die Treuhand gezahlt werden,
- keine Kapitalgewinne an die Treuhand überführt werden.

Es handelt sich um Posten, die wir für das Elektrizitätssystem in den Alten Bundesländern in der Größenordnung von *5,83 Pf/kWh* berechnet haben. Was im System der Alten Bundesländer an die Kapitaleigner usw. bezahlt wird, wird im System der Neuen Bundesländer als Rückstellung oder zu einer umfaßenden Renovierung des Elektrizitätssystems verwendet sowie zur Überbezahlung - im Verhältnis zum Weltmarktpreis für Kohle - der bei der VEAG hauptsächlich auf Braunkohle basierenden Stromproduktion.

b: Die begonnene Renovierung des Elektrizitätssystems in den Neuen Bundesländern wird z.Zt. von den Verbrauchern dieser Länder über die Strom- (und Wärme-) Preise bezahlt.

c: Der buchungsmäßige Wert der EVU wird nicht im gleichen Umfang heraufgesetzt wie diese Gesellschaften - durch die Bezahlung der Strom- und Wärmekunden - renoviert werden.

Die große Frage ist, was passiert, wenn das Elektrizitätssystem in den Neuen Bundesländern renoviert ist und es keinen Bedarf mehr für die jetzigen umfaßenden von den Verbrauchern bezahlten Renovierungsinvestitionen mehr gibt.
Fallen dann die Strompreise in den Neuen Bundesländern auf ein Niveau, das mit dem dänischen vergleichbar ist, oder werden die Preise auf dem Niveau der Alten Bundesländer festgeschrieben - durch Überführung der Aktien- und Kapitalgewinne etc.?

5.4. Überführung von Erträgen, Kursgewinnen und Unterlieferantenvorteilen aus den neuen in die Alten Bundesländer

Für ein Gebiet, das ein neues Organisationsmodell wählen soll, ist es von Interesse zu wissen, welche Mechanismen der Geldübertragung an die verschiedenen Organisationsmodelle geknüpft sind.

Eine Organisationsmöglichkeit wie die im *Stromvertrag* beschriebene, bei der die Elektrizitätsgesellschaften der Alten Bundesländer die VEAG zu 100% und die regionalen EVU zu 51% übernehmen, könnte - mit dem oben dargestellten Modell aus den Alten Bundesländern - eine umfaßende Überführung von Überschuß, Kursgewinnen und Unterlieferantenvorteilen an die Alten Bundesländer bedeuten.

Wie groß die Überführung wäre von den Neuen in die Alten Bundesländer, wenn das Modell des *Stromvertrages* realisiert würde, ist eine Frage, die hier diskutiert werden wird.

Wir gehen von der Analyse in Abschnitt 5.2.2. (ad g) aus, wo wir herausfanden: „*Im Elektrizitätssystem der Alten Bundesländer erscheint ein Strompreis, der um 5,86 Pf/kWh höher ist als der Strompreis im dänischen System.*" Dieser Unterschied im Strompreis deckt, nach der Argumentation in Abschnitt 5.2.2., den Preisunterschied ab, der aufgrund des Unterschieds in der *Organisation* des dänischen und des deutschen Elektrizitätssystems entsteht.

Die dänische Organisation des Elektrizitätssystems ist dadurch gekennzeichnet, daß es *im Besitz der Verbraucher* ist und daß - gemäß dem „Gesetz zur Elektrizitäts–versorgung („Lov om elforsyning") *der Preis für Elektrizität nicht höher sein darf, als es den Produktionskosten entspricht.* Ein Überschuß eines einzelnen Jahres muß daher im folgenden Jahr an die Verbraucher zurückgezahlt werden.

Die *Organisation* des Elektrizitätssystems in den Alten Bundesländern ist dadurch gekennzeichnet, daß es *Eigentum von Aktionären* ist, daß der *Überschuß als Aktien- und Kursgewinn abfließt.* Hinzu kommt, daß das deutsche Elektrizitätssystem Teil von Systemen ist, die *Zulieferungen für das Elektrizitätssystem produzieren.*

Wir erhielten in Abschnitt 5.2.2. einen *organisationsbedingten* Preisunterschied zwischen dem Strompreis in Dänemark und dem in den Alten Bundesländern in Höhe von *5,86 Pf/kWh.*

Dieser Preisunterschied kann schwerlich auf andere Weise erklärt werden, als verursacht durch Aktien- und Kursgewinne für Aktionäre, sowie die Extrabezahlung für Unterlieferanten von z.B. der RWE, dem VEBA-Konzern u.a.

In der folgenden Rechnung wollen wir annehmen, daß *der Stromvertrag durchgeführt wird* und daß die Strompreise in den Neuen Bundesländern auf dem gleichen Niveau wie die Strompreise in den Alten Bundesländern gehalten werden.

Diese Voraussetzung bedeutet, daß der Geldabfluß in die Alten Bundesländer in die jetzigen *außergewöhnlichen Renovierungskosten* der NBL hineingleitet und sie ersetzt. Die Elektrizitätspreise in den Neuen Bundesländern werden dann, nach Übernahme des Stromvertrages, auf dem gleichen Niveau liegen wie 1991 und 1992, was in etwa dem Strompreis in den ABL entspricht.

Aus „Elforsyningens tiårs oversigt 1982-1991" wissen wir, daß sich die Kosten des Elektrizitätssystems, wenn es auf Kohleverbrennung beruht, bei den jetzigen Kohlepreisen (von 1991) zu ca. 26% auf Brennstoff, zu 48% auf die Produktion und Transmission und zu 26% auf die Distribution verteilen.

Oben haben wir einen Preisunterschied festgestellt, der auf die Ebenen Produktion, Transmission und Distribution bezogen werden kann, indem wir den Kohlepfennig u.a. auf der Brennstoffebene abgezogen haben.

Setzt man die gesamten Produktions-, Transmissions- und Verteilungskosten - außer Brennstoffkosten gleich 100%, betragen die Verteilungskosten *35%* und die Produktions- und Transmissionskosten *65%*.
Oben haben wir den Extrapreis auf 5,86 Pf/kWh geschätzt.

Der Extrapreis auf Kraftwerks- und Transmissionsniveau kann also auf 65% des gesamten Extrapreises von 5,86 Pf/kWh oder auf 3,81 Pf/kWh geschätzt werden. Oben sind wir via „Buchhaltermethoden" auf 1,79 Pf/kWh gekommen, aber in diesem Rechenstück hatten wir den Wert der Aktienkurssteigungen nicht berücksichtigt. In den anschließenden Berechnungen gehen wir davon aus, daß die Zahl für den Überpreis auf Kraftwerks- und Transmissionsniveau zwischen den 1,79 Pf/kWh und den 3,81 Pf/kWh, oder bei *2,8 Pf/kWh* liegt. Den Rest, 3,06 Pf/kWh, vermuten wir auf der Verteilergesellschaftsebene.

Wir stellen uns nun ein Eigentumsrecht vor, in dem die Elektrizitätsgesellschaften der Alten Bundesländer die VEAG zu 100% und die regionalen EVU zu 51% besitzen und daß die VEAG 80% des Stromverbrauchs liefert. Der Elektrizitätsverbrauch in den Neuen Bundesländern beträgt ca. 100 TWh.

Die VEAG liefert 80 TWh mit einem Überpreis von 2,8 Pf/kWh. Das ergibt eine jährliche Überführung an die Eigentümergesellschaften der VEAG in den ABL in Höhe von *2,239 Mia. DM*. Die Elektrizitätsgesellschaften in den Alten Bundesländern besitzen darüber hinaus 51% des Erlöses aus dem Verkauf von 80 TWh, also 40,8 TWh. Die Überführung auf Verteilergesellschaftsniveau beträgt 3,05 Pf/kWh. Die Gesamtüberführung beträgt damit auf dem Verteilerniveau *1,248 Mia DM/ Jahr*.

Zusammengefaßt führt dieses Rechenbeispiel zu einem Geldabfluß aus den Neuen Bundesländern an die Elektrizitätsgesellschaften in den Alten Bundesländern zu 2,239 Mia. DM + 1,248 Mia. DM = **3,49 Mia. DM/Jahr.**

Tabelle 5.4.: *Überführung pro Jahr in Mia. DM aus den Neuen in die Alten Bundesländer, wenn der Stromvertrag-Vorschlag durchgeführt wird.*

	Mill. DM
Überführung auf Kraftwerk- und Transmissionsniveau	2.239
Überführung auf Verteilergesellschaftsniveau	1.248
Insgesamt pro Jahr	3.487

5.5. Welche Organisationsform soll man für das Elektrizitätssystem in den Neuen Bundesländern wählen?

Oben haben wir illustriert, daß die Kombination der Stromvertragslösung und ein Elektrizitätspreis, der so hoch wie der jetzige, ist auf etwas längere Sicht (vermutlich 4-5 Jahre) einen umfangreichen Geldabfluß aus den Neuen in die Alten Bundesländer bedeuten würde.

Ob die Elektrizitätspreise in den NBL auf ein dänisches Niveau fallen, hängt deshalb ganz davon ab, welche Eigentumsform nach dem jetzigen Besitzer, der Treuhand, eingerichtet wird.

Wir wollen die Vor- und Nachteile diskutieren, die entstehen, wenn der Stromvertrag vom 22.8.1990 verwirklicht wird, so daß die Elektrizitätswerke die VEAG zu 100% und die 15 EVU zu 51% besitzen und daß die VEAG das Lieferungsmonopol von 70% der Elektrizität an diese 15 EVU bekommt.

Mögliche Vorteile

Vorteil 1
Die Elektrizitätsgesellschaften in den Alten Bundesländern sorgen für den Betrieb der Elektrizitätsgesellschaften in den Neuen Bundesländern und die Finanzierung der notwendigen Renovierungsinvestitionen des Elektrizitätssystems dieser Länder.

Kommentar
Das Elektrizitätssystem in den Neuen Bundesländern ist - aufgrund des großen Rückgangs im Stromverbrauch - nicht unter dem betriebsmäßigen Druck, den man möglicherweise hat kommen sehen, als der Stromvertrag unterschrieben wurde. Deshalb ist es schwierig, sich vorzustellen, daß die Experten in den Neuen Bundesländern nicht im großen und ganzen in der Lage wären, die Elektrizitätssysteme dieser Länder selbst zu betreiben.

Die Finanzierung der Renovierungsinvestitionen wird zur Zeit ganz überwiegend über die Strompreise vorgenommen, die *von den Verbrauchern in den Neuen Bundesländern bezahlt werden.* Die jetzigen Strompreise sind so hoch, daß sie auch spielend die Finanzierung der großen Kraftwerksrenovierungen und Kraftwerksinvestitionen bezahlen können, die z.Zt. vorgenommen werden und die in den nächsten Jahren stattfinden werden.

Wir müssen deshalb sagen, daß dieser Vorteil nicht existiert.

Vorteil 2
Via Stromvertrag wird die Verstromung der Braunkohle in den Neuen Bundesländern gesichert und damit die Arbeitsplätze in den Braunkohlegruben.

Kommentar
Die Weise, wie dies gesichert wird, ist - via Sicherung des Marktmonopols in den Neuen Bundesländern -, daß man den Überpreis für Elektrizität abschöpfen kann, der nötig ist, um mehr als den Weltmarktpreis für die Braunkohle bezahlen zu können (s. Kapitel 4).

Daher handelt es sich darum, daß der Stromvertrag als eine Besteuerungsorganisation betrachtet werden muß, die - über den Strompreis - die Überführung von den Verbrauchern in den Neuen Bundesländern an die Braunkohlegebiete sichern kann. Eine solche Besteuerungsorganisation kann natürlich auf manch andere Art erfolgen als durch einen Stromvertrag und rührt nicht daher, daß das Elektrizitätssystem in den Neuen Bundesländern die Elektrizitätsgesellschaften der Alten Bundesländer als Besitzer bekommt.

Wir können deshalb sagen, daß eine Sicherung der Verstromung der Braunkohle nicht an die Organisation des Stromvertrags geknüpft ist. Gleichzitig müssen wir auch sagen, daß es, wie in Kapitel 4 diskutiert, sehr zweifelhaft wäre, ob die Verstromung der Braunkohle ein Vorteil für die Neuen Bundesländer wäre.

Vorteil 3
Die Städte erhalten Konzessionsabgaben zur Deckung der Ausgaben der öffentlichen Hand.

Kommentar
Das Geld kommt natürlich von den Verbrauchern in den Neuen Bundesländern. Dessen Eintreibung kann auf mancherlei andere Weise geschehen und ist nicht an den Stromvertrag gebunden.

Wir können deshalb sagen, daß dieser Vorteil nicht existiert.

Zusammengefaßt können wir über die möglichen Vorteile des Stromvertrages sagen, daß es den Anschein hat, daß sie nicht existieren. Es sind in großen Zügen Vorteile in der Art von Witzzeichungen, die einen Hund darstellen, der mit seinem Schwanz gefüttert wird.

Mögliche Nachteile

Nachteil 1

Eine Eigentumsform, bei der die Elektrizitätssysteme der Neuen Bundesländer Eigentum der Elektrizitätsgesellschaften der Alten Bundesländer sind, bedeutet einen Abfluß von Aktienerträgen, Kursgewinnen, Überpreisen für Unterlieferanten usw. von in der Größenordnung von 3,5 Mia. DM/Jahr, unter der Voraussetzung, daß die Strompreise in den Neuen Bundesländern unter solchen Besitzverhältnissen überhaupt auf dem Strompreisniveau der Alten Bundesländer landen.

Kommentar

Wie groß die tatsächliche Überführung würde, hinge natürlich davon ab, welchen Preis diese Elektrizitätsgesellschaften für das Elektrizitätssystem in den Neuen Bundesländern bezahlen sollen. Ein Kaufpreis von zwischen 50 und 100 Mia. DM würde - je nach Berechnungsart (Kalkulationszins etc.) in aller Zukunft einem Kapitalwert von 3,5 Mia. DM /Jahr entsprechen. Aber selbst bei einem Kaufpreis dieser Größenordnung wäre ein Verkauf bedenklich, wenn er nicht durch eine gewisse Marktkonkurrenz abgesichert wäre, so daß die Verzinsung des Kaufpreises nicht bloß in höheren Strompreisen in den NBL resultierte.

Nachteil 2

Ein Monopol von 70% auf dem Elektrizitätsmarkt der Neuen Bundesländer würde die Einrichtung von umweltfreundlichen Kraftwärme-Lösungen verhindern und damit die Neuen Bundesländer umwelt- und technologieentwicklungsmäßig zurückwerfen.

Kommentar

Dieser Nachteil ist sehr real und bedeutet, daß die Alternative, die in Abschnitt xx durchgerechnet wurde, nicht durchgeführt werden kann und daß auch die Politik der Bundesregierung nicht durchführbar wäre.

Nachteil 3

Die strategische Reserve, Braunkohle, wird in einer Zeit verbraucht, in der es Alternativen gäbe.

Kommentar

Es wird oft gesagt, daß man die Braunkohle aus versorgungssicherheitsmäßigen Gründen brauchen solle. Wir möchten hier anmerken, daß langfristig die beste Versorgungssicherheit darin besteht, daß man die Braunkohle für die Zeit aufbewahrt, in der Lieferungen anderer Brennstoffarten verschwunden sein sollten. Man könnte die Braunkohlegewinnung vielleicht auf Sparflamme fahren, um das technische Wissen darüber auf dem neusten Stand zu halten.

Schlußfolgerung über die Vor- und Nachteile, den Stromvertrag zu realisieren

Die Vorteile sind schwer zu erkennen, wohingegen die Nachteile besonders ins Auge fallen. Wie kann es sein, daß eine solche Ordnung wie der Stromvertrag überhaupt eine politische Chance hat, realisiert zu werden? Der politische Mechanismus, der dabei im Spiel ist, sieht so aus:

- Den Braunkohleinteressen werden langfristige Verträge mit der Aussicht auf wahrscheinliche Überpreise im Verhältnis zu den Weltmarktpreisen angeboten. Diese Langzeitverträge können von der RWE, PreußenElektra usw. nur finanziert werden, wenn in den Neuen Bundesländern ein Monopol eingerichtet wird, das mindestens 70% des Marktes - s. Stromvertrag - umfaßt.

- Den Städten werden Konzessionsverträge angeboten, die den Gemeindekassen Steuervorteile ermöglichen.

Aber es sind die Verbraucher in den Neuen Bundesländern, die diese Beträge über die Strompreise bezahlen.

Es ist ein klassisches politisches Manöver, eine Situation herzustellen, in der die Nachteile für das, was man durchführen will, auf weit verstreute Interessen verteilt werden, und die Vorteile bei konzentrierten Interessen bleiben.

In diesem Fall sind die Vorteile konzentriert auf die Braunkohleinteressen und vielleicht auf die Kommunen, die Konzessionsabgaben erhalten.

Die Nachteile sind auf die vielen Verbraucher verteilt, die die Vorteile der oben genannten Interessen bezahlen, sowie auf die weiter oben besprochenen möglichen Überführungen (abhängig vom Kaufpreis) an die Elektrizitätsgesellschaften in den Alten Bundesländern in Höhe von 3,5 Mia. DM/Jahr.

Schlußfolgerung:

Es gibt nichts, was dafür spräche, das Elektrizitätssystem der Neuen Bundesländer an die Elektrizitätsgesellschaften in den Alten Bundesländern zu verkaufen. Selbst ein Verkaufspreis von zwischen 50 und 100 Mia. DM wäre problematisch, sofern man die Bedingungen des Strommonopols akzeptieren müßte. Ein hoher Verkaufspreis würde letzten Endes doch über höhere Strompreise bezahlt, die von der Monopolstellung abgesichert wären.

Anmerkungen:

[27] Lausitzer Rundschau, 24/1992.

[28] Die RWE ist die westdeutsche Energiegesellschaft, die direkt und indirekt am stärksten engagiert ist in den Neuen Bundesländern.

[29] Eine Ausnahme ist das dänische Erdgassystem, insofern die Kommunen in den regionalen Gesellschaften als Interessenten auftreten und für deren Kredite kautioniert haben. Diese Kommunen haben damit das Interesse von Eigentümern am Überschuß der Gesellschaften. Der Grad des Überschusses kann damit Einfluß auf den Steuersatz in den Kommunen haben.

[30] *German and Danish Electricity Prices.* Henrik Lund und Frede Hvelplund, Institut für gesellschaftliche Entwicklung und Planung, Universität Aalborg, März 1990.

[31] "International Electricity Prices", issue 19, Prices as at jan. 1992. Electricity Association.

[32] *Auswirkungen des EG-Binnenmarktes für Energie auf Verbraucher und Energiewirtschaft in der Bundesrepublik.* Bernhard Hillebrand, Onke Kieper, Gerhard Schmidt und Hans-Werner Schmidt. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung. Essen, Jan. 1991.

[33] VEBA-Geschäftsbericht 1992/91, sowie PreußenElektra-Geschäftsbericht 1991.

[34] RWE-Aktiengesellschaft: *Geschäftsbericht 1991/92.* RWE Energie: Geschäftsbericht 1991/92.

[35] Der Absatz von Braunkohle innerhalb des Konzerns ist ein gutes Beispiel für den Geldtransfer an einen Unterlieferanten: Die Braunkohle wird zu einem Preis gekauft, der weit über dem Wettbewerbspreis auf dem Weltmarkt liegt. Hierbei wird ein Überschuß von der Elektrizitätsproduktion transferiert. Wenn wir nur davon ausgehen, daß 60 % des Überschusses aus den Bergbauunternehmungen aus dem Verkauf an die RWE stammen, ist das offensichtlich falsch: Die Zahl kann sich genausogut auf über 100 % belaufen, insofern RWE ein Unternehmen finanziert, das zu Marktbedingungen nicht rentabel wäre.

[36] Elforsyningens tiårs oversigt, 1982-91, Danske Elværkers Forening (DEF).

[37] MEWAG, Geschäftsbericht 1991.

[38] vgl. mit Elforsyningens tiårsstatistik, DEF 1992.

[39] Gespräch mit Herrn Neubauer am 6.4.1993.

[40] Die Ausgaben der MEVAG müssen von den Ausgaben für die Wärmeproduktion gereinigt werden, insofern die MEVAG auch Wärmeproduzent ist. Den niedrigen Brennstoffpreis für Wärme - und damit den hohen Strompreis - finden wir, indem wir annehmen, daß die auf der Basis von Braunkohlestaub produzierte Wärme 135 DM/Tonne kostet und daß 1,4 MWh Brennstoff zur Lieferung von 1 MWh Wärme an Verbraucher benötigt werden. Hiermit ergibt sich ein Brennstoffpreis für verkaufte Wärme von ca. 33 Mio. DM. Von dem Rest der Energieausgaben nehmen wir an, Bezahlung für elektrische Leistung und Arbeit an die VEAG zu sein. Der hohe Brennstoffpreis wurde dadurch herausgefunden, daß wir von Ölheizungen ausgingen, bei der der Brennstoff doppelt so teuer ist.

[41] ESAG, Geschäftsbericht 1991.

[42] Nimmt man an, daß die Fernwärmelieferung bei einem Brennstoffverbrauch von 1,4 MWh pro verkaufter MWh an Verbraucher vorgnommen wird, und nehmen wir einen Braunkohlepreis von 135 DM/Tonne an (Auskunft Dipl.-Ing. W. Jung, Vorstandsmitglied der LAUBAG), errechnen wir Brennstoffkosten von 27,80 DM/verkaufter MWh. Ein Verkauf von 2.938 GWh bedeutet daher einen Brennstoffverbrauch von 81,2 Mio. DM im Jahre 1991.

[43] ESSAG, Geschäftsbericht 1991.

[44] Bundesstrompreisvergleich 1/1993 für Sondervertragskunden für elektrische Energie. VEA.

[45] Fernwärmepreisvergleich, Mitteilungen des Bundesverbandes der Energieabnehmer e.V., VEA II/1992.

[46] WESAG, Geschäftsbericht 1991.

[47] Bundesstrompreisvergleich 1/1993 für Sondervertragskunden elektrischer Energie, VEA 1.1.1993.

[48] Quelle: Geschäftsbericht VEAG, 1991. Hier ist man durch Division des Umsatzes durch den Verkauf für das Jahr 1991 (unter Abzug von 2 % für den Wärmeverkauf) auf einen Verkauf von 51 TWh zum Preis von 12,3 Pf/kWh gekommen.