

Antrag

**der Abgeordneten Dr. Daniels (Regensburg), Frau Teubner, Dr. Knabe, Stratmann
und der Fraktion DIE GRÜNEN**

Rekommunalisierung und Demokratisierung der Energieversorgung (Neuordnung der Energiewirtschaft und Novellierung des Energierechts)

Der Bundestag wolle beschließen:

I. Der Deutsche Bundestag stellt fest:

Das geltende Energiewirtschaftsgesetz wurde vor mehr als fünfzig Jahren, am 13. Dezember 1935, von den nationalsozialistischen Machthabern verabschiedet. Bis heute ist es die entscheidende Rechtsgrundlage der „öffentlichen Energieversorgung“ in der Bundesrepublik Deutschland. Die durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festgeschriebenen Strukturen stehen einer ökologisch und sozial orientierten Energiepolitik diametral entgegen:

- Das Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz vom 13. Dezember 1935 – RGBl. I S. 1451) ist ein Gesetz zur Förderung der großen leistungsgebundenen Energiemonopole und der zentralistischen Energiewirtschaft. Es erschwert die kommunale Energieversorgung und erlaubt den großen Energieversorgungsunternehmen (EVU) durch abschreckende Preisgestaltung und alleinige Verfügungsgewalt über Leitungsnetze die Abnahme von überschüssigem Strom (etwa aus industriellen oder häuslichen Eigenanlagen) zu angemessenen Bedingungen zu verweigern. Es sichert den Energiekonzernen ein Machtmonopol, das sich einer realen öffentlichen Kontrolle entzieht und alle Reformprojekte bisher zum Scheitern verurteilt.
- Das EnWG sanktioniert den verschwenderischen und ineffizienten Umgang mit Energie, weil allein durch hohen Energieabsatz die Gewinne der EVU steigen. Dies hat zur Folge, daß heute in der Bundesrepublik Deutschland ca. 70 Prozent der in den Kraftwerken eingesetzten Energie bis zur Endnutzung verlorengehen.
- Das EnWG verlangt von den Energieproduzenten lediglich die „sichere“ und „billige“ Energieversorgung. Ökologische und soziale Aspekte bleiben unberücksichtigt.

- Auch vierzig Jahre nach Beseitigung des Faschismus geht das derzeit gültige EnWG noch immer von der Fiktion eines „Deutschen Reiches“ aus, in welchem die staatliche Energieaufsicht ausschließlich durch die Figur eines „Generalinspektors für Wasser und Energie“ ausgeübt wird. Dies ist ein zusätzliches Indiz für die fehlende Transparenz und Demokratiefeindlichkeit eines Gesetzes, das 1935 auf Druck und unter Beteiligung der großen Verbund-EVU RWE, Preußen Elektra, VEW und Bayernwerk und mit der Zielsetzung einer „Wehrhaftmachung der deutschen Energiewirtschaft“ (so Reichswirtschaftsminister Schacht am 27. September 1935) erstellt worden ist.

Seit 1945 wird das EnWG kritisiert und seine Abschaffung bzw. Novellierung gefordert.

Nach dem Sieg über den Faschismus haben die Alliierten (u. a. im Rahmen des „Potsdamer Abkommens“) weitgehende Dekonzentrationsmaßnahmen der Energiewirtschaft gefordert.

Das Präsidium des Deutschen Städtetages hat sich in einem Antrag von 1948 gegen das Energiewirtschaftsgesetz gewandt, weil es „eine aus der Zielsetzung des totalitären Staates herrührende, zentralistisch überspitzte, bis ins einzelne gehende Bevormundung und Überwachung der Energiewirtschaft brachte. Die Erwartung, der neue Staat werde diesen weder wirtschaftlich nötigen noch mit den Grundsätzen eines Rechtsstaates verträglichen, diktatorischen und parlamentarisch unkontrollierten Staatseingriff beseitigen, haben sich nicht erfüllt.“ (Der Städtetag, 9/1948, Seite 55)

Nach den fehlgeschlagenen Reformansätzen Anfang der 70er Jahre hat gerade in jüngster Zeit die grundsätzliche Kritik am EnWG an Intensität gewonnen. Und dies mit gutem Grund:

Durch die mit Hilfe des EnWG vorangetriebenen monopolistischen Strukturen der Energiewirtschaft werden die Umweltkrisen drastisch zugespitzt und der überwältigenden Mehrheit der Bevölkerung die Bereitstellung von möglichst preiswerter und umweltverträglicher Energiedienstleistung vorenthalten.

1. Die Senkung des Verbrauchs an nicht-erneuerbaren Energieträgern und rationelle Energienutzung sind unbestritten der beste Umwelt- und Ressourcenschutz. Nur durch eine aktive Politik mit absolutem Vorrang für rationelle Energienutzung können die Industrieländer noch die bereits angerichteten unermesslichen Schäden für die Dritte Welt und für die nachfolgenden Generationen wiedergutmachen.

Die bestimmenden Unternehmensziele im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland aber lauten: mehr Energieverbrauch, Umsatzsteigerung und Gewinnmaximierung.

Die Folge:

- 1986 hat die Energieversorgung ca. 60 Prozent des Schwefeldioxids und ca. 25 Prozent der Stickoxide emittiert. Diese Umweltgifte ruinieren die Gesundheit (z.B. Pseudokrapp, Krebs), zerstören die Wälder und bürden der Gesellschaft

Kosten auf, die den Aufwand für ihre Vermeidung bei weitem übersteigen (z. B. Gebäudeschäden). Mit etwa 740 Mio. t CO₂ pro Jahr hat die Bundesrepublik Deutschland Anfang der 80er Jahre erheblich zum drohenden Treibhauseffekt beigetragen – die Verbrennung fossiler Energieträger hatte dabei den größten Anteil (ca. 705 Mio. t).

Obwohl bei entsprechendem politischen Willen eine drastische Reduzierung des Energieverbrauchs ohne Komforteinbußen realisiert werden könnte, wird aufgrund der gegebenen Energieversorgungsstrukturen das Gegenteil bewirkt: Der Zubau von Großkraftwerken in der Vergangenheit hat zur Folge, daß noch mindestens ein Jahrzehnt Überkapazitäten bestehen, die Investitionen in rationellere Energienutzung und -erzeugung zu Lasten der Umwelt blockieren. Auch die Großfeuerungsanlagen-Verordnung (GFAVO) hat die Umweltfolgen nur verlagert und nicht beseitigt; insbesondere die CO₂-Emissionen bleiben hiervon unberührt, solange es dabei bleibt, daß der maximale Energieabsatz vorrangiges Unternehmensziel ist.

- Die Stromerzeugung mittels Atomenergie erhöht beständig das Risiko von Krebserkrankungen und genetischen Schäden und bürdet der Gesellschaft das Risiko unüberschaubarer Katastrophen bei Reaktor- oder Atomtransportunfällen auf. Den kommenden Generationen wird eine hochgiftige Hinterlassenschaft an Atom Müll aufgenötigt, obgleich die Überkapazitäten im Energiesektor heute noch den sofortigen Verzicht auf die Atomstromnutzung möglich machen (vgl. Das Grüne Energie-wendeszenario, 1989).

Der im Zusammenhang mit dem Atomsperrgesetz der Fraktion DIE GRÜNEN (Drucksache 10/1913) und im Grünen Energie-wendeszenario aufgezeigte Weg einer drastischen Reduktion der Emissionen aus fossilen Kraftwerken kann nur dann verwirklicht werden, wenn die Energienutzung zukünftig nicht allein nach betriebswirtschaftlichen, sondern nach ökologischen, sozialen und gesamtwirtschaftlichen Kriterien optimiert wird.

Nur dann würde auch der mit der Atomenergienutzung verbundenen Möglichkeit einer Atomwaffenproduktion in der Bundesrepublik Deutschland der Boden entzogen, nur dann würde dem mit der Durchsetzung und Praxis der Atomkraftprogramme verbundenen Entzug demokratischer Rechte, insbesondere auch für die Beschäftigten in den Anlagen, ein Ende bereitet.

2. Die Belastung der Haushalte durch die Energiekosten ist als Anteil am verfügbaren Einkommen bis zum bisherigen Energiepreismaximum Anfang der 80er Jahre ständig angewachsen. Trotz der Halbierung des Energiepreinsniveaus nach 1985 muß in Zukunft wieder mit steigenden Energiepreisen und damit – bei unverändert verschwenderischen Verbrauchsstrukturen – mit wieder wachsenden Energiekostenbelastungen gerechnet werden.

Für die weit überwiegende Anzahl von Haushalten in der Bundesrepublik Deutschland mit unterdurchschnittlichem Einkommen würde dies erneut eine direkte Senkung ihres Lebensstandards bedeuten, insbesondere dann, wenn aus Gründen der Einsparförderung eine zusätzliche Energiesteuer erhoben würde, ohne diesen Haushalten eine entsprechende Kompensation oder direkte Förderung zuteil werden zu lassen. Bereits heute sind Investitionen zur effektiveren Nutzung oder zur Einsparung von Energie kostengünstiger als solche in deren zusätzliche Produktion.

- Wegen der weit überhöhten Reservekapazitäten burden die Stromproduzenten ihren Kunden die fixen Kosten für 20 bis 30 Prozent ungenutzte Kapazität auf.
- Um die industrielle Energienutzung von Strom preislich zu unterbieten, praktizieren die Energieunternehmen vielfach eine Preispolitik, bei der Dumping-Preise für die Großindustrie durch erhöhte Strompreise für Haushalte und Kleinverbraucher ausgeglichen werden. So liefern die Hamburger Elektrizitätswerke den Hamburger Aluminiumwerken den Strom für 2,9 Pfennig/kWh, wobei das hierdurch entstehende Defizit auf die Tarifikunden und auf den öffentlichen Haushalt umgelegt wird.
- Die Wirtschaftlichkeit von Heizkraftwerken in Kommunen und Industrie wird künstlich durch attraktive Lockvogelangebote (für Strom- und Gasbezug) und abschreckende Einspeisebedingungen behindert. Dies hat zur Folge, daß die Heizkosten im Haushaltsbereich durch die zu erwartende erneute Steigerung des Energiepreisniveaus in die Höhe getrieben werden, weil gegen den Ausbau von örtlich angepaßter, kostengünstiger und umweltverträglicher Wärme-Kraft-Koppelung sowie von Nah- und Fernwärmenetzen faktisch eine ‚strom- und gaswirtschaftliche Barriere‘ errichtet wird.

3. Zunehmend sehen sich nicht nur die einzelnen Bürger/innen, sondern ganze Gemeinden und Städte mit einer Energieversorgungsstruktur konfrontiert, die die mögliche Unabhängigkeit kommunaler Körperschaften im Energiebereich verhindert.

So wurde – abgeleitet vom Energiewirtschaftsgesetz – 1972 den Stadtwerken Duisburg die Errichtung eines 170 MW-Heizkraftwerkes untersagt.

So wurde 1984 den Stadtwerken Hannover die Errichtung des stadt eigenen Heizkraftwerkes Höver untersagt, da ein Dumping-Preisangebot für die Belieferung mit Atomstrom aus dem Atomkraftwerk Grohnde vorlag.

Und so konnte schließlich 1985 der bayerische Wirtschaftsminister Jaumann im Rahmen der Auseinandersetzung um das Atomkraftwerk Isar II der Stadt München damit drohen, für den Fall des Ausstiegs aus Isar II die Genehmigung entsprechender Ersatzkraftwerke auf der Basis von Wärme-Kraft-Koppelung zu untersagen.

Es zeigt sich also: Das Energiewirtschaftsgesetz muß durch ein neues Energierecht ersetzt werden.

Die Durchdringung fast sämtlicher Arbeits-, Lebens- und Umweltbereiche durch das Energiesystem tritt zunehmend in Widerspruch zu dem dort herrschenden, gesellschaftlicher Kontrolle weitgehend entzogenen einzelwirtschaftlichen Rentabilitätskalkül.

Auf den berechtigten Unmut und Widerstand vieler Bürger/innen, z. B. gegen die Umweltzerstörung und die Tarifpolitik der „öffentlichen Energiewirtschaft“ wird mit Reformkonzepten unter dem Schlagwort „mehr Wettbewerb“ auch gegen die Betätigung der öffentlichen Hände in der Energieversorgung argumentiert.

Solche „Reformen“ würden aber den Rest an demokratischer Kontrolle und vor allem das rasch wachsende energiepolitische Selbst- und Verantwortungsbewußtsein der Kommunen auslöschen.

Nicht die öffentliche Energieversorgung gilt es zu privatisieren, sondern die seit Jahrzehnten erzwungene faktische Privatisierung der Geschäftspolitik nur noch formal öffentlicher Unternehmen muß rückgängig gemacht werden.

II. Die Bundesregierung wird aufgefordert,

einen Gesetzentwurf für ein „Energiespar- und -strukturgesetz“ („Rekommunalisierungsgesetz“) vorzulegen, welches unter dem Leitgedanken „Rekommunalisierung und Demokratisierung der Energiewirtschaft“ eine Reform der Ordnung insbesondere der leitungsgebundenen Energiewirtschaft einleitet.

Dieses Gesetz soll die Bereitstellung von Energiedienstleistungen möglichst gefahrungsfrei, sozialverträglich, preisgünstig sowie unter Schonung der natürlichen Umwelt und der Ressourcen sichern. Die weitere Nutzung der Atomenergie ist hiermit unvereinbar.

Diese Hauptziele werden insbesondere durch sparsamen und rationellen Umgang mit nicht erneuerbaren Energieträgern und den Einsatz erneuerbarer Energiequellen verfolgt.

Die mittels Energieeinsatz zu befriedigenden Bedürfnisse sollen durch kombinierten Einsatz von Energie, Material, Arbeit und Wissen sowie mit einem möglichst geringen spezifischen Verbrauch an nicht erneuerbarer Primärenergie erbracht werden (Energiedienstleistungskonzept).

Die rationellere Energienutzung („Energiesparen“) ist die in ökologischer und volkswirtschaftlicher Hinsicht vorteilhafteste Form der „Beschaffung“ von Energie („Energiequelle“) und ist daher vorrangig zu erschließen.

Dies bedeutet insbesondere:

- a) Energieunternehmen sollen den Verkauf von Energie mit Beratungsangeboten und Maßnahmen zur rationelleren Energienutzung verbinden. Bisherige Energieversorgungsunternehmen (EVU) sollen dadurch ihre Angebotspalette erweitern

(„Investitionen in NEGawatt“) und ihre Unternehmensziele am neuen Leitziel eines Energiedienstleistungsunternehmens ausrichten.

- b) Investitionsentscheidungen von Energieunternehmen müssen sich – wie in einigen Bundesländern in den USA gesetzlich vorgeschrieben – an dem Ziel orientieren, daß ein zusätzliches Angebot an elektrischer Energie bei gleicher einzel- und gesamtwirtschaftlicher Kosteneffektivität grundsätzlich zunächst durch Einsparmaßnahmen, dann durch erneuerbare Energiequellen, dann durch Anlagen der Kraft-Wärme-Koppelung und erst dann durch Kondensationskraftwerke bereitgestellt wird.
- c) Alle Prozesse zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen sollen so geführt werden, daß möglichst wenig Energie eingesetzt wird (z. B. durch Wärmedämmung, Verminderung von Reibungsverlusten, energetisch optimierte Prozeßführung).
- d) Anlagen zur Umwandlung und Nutzung von Energie sollen einen möglichst hohen Nutzungsgrad bezogen auf die eingesetzte Primärenergie haben.
- e) Energiedienstleistungen, die mit niederwertigen Energieformen (wie Abwärme und Umgebungswärme) erbracht werden können, sollen so wenig wie möglich und gesamtwirtschaftlich vertretbar mit hochwertigen Energieträgern erzeugt werden.
- f) Der Einsatz erneuerbarer Energiequellen hat soweit gesamtwirtschaftlich vertretbar Vorrang vor dem Ausbau der Versorgung mit nichterneuerbaren Energieträgern.
- g) Der möglichst umwelt- und klimaverträgliche Einsatz der inländischen Steinkohle in modernen dezentralen Heizkraftwerken ist die für die Bundesrepublik Deutschland adäquate Übergangstechnologie zur Sonnen-Energiewirtschaft. Durch den Einsatz von Stein- und Braunkohle in Anlagen der Kraft-Wärme-Koppelung und in umweltverträglicheren Verfahren (z. B. Wirbelschicht) sollen die Stein- und Braunkohle in dem Umfang eingesetzt werden, daß auch über 1995 hinaus eine möglichst importunabhängige Energieversorgung durch die effizienteste Nutzung der wichtigsten einheimischen Energieressourcen gewährleistet bleibt. Sozialen Belangen, wie der Sicherung von Arbeitsmöglichkeiten für alle Bergleute und verbesserter Arbeitsschutz, sowie ökologischen Belangen, wie z. B. dem Klimaschutz und einem sparsamen Flächen- und Wasserverbrauch, ist dabei Rechnung zu tragen.

1. Neuordnung der Energiewirtschaft

Die anzustrebende neue Ordnung der Energiewirtschaft, die den genannten Zielen entspricht, muß sich an folgenden Grundstrukturen orientieren:

a) Die Kommune als Basiseinheit

Zum zentralen politischen Ort der Umwandlung und Nutzung von Energie werden die Städte, Gemeinden und Kreise. Über die historisch häufig willkürlich gewachsenen Versorgungsgebiete

hinaus sollten nach ökologischen und energiewirtschaftlichen Kriterien Kooperationsformen und regionale Stromverbundsysteme (auch unter Einschluß und durch Wiederbelebung industrieller Eigenerzeugung auf Basis von Kraft-Wärme-Koppelung) aufgebaut werden.

b) Die Energiedienstleistungsunternehmen (EDU)

Der „Versorgungs-Auftrag“ bzw. der in den Gemeindeordnungen genannte „öffentliche Zweck“ von Energieversorgungsunternehmen (EVU) soll im Sinne von Energiedienstleistungsunternehmen (EDU) ausdrücklich umorientiert und präzise festgelegt werden. Die Unternehmensziele eines EDU unterscheiden sich von denen traditioneller EVU in folgenden grundsätzlichen Punkten:

— Bedarfs- statt Erwerbsprinzip

Wegen der inakzeptablen gesellschaftlichen Folgen verschwenderischen Energieverbrauchs muß das Geschäft mit der Ware Energie prinzipiell in Frage gestellt werden. Dies gilt heute auch für kommunale Unternehmen, die dieses Geschäft als „öffentlichen Zweck“ betreiben. Energie- und Umsatzexpansion aufgrund des Erwerbsprinzips, z. B. auch zum „fiskalischen“ Zweck der Gewinn- und Konzessionsabgabenmaximierung für die Kommunalhaushalte, ist heute ökologisch und sozial weder vertretbar noch zur Substanzerhaltung und -stärkung kommunaler EDU notwendig.

— Nutzungs- statt Angebotsorientierung

Die Nutzungsorientierung erfolgt konkret im Rahmen kommunaler bzw. regionaler Energiekonzepte, schließt stets die Gesamtoptimierung hinsichtlich Energiezuführung und -einsparung ein und erkennt gerade auch die Einsparung von Energie als eine zumindest gleichrangige „öffentliche Aufgabe“ neben der Versorgung an. Durch ein neues vielfältiges Leistungsangebot von EDU soll der Verkauf von Energie prinzipiell nur im „Paket“ mit konkreten Einsparmaßnahmen angeboten werden. Erfolgskriterium eines EDU muß sein, um wieviel Prozent es durch aktive Förderung der rationelleren Energienutzung seinen Energieabsatz pro Jahr senken konnte.

— Demokratisierung statt unternehmerische Verselbständigung

Notwendig ist eine vorbehaltlose Offenlegung der Investitions- und Wirtschaftspläne und der Tarifikalkulation sowie darüber Beschlußfassung in öffentlicher Gemeinderatssitzung. Der historische Prozeß der Ausgliederung der Versorgungstätigkeit aus der politischen Kontrolle des Gemeinderats muß rückgängig gemacht werden.

— Partizipation statt Verplanung

Wesentliche Impulse zur Energiesparpolitik sind bereits bisher von engagierten Bürgern und Gruppen außerhalb der Verwaltung von der EVU ausgegangen. Insbesondere wegen der Gefahr einer bürokratischen Planung über die Köpfe der betroffenen Bürger hinweg ist eine institutionelle Bürgerbeteiligung bei Planungsprozessen im Energiebereich sicherzustellen.

c) Die Primärenergiebasis

Die inländische Förderung und der Import von Primärenergie wird zur Durchsetzung des Leitziels „Vorrang für Energiesparen“ unter gesellschaftliche Kontrolle gestellt. Dies gilt insbesondere für die grundlegende Primärenergiebasis der Stromerzeugung (vor allem Braun- und Steinkohle), die eigentumsmäßig von der Stromerzeugung entflochten werden muß.

d) Die Netze

Die örtlichen Netze werden kommunales Eigentum und von den kommunalen EDU betrieben. Die 380 bis 220 kV Höchstspannungsnetze des überregionalen Verbund- und Transportsystems werden ins Eigentum öffentlicher Zweckverbände überführt und von diesen – getrennt von der Stromerzeugung und für jedermann zu kostendeckenden Preisen nutzbar – betrieben. Mittelfristig kann das 380 kV-Verbundnetz (zum Teil auch 220 kV) drastisch reduziert und damit enorme Kosten eingespart sowie Umweltbelastungen abgebaut werden.

e) Kraftwerke

Die Kraftwerke werden in das Eigentum von Betreibergesellschaften überführt, die in der Regel von kommunalen, bei landes- bzw. bundesweiter Bedeutung auch von gemischt-öffentlichen Anteilseignern kontrolliert und betrieben werden. Alle Betreibergesellschaften arbeiten nach dem Kostendeckungsprinzip.

Um der Produktionskonzentration vorzubeugen, gilt als organisatorisches Grundprinzip: „Kein Unternehmen betreibt mehrere Groß-Kraftwerke“. Dieses Grundprinzip schließt mit ein, daß in Großstädten und soweit ökologisch vertretbar, in industriellen Ballungsgebieten örtliche/regionale „Kraftparks“ z. B. im Rahmen von Zweckverbänden oder Gemeinschaftsunternehmen zusammengefaßt und bei der Investitions- und Einsatzplanung gemeinsam optimiert sowie als Verbundsysteme betrieben werden.

Gemäß den Zielen

- vorrangige Reduzierung der Kraftwerkskapazität durch Strom einsparprogramme,
- weitgehende Anpassung der Kraftwerksstandorte an den örtlichen Strom- und Wärmebedarf und Umorientierung soweit wie möglich auf Kraftwerke auf Basis von Wärme-Kraft-Kopplung sowie erneuerbarer Energiequellen

muß vor allem das Monopol volkswirtschaftlich schädlicher, reiner Kondensationsstromerzeugung in Händen weniger Großkonzerne aufgelöst werden, d. h., der Kraftwerkbesitz der überregionalen Verbund-EVU (RWE, VEW, VEBA, Bayernwerk, Badenwerk und EVS) ist aus diesen Konzernen zu entflechten und eigentumsmäßig sowie in der technischen Konzeption grundsätzlich neu zu ordnen.

f) Der (Energie-)Planungsrat

Die existierenden Kraftwerksstandorte und die Versorgungsstruktur sind im wesentlichen Ergebnis der privatwirtschaftlichen Sektorplanung der sechs überregional agierenden Verbund-EVU (RWE, PREAG, VEW, Bayernwerk, Badenwerk, EVS) und deren Absprachen in der Deutschen Verbund-Gesellschaft (DVG).

Durch die Auflösung der DVG wird der Weg für die vorrangige Berücksichtigung gesellschaftlicher Belange in der Kraftwerksplanung frei.

Auch in einer konsequent kommunalisierten und dezentralisierten Energiewirtschaft – vor allem während des Übergangsprozesses – besteht ein überregionaler Planungs- und Koordinierungsbedarf. Diese Aufgabe soll ein (Energie-)Planungsrat übernehmen, der drittelparitätisch mit Vertretern der Gewerkschaften, der Umwelt- und Verbraucherschutzverbände und der Betreibergesellschaften durch direkte Wahl besetzt wird – der also ähnlich wie die von den Gewerkschaften geforderten Wirtschafts- und Sozialräte konzipiert ist. Der Planungsrat erstellt auf der Grundlage des Rekommunalisierungsgesetzes im Einvernehmen und in Kooperation mit den Betreibergesellschaften (zunächst) einen Umstrukturierungsplan, welche Kraftwerke zu welchem Zeitpunkt grundsätzlich stillgelegt werden sollen und wie der Kraftwerkspark vorwiegend auf Kraft-Wärme-Koppelung sowie auf der Basis regenerativer Energiequellen umgestellt werden kann.

Vorrang für alle Umstrukturierungsmaßnahmen des Kraftwerksparks hat der Ausstieg aus der Atomenergie (vgl. Das Grüne Energiewendeszenario, 1989).

Nach Abschluß des Übergangsprozesses verbleibt als ständige Aufgabe des Planungsrates (u. U. auch mehrere Planungsräte auf regionaler, landes- bzw. bundesweiter Ebene), die Investitionsentscheidungen für Kraftwerke und Netze und die Maßnahmen zur Energieeinsparung durch eine Rahmenplanung zu koordinieren. Der Grad der Verbindlichkeit dieser Rahmenplanung muß sich aus der Verbindung dezentraler Investitions- und Entscheidungsautonomie mit gesamtgesellschaftlichen Zielen ergeben.

g) Die Aufsicht

Neben der „bürgerschaftlichen Kontrolle“ durch die Gemeinderäte wird eine übergeordnete demokratisierte Aufsicht institutionalisiert: Dies kann erreicht werden durch die Einrichtung von Kommissionen der Energieaufsicht, die mit einem staatlich finanzierten Budget, mit weitgehender Unabhängigkeit von Staatsapparat und Betreibern, einen umfassenden gesetzlichen Auftrag und dem Recht zur öffentlichen Erörterung konstituiert werden.

2. Flankierende Gesetzesnovellen

Teilweise in Ergänzung, teilweise in Vorbereitung für diese Neuordnung sind fünf Gesetzesnovellen notwendig, die die Rahmenbedingungen für eine Rekommunalisierung und Demokratisierung der Energiewirtschaft verbessern sollen.

Hierbei handelt es sich um:

a) Gemeindefinanz- und Verkehrsfinanzierungsgesetz

Bei diesen beiden, auch aus anderen als energiepolitischen Gründen anstehenden Gesetzesnovellen, muß der Wegfall der Konzessionsabgaben und die Entflechtung der ÖPNV-Finanzierung von den Energiegewinnen sowie ein entsprechender Finanzausgleich für die Kommunen geregelt werden.

b) Gesetzliche Einspeiseregulierung zur Förderung kommunaler und privater/genossenschaftlicher Heizkraftwerke und von Systemen auf Basis von erneuerbaren Energiequellen (nach dem Vorbild der amerikanischen PURPA-210-Regelung)

Mit dem Ziel der Förderung von Anlagen auf der Basis von KWK und regenerativen Energiequellen vor allem im kommunalen Bereich wird eine gesetzliche Regelung der Einspeisebedingungen für Eigenstromerzeuger verabschiedet, die insbesondere folgende Punkte umfassen sollte:

- Die EVU sind verpflichtet, Strom von Eigenstromerzeugern auf der Basis von KWK-Anlagen sowie regenerativer Energieträger zu kaufen.
- Die Stromvergütung erfolgt – unabhängig vom Auslastungsgrad des aufnehmenden EVU – nach den vermiedenen Arbeits- und Leistungskosten der Stromerzeugung.
- Für Kleineinspeiser kann die Vergütung nach einer vereinfachten Regelung erfolgen, indem sich die Einspeisevergütung nach einem festen Prozentsatz (z.B. 80 bis 90 Prozent) der Strombezugspreise richtet.
- Leistungspreise für die Reservestellung bei Eigenstromerzeugung dürfen bei kleineren Anlagen (bis zu 1 MW) nicht erhoben werden.
- Die EVU werden verpflichtet, den potentiellen Einspeisern alle notwendigen Informationen über Planungs- und Kostendaten zur Verfügung zu stellen.
- Für die Einspeisung industrieller Eigenerzeuger erfolgt eine Leistungsbegrenzung.

c) Novellierung der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOEl): Einführung eines einheitlichen linearen zeitvariablen Tarifs für alle Verbrauchergruppen und Stromanwendungsgebiete (vgl. hierzu den Antrag der Fraktion DIE GRÜNEN, Drucksache 11/2079)

d) Novellierung des Kartellrechts zur Verbesserung der Bedingungen für kommunale und private/genossenschaftliche Eigenversorgung

Die §§ 103 bzw. 103a des GWB müssen so novelliert werden, daß im Übergangsprozeß zu einer rekommunalisierten Energiewirtschaft mit kartellrechtlichen Mitteln die Aufnahme kommunaler Eigenversorgung und auch die Versorgung Dritter innerhalb des

durch den Umstrukturierungsplan gesetzten Zeitraums gefördert werden kann. Zumindest muß sichergestellt werden, daß während der Laufzeit kartellrechtlich relevanter Verträge der Prozeß der Rekommunalisierung im festgelegten Zeitrahmen nicht behindert wird.

Insbesondere muß die Höchstlaufzeit der Konzessionsverträge auf maximal zehn Jahre verkürzt werden, so daß dann wenigstens alle zehn Jahre geprüft wird, ob die Übertragung von Versorgungsaufgaben an ein überregionales EVU die optimale Lösung für die Gemeinde darstellt.

Bonn, den 14. Februar 1990

Dr. Daniels (Regensburg)

Frau Teubner

Dr. Knabe

Stratmann

Hoss, Frau Schoppe, Frau Dr. Vollmer und Fraktion

Begründung

A. Vorbemerkung

1. Rekommunalisierung: Ein Reformkonzept mit zunehmender Bedeutung

Bei diesem Antrag handelt es sich um eine aktualisierte Form eines Antrages, den die Fraktion DIE GRÜNEN am 6. Februar 1986 in den Deutschen Bundestag eingebracht hatte. Seitdem haben die Katastrophe von Tschernobyl, unzählige Skandale der Atomindustrie, die fortschreitende Wald- und Umweltzerstörung, der Verfall der Energiepreise, die scheinbare „Energieschwemme“, die Absatz- und Finanzierungsprobleme der Kohle sowie die nun endlich auch öffentlich wahr- und ernstgenommene Bedrohung durch den Treibhauseffekt (vgl. Enquete 1988) die energiepolitische Landschaft weltweit und in der Bundesrepublik Deutschland verändert. Allerdings nicht in dem Sinne, daß die Zielrichtung des Antrages von 1986 – Rekommunalisierung und Demokratisierung der Energiewirtschaft – heute überholt wären. Ganz im Gegenteil: Diese Zielsetzung ist aus zwei Gründen aktueller denn je:

Zum einen hat sich in der Zwischenzeit gezeigt, daß die Rekommunalisierung eine energiepolitische Leitidee mit großer Ausstrahlungskraft auf die Kommunen ist. Das Auslaufen und die Neugestaltung von Konzessionsverträgen ist häufig der unmittelbare Anlaß für eine lebhaft diskutierte Diskussion über die Möglichkeiten einer rationelleren Energienutzung „vor Ort“. Ein Indiz für das neu erwachte energiepolitische Interesse ist, daß sich zahlreiche Kommunen mit der Frage der Übernahme von Netzen und Anlagen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung beschäftigen. Nach einer Enquete der Wibera (1988) haben von 846 Gemeinden, die bei einer Umfrage geantwortet haben, „232 Gemeinden die Absicht geäußert, Anlagen der Elektrizitätsversorgung in ihrem Gemeindegebiet durch ihr (ein) gemeindeeigenes Versorgungs-

unternehmen übernehmen zu lassen; in 162 Fällen soll die Elektrizitätsversorgung im gesamten Gemeindegebiet, in 70 Fällen in Teilen des Gemeindegebietes übernommen werden... Die im Rahmen der vorliegenden Enquete ermittelte Einwohnerzahl der potentiellen Übernahmegebiete liegt bei 3,8 Millionen (Obergrenze)... Welche Übernahmeabsichten sich verwirklichen lassen, ist nicht abzuschätzen" (S. 27/28). Allein in Nordrhein-Westfalen haben von 1980 bis 1988 34 Netzübernahmen durch Stadtwerke stattgefunden.

Aus der Sicht einer umwelt- und sozialverträglichen rationelleren Energienutzung darf es beim Netzurückkauf jedoch nicht nur um die „Dezentralisierung“ der „Verteilermarge“ gehen, auch wenn dieses Ziel vielleicht manchem Stadtkämmerer angesichts leerer Kassen schon als erstrebenswert genug erscheinen mag. Mit diesem aktualisierten Antrag soll daher erneut verdeutlicht werden, daß die Rekommunalisierung nicht als Ziel an sich, sondern immer als Mittel auch zur rationelleren Energienutzung verstanden werden sollte.

Zum anderen sind zwar in vielen kommunalen Energiekonzepten, bei zahlreichen EVU und auch in Energieprogrammen und -gesetzen der Länder wichtige innovative Anstöße erfolgt. Aber ein grundsätzlicher Mangel der bisherigen Reformanstöße zeigt sich heute in aller Schärfe: Sie bewirkten nur marginale Änderungen, quasi an den Rändern des etablierten Energiesystems; die notwendige grundsätzliche Richtungsänderung („Wende“) in der Energiepolitik und eine Reform von Struktur und Recht der Energiewirtschaft fand bisher nicht statt. Dies hat auch etwas damit zu tun, daß aus Rücksicht auf die machtvollen Lobby der etablierten Energiewirtschaft die meisten Politiker eine ernsthafte Reformdiskussion über die Zielstruktur der Energiewirtschaft – also wohin umgesteuert werden soll – bisher vermieden und die tatsächliche Dramatik der Energie- und Umweltkrise immer wieder heruntergespielt haben.

Die Erschöpfbarkeit der Energieressourcen, die Energiepreiskrisen und die neokoloniale Aggression um die „Verfügbarkeit“ der Ölressourcen prägten die energiepolitische Diskussion der 70er Jahre; dann kamen die Gefahren und Risiken hinzu, die durch den weltweiten Ausbau der Atomenergie verursacht werden. Für die Zukunft gilt: Nicht nur die Erde, sondern auch der Himmel ist die Grenze. Der drohende Treibhauseffekt zeigt an, daß die Epoche des extensiven Energie- und Umweltverbrauchs auf eine Naturschranke stößt: Zwei entgegengesetzte Entwicklungsperspektiven – eine Weltkatastrophe oder eine radikale Wende hin zu einer klima-, umwelt- und sozialverträglichen Energie- und Industriepolitik – sind möglich. Im Moment stehen die Zeichen in Richtung Katastrophe.

Dennoch kann die Berufung auf den zukünftig möglichen, aber noch weitgehend abwendbaren Treibhauseffekt keine Legitimation dafür bieten, der Menschheit Risiko von Atomunfällen und wachsende Atommüllprobleme zuzumuten. Nicht „Risikostreuung“ (H. Schmidt), sondern eine Energiestrategie der Risikominimierung ist notwendig und möglich.

Eine Strategie zur Eindämmung des Treibhauseffekts muß heute von der Frage ausgehen, welche CO₂-Reduktionsmaßnahmen ab sofort vorbereitet und im Zeitraum von 20 bis 30 Jahren schrittweise umgesetzt werden können, damit eine wahrscheinlich unvermeidbare Obergrenze des globalen Temperaturanstiegs von maximal 1 bis 2 Grad C nicht überschritten wird. Um diese Obergrenze einhalten zu können, wurde auf der Welt-Klima-Konferenz in Toronto gefordert, bis zum Jahr 2005 die CO₂-Emissionen um etwa 20 Prozent im Vergleich zu 1988 zu reduzieren (Conference Statement, 1988). Bach (1988) hält (im Vergleich zum Basisjahr 1980) eine CO₂-Reduktion bis 2000 von weltweit 37 Prozent (Bundesrepublik Deutschland 49 Prozent) und bis 2050 von 90 Prozent für notwendig. In jedem Fall muß die Reduktionsquote in den Industrieländern zu Beginn des 21. Jahrhunderts deutlich über 20 Prozent liegen, weil der Dritten Welt ein entwicklungspolitisch notwendiger Nachholbedarf eingeräumt werden muß.

Was würde bereits der geringe Reduktionssatz der Toronto-Konferenz (20 Prozent bis 2005) für die Bundesrepublik Deutschland bedeuten?

In der ersten Hälfte der 80er Jahre haben die CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland etwa 740 Mio. t pro Jahr betragen (Enquete 1988).

Unter der – derzeit nicht erfüllten – Annahme von „energiepolitischen Rahmenbedingungen, die grundsätzlich eine rationelle Energienutzung fördern“ (ebenda, S. 15), muß nach der vom BMWi in Auftrag gegebenen neuesten Energieprognose (PROGNOS/ISI 1989) damit gerechnet werden, daß im Jahr 2010 die CO₂-Emissionen noch immer 674 Mio. t betragen – und dies bei nahezu unveränderter Atomenergiekapazität von rd. 22 Gigawatt.

Die Erfüllung der Forderung der Konferenz von Toronto erfordert jedoch bereits bis zum Jahr 2005 eine Absenkung der CO₂-Emissionen auf rd. 600 Mio. t. Um es ganz deutlich zu machen: Die Umsetzung der notwendigen Klimastabilisierungspolitik verlangt gerade auch in der Bundesrepublik Deutschland eine außerordentliche energiepolitische Kraftanstrengung, die von keiner Bundesregierung bisher auch nur annähernd gefordert war. Weder den heute verantwortlichen Politikern und noch weniger den EVU-Vorständen ist bisher klar, daß eine grundsätzliche Umorientierung der Energiepolitik zur Klimastabilisierung notwendig ist.

Die Umsetzung der in diesem Antrag beschriebenen langfristigen Zielstruktur („Rekommunalisierung und Demokratisierung“) würde die Gewähr dafür bieten, daß eine solche risikominimierende und klimaverträgliche Umorientierung der Energiepolitik Schritt für Schritt umgesetzt werden kann. Die Notwendigkeit, mit dem Abbau der atomaren und klimabedrohenden Risiken sofort zu beginnen, wird jedoch kurzfristigere Aktionspläne notwendig machen. Auch hierfür ist das Rekommunalisierungskonzept von 1986 ein geeigneter Rahmen, der offen und flexibel genug formu-

liert ist, daß er im folgenden in überarbeiteter Form erneut vorgestellt werden kann.

2. Zwei Wege bei der Umsetzung sind möglich

Die Dringlichkeit einer Richtungsänderung in der Energiepolitik macht es allerdings notwendig, den Zeitrahmen und die Eingriffstiefe einer Umsetzungsstrategie für die Rekommunalisierung genauer zu diskutieren. Prinzipiell kommen hierfür zwei ordnungspolitische Wege in Frage, wobei der kurzfristig notwendige Ausstieg aus der Atomenergie in jedem Fall durch ein besonderes Gesetz zu regeln ist:

1. Der eine Weg ist der langwierige Prozeß einer marktkonformen Regulierung der Energiewirtschaft ohne direkte ordnungspolitische Eingriffe in die bestehende Eigentums- und Versorgungsstruktur der EVU und in deren Investitions- und Unternehmensautonomie. Für diesen Weg ist die Ablösung des EnWG durch ein „Energiespargesetz“ notwendig, das vor allem eine vollständig neue Zielsetzung (orientiert am Konzept der Energiedienstleistung) sowie eine umfassende Prüfkompetenz und gestärkte Umsetzungsautorität der staatlichen Energiefachaufsicht regeln müßte. Zusätzlich müßten das veraltete „Energieeinsparungsgesetz“ (EnEG von 1976) und die hierauf aufbauenden Verordnungen im Sinne einer forcierten Energieeinsparpolitik verschärft werden. Ob dieser langwierige Weg tatsächlich einen Umbau der Energiewirtschaft bewirkt und dem begrenzten Zeitrahmen einer erfolversprechenden Klimastabilisierungspolitik genügen kann, erscheint jedoch zweifelhaft.

2. Der effektivere Weg führt über eine Verstaatlichung und anschließende Entflechtung, Dekonzentration und weitgehende Kommunalisierung der großen Monopole der leitungsgebundenen Energiewirtschaft; er setzt eine entsprechend handlungsfähige Regierungsmehrheit und politische Entschlossenheit voraus. Das EnWG müßte durch ein „Energiespar- und -strukturgesetz“ abgelöst werden, das zusätzlich zu den unter 1. genannten Eckpunkten die Neuordnung der Eigentumsverhältnisse und deren Übergang auf die neuen (vor allem kommunalen) Eigentümer regelt.

Insbesondere dem mehr „marktförmigen“ ersten Weg der Energiepolitik steht ein machtpolitisches strukturelles Hemmnis entgegen: Die großen Energiekonzerne und AKW-Betreiber hätten zwar im Rahmen einer solchen Aus- und Umstiegs-Regulierung in der Theorie durchaus die Möglichkeit, ihr Kapital in innovativen Erzeugungs- und Nutzungsalternativen zum Atomstrom und Großverbund anzulegen. Aber in der Praxis sind andere Investoren wie z. B. die Kommunen, die Industrie, neue dezentrale private Stromerzeuger, Energieeinsparagenturen und vor allem die Verbraucher selbst (bei Investitionen in rationellere Energienutzung) hierzu prädestiniert. Die notwendige „Dezentralisierung der Technik“ korrespondiert daher auch immer mit einer Dekonzentration und Umverteilung von ökonomischer und politischer Macht auf den Energiemärkten zugunsten innovativer Anbieter, der sich die heute marktbeherrschenden Energiekonzerne widersetzen werden.

Jede Umbaustategie steht insbesondere auch vor einem volkswirtschaftlichen Umverteilungsproblem bei der Finanzierung. Denn das für diese Strategie benötigte Kapital fließt – selbst nach Stilllegung der AKW (siehe weiter unten) – nach wie vor den Verbund-EVU zu. Etwa 57 Mrd. DM haben die Betreiber derzeit in Atomkraftwerke investiert; bei unveränderter Strompreis-Kalkulation „erwirtschaftet“ jedes AKW pro Jahr etwa 200 Mio. DM an Abschreibungen, die zusammen mit dem übrigen cash flow kaum noch im Energiegeschäft, sondern sonstwie profitabel angelegt werden könnten: Reguliert nämlich eine neue Energieaufsicht den zukünftig noch zulässigen „Investitionskorridor“ im Energiegeschäft klima-, umwelt- und sozialverträglich, so bleiben neben Einsparmaßnahmen nur noch regenerative und örtlich angepaßte KWK als Kapitalanlage übrig. Die Verbund-EVU werden hieran buchstäblich die Lust verlieren und in andere Branchen – z. B. ins Ölgeschäft (wie RWE mit Texaco) oder in ökologisch unverträgliche Müllverbrennung (wie derzeit viele überregionale EVU) – diversifizieren. Das halbe Jahrhundert staatlich garantierter Pfründe aus dem Strom- und Gasgeschäft (gemäß dem EnWG) geht damit zwar seinem Ende zu; aber anstatt das derzeit aus den „verdienten Abschreibungen“ noch zurückfließende Kapital für einen energieeffizienten Umbau der Volkswirtschaft zu nutzen, droht eine Verlagerung, unter Umständen sogar eine Verschärfung des Problems: Die Kommunen könnten nicht nur von der Seite der Versorgung, sondern auch noch von der Seite der sogenannten „Entsorgung“, durch den massenhaften Bau von Müllverbrennungsanlagen, durch die gleichen Konzerne in die Zange genommen werden.

Die für die VEBA durchaus profitable Vergabe eines 100 Mio. DM Kredits (zu 6 Prozent Zins) an die Landesregierung in Schleswig-Holstein für Stromsparmaßnahmen zeigt andererseits eine denkbare Richtung an, wie eine teilweise Umverteilung von Finanzierungsmöglichkeiten ohne strukturelle Eingriffe in bestehende Besitzstände aussehen könnte; sie ist aber in dieser Form wohl kaum verallgemeinerbar und vor allem auch nicht auf Dauer sowie in großem Maßstab praktikabel.

Auch gemeinsame Unternehmen oder innovative (an konkrete Einsparinvestitionen gebundene) Konzessionsverträge zwischen Verbund- und Kommunal-Stufe könnten unter bestimmten Bedingungen die rationellere Energienutzung vor Ort voranbringen; aber derartige Projekte sind bisher über interessante Angebote, z. B. durch die Vereinigte Saar-Elektrizitäts AG (VSE), noch nicht hinausgekommen.

Als das RWE mit 2 Mrd. DM liquiden Mitteln Texaco kaufte und bald darauf auch eine Holding gründete, in der das Stromgeschäft nur noch die Hälfte des Umsatzes bestreitet, kommentierte die „Frankfurter Rundschau“: „Kapital orientiert sich neu“. Das stimmt zwar, aber die Richtung der Neuorientierung ist entscheidend: Staatliche Regulierung kann und muß in diesen Prozeß steuernd und beschleunigend eingreifen, wenn die Umwelt und das Klima noch eine Chance bekommen sollen.

Beide ordnungspolitischen Wege müssen und können – auch in ökonomischer Hinsicht – mit einem kurzfristigen Ausstieg aus der Atomenergie verbunden werden. Denn einerseits blockieren die Überkapazitäten beim Stromangebot eine forcierte Stromsparerpolitik sowie Neuinvestitionen in Heizkraftwerke und regenerative Stromerzeugung. Andererseits kann die Stilllegung der AKW-Kapazitäten – auch wenn eine volle Substanzsicherung der AKW-Betreiber als politisches Datum vorgegeben würde – bei unveränderten Sätzen für Abschreibung und Amortisation – über die Strompreise finanziert und entschädigt werden; nur vorübergehend kommt es dabei zu einer leichten Strompreiserhöhung, nach wenigen Jahren jedoch (z. B. nach dem GRÜNEN-Energie-wende-Szenario) zu einer Verbilligung gegenüber einer Trend-Politik.

Natürlich sind zwischen den oben beschriebenen idealtypischen Wegen Zwischenformen möglich; auch ein stufenweiser Umsetzungsprozeß ist beim zweiten Weg denkbar. Entscheidend ist letztlich, welcher Zeitrahmen für die Eindämmung der sich kumulierenden Risiken und Krisen des Energiesystems als noch akzeptabel angesehen wird und wie entschlossen die Politik ihr Primat gegenüber der Ökonomie durchzusetzen gewillt ist.

B. Allgemeines

Zahlreiche Studien (Krause u. a. 1980, Enquete 1981, BMFT/BMBau-Arbeitsprogramm „Örtliche und Regionale Energiekonzepte“, 1982 bis 1985; EBÖK 1986; Gertis 1986; Feist 1987; Kohler et al 1987; Jochem 1988; Enquete 1988; Öko-Institut/ Fritzsche et al 1989; BEB 1989) belegen zweifelsfrei: Der Primärenergieverbrauch könnte auch in der Bundesrepublik Deutschland – trotz unterstellten Wirtschaftswachstums und ohne Wohlstandseinbuße – in etwa 50 Jahren auf rd. 50 Prozent des Verbrauchs des Jahres 1980 abgesenkt werden, wovon der überwiegende Teil durch regenerative Energiequellen gedeckt werden könnte.

Die Technik hierfür ist vorhanden; auch die Wirtschaftlichkeit der Einsparpotentiale für Strom und für Wärme (mit Einschränkung wegen des gesunkenen Wärmepreisniveaus) ist theoretisch nachgewiesen (vgl. Feist 1986; UTEC/ARENHA 1988). Aber heute ist bereits klar: Im „automatischen Selbststeuerungsprozeß“ des „marktwirtschaftlichen“ Energiesystems ist dieses Ziel nicht erreichbar (vgl. auch Beschluß der Wirtschaftsministerkonferenz vom 14./15. September 1989). Auch ein Kurieren an Symptomen reicht nicht mehr aus. Eine grundlegende Reform der Ordnung und Struktur der Energiewirtschaft ist überfällig. Die strukturellen Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft haben sich seit Verabschiedung des EnWG (1935) derart grundsätzlich verändert (s. o.), daß Reformen sowohl der Rechts- und Organisationsformen als auch der Eigentumsverhältnisse der Energiewirtschaft heute notwendig sind. Dies betrifft vor allem die Elektrizitätswirtschaft, deren Kraftwerks- und Netzsysteme strukturprägend sind für die gesamte Energiewirtschaft.

Entscheidend für eine sozial und ökologisch orientierte Reform des Energiesystems ist: Das Geschäft mit der Ware Energie, ob

aus privatprofitorientierten oder aus öffentlich-fiskalischen Gründen, muß durch eine Neuorientierung der Energiewirtschaft auf rationelle Energienutzung und durch einen Wandel von gewinnorientierten Energie- „Versorgungsunternehmen“ (EVU) zum bedarfsorientierten Energie- „Dienstleistungsunternehmen“ (EDU) abgelöst werden. Dieser Wandel ist auf privatwirtschaftlicher Basis unmöglich. Er verlangt grundsätzlich öffentliche Unternehmen und eine Energienutzungsplanung durch betreiberunabhängige Institutionen, die dem Energiesparen Vorrang einräumen können. Die Energiepolitik kann und muß heute – auf neuer technischer Basis – wieder dorthin zurückgeholt werden, wo sie einst ihren Ursprung hatte: in die Kommunen.

Wo liegen die Ursachen für die Fehlentwicklung? Welche Hemmnisse sind zu überwinden?

1. Die Konzentration von Marktmacht bei den Verbund-EVU

Es gibt keine andere Branche in der Bundesrepublik Deutschland, wo die vertikale und z. T. auch die horizontale Konzentration so fortgeschritten ist wie in der Energie- und insbesondere in der Elektrizitätswirtschaft. Ein Supermonopol wie das RWE vereint unter einem Konzerndach etwa 20 Prozent des Strom- „Einzelhandels“ der gesamten Branche, 31 Prozent des Strom- „Großhandels“ (an Weiterverkäufer), 39 Prozent der Gesamtstromabgabe ins öffentliche Netz und 80 Prozent des Braunkohlestroms in der Bundesrepublik Deutschland. Die Ruhrgas AG konzentriert 1985 rd. 58 Prozent aller Erdgasimporte der Bundesrepublik Deutschland, 62 Prozent der Ferngastransporte und rd. Zweidrittel aller Erdgasumsätze auf sich (Monopolkommission, 1976).

Üblicherweise wird eine Untergliederung der Elektrizitätswirtschaft in Interregional(-Verbund)Stufe, Regionalstufe und Lokalstufe vorgenommen:

- Die acht in der Bundesrepublik Deutschland tätigen Strom-Verbund-EVU sind in der Regel auf allen Marktstufen präsent, insbesondere aber auf der Stufe des nationalen und internationalen Ferntransports von Strom. Es sind dies die folgenden Unternehmen, die sich in der „Deutschen Verbund Gesellschaft“ (DVG) zusammengeschlossen haben:

Übersicht 1: Die Kapitaleigner der Verbundunternehmen

1. Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG (RWE)
 - Kapitalmehrheit: private Eigner, Stimmrechtsmehrheit (etwa 70 Prozent); öffentliche Hand (beteiligte Städte: Essen, Düsseldorf, Trier, Köln, Mülheim/Ruhr, 3 Kreise)
2. Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW)
 - Energie-Verwaltungs-Gesellschaft mbH, Düsseldorf (25,3 Prozent) (Beteiligt z.B. Contigas; RWE; Deutsche Bank; Allianz Vers. AG)
 - Kommunale Energie-Beteiligungsgesellschaft, Dortmund (kommunale Körperschaften und WestLB) sowie weitere Kommunen (52,6 Prozent)
 - private Aktionäre (22,1 Prozent)

3. PreussenElektra AG
 - VEBA AG (100 Prozent; privatisiertes ehemaliges Bundesunternehmen)
4. Hamburgische Electricitäts-Werke AG (HEW)
 - Hamburger Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH (Freie und Hansestadt Hamburg rd. 71 Prozent)
 - Rest Streubesitz
5. Energie-Versorgung Schwaben AG (EVS)
 - Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke (43,3 Prozent), Landeselektrizitätsverband Württemberg (18,8 Prozent) sowie Gemeindeelektrizitätsverband Schwarzwald-Donau (13,7 Prozent) (Verbände von Kommunen)
 - Technische Werke der Stadt Stuttgart (13,4 Prozent)
 - Landesbeteiligungen Baden-Württemberg (10,3 Prozent)
 - sonstige Gemeinden (0,5 Prozent)
6. Badenwerk AG
 - Landesbeteiligungen Baden-Württemberg GmbH (50 Prozent)
 - Badischer Elektrizitätsverband (15 Prozent) sowie OEW-Beteiligungsgesellschaft mbH (10 Prozent) (Verbände von Kommunen)
 - Private Aktionäre (25 Prozent)
7. Bayernwerk AG
 - Freistaat Bayern (58,26 Prozent)
 - VIAG AG (38,84 Prozent; privat. ehemaliges Bundesunternehmen)
 - Bezirke Niederbayern, Oberbayern und Unterfranken, Kreisüberlandwerk Oberpfalz und Oberfrankenstiftung (2,9 Prozent)
8. Berliner Licht und Kraft (BEWAG) AG
 - Land Berlin (50,8 Prozent)
 - Elektrowerke GmbH (10 Prozent)
 - PreussenElektra AG (10 Prozent)
 - Rest Streubesitz (29,2 Prozent)

(Stand: November 1988)

- Auf der Regionalstufe sind (außer den Verbund-EVU) vor allem die 40 regionalen EVU tätig, die sich in der „Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungsunternehmen“ (ARE) zusammengeschlossen haben. Häufig werden ARE-Unternehmen durch Beteiligungen der Verbundstufe kontrolliert.
- Auf der Lokalstufe sind (außer den Verbund- und Regional-EVU) etwa 440 EVU tätig, der weit überwiegende Teil in kommunaler Hand, die sich im „Verband kommunaler Unternehmen“ (VKU) zusammengeschlossen haben. Häufig betreiben diese kommunalen EVU neben Strom auch noch weitere Sparten im sog. „Querverbund“.

Diese „funktionelle“ Gliederung kann auf dem ersten Blick den Eindruck einer „vielschichtig gegliederten pluralistischen Struktur“ mit sogar „dezentraler Organisationsform“ vermitteln. Aber bereits ein etwas gründlicherer Blick in die amtliche Statistik für die Unternehmen der Energie- und Wasserversorgung (für das Jahr 1986) zeigt eine enorme Konzentration (StaBuAmt, 1988, S. 17):

- 1,7 Prozent (= 57 Betriebe) aller EVU der Energie- und Wasserversorgung konzentrierten 1986 rd. 61 Prozent des Umsatzes (= 98,9 Mrd. DM) auf sich; 77 Prozent (= 2 524 Betriebe) der EVU erwirtschafteten dagegen nur einen Umsatzanteil von 3,2 Prozent.
- 4,7 Prozent (= 48 Betriebe) aller Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EltVU) tätigten 67 Prozent des Stromumsatzes (= 82 Mrd. DM) und 64 Prozent der Investitionen (= 11,1 Mrd. DM) in der Stromversorgung; 53,7 Prozent (= 552 Betriebe) der EltVU hatten nur einen Umsatzanteil von 1,98 Prozent.
- 5,1 Prozent (= 9 Betriebe) aller Gasversorgungsunternehmen (GasVU) tätigten 58 Prozent des Gasumsatzes (= 19,12 Mrd. DM) und 43 Prozent der Investitionen (= 0,76 Mrd. DM) in der Gasversorgung; 32 Prozent (= 56 Betriebe) der GasVU hatten nur einen Umsatzanteil von 1,66 Prozent.

Allerdings wird die hierarchische Struktur und die beherrschende Position der Verbund-EVU erst aus den folgenden Zahlen deutlicher: Nach den hinsichtlich der Struktur noch immer aussagefähigen Daten der Monopolkommission (für 1974) entfielen auf die Aktivitäten der Verbund-EVU ohne Berücksichtigung von deren Konzernverflechtungen

- 53 Prozent des Umsatzes (RWE: 23 Prozent),
- 44 Prozent der Bruttoinvestitionen (RWE: 20 Prozent),
- 58 Prozent der Stromerzeugung (RWE: 29 Prozent),
- 80 Prozent der gesamten verteilten Elektrizitätsmenge der öffentlichen Versorgung (RWE: 40 Prozent).

Die Dynamik der Konzentration, auch noch nach dem Zweiten Weltkrieg zeigen die folgenden Zahlen: Während 1950 „erst“ 10 EltVU notwendig waren, um einen Anteil an der Brutto-Stromerzeugung von rd. 56 Prozent bereitzustellen, vereinten 1982 bereits die sechs größten EltVU diesen Anteil auf sich; der Anteil des RWE an der Stromerzeugung entwickelte sich im gleichen Zeitraum von rd. 23 Prozent auf rd. 42 Prozent.

Das 220 bis 380 kV-Netz wird von den Verbund-EVU beherrscht. Allein dem RWE gehörten 1980 rd. 44 Prozent der gesamten Stromkreislänge des 380 kV-Netzes von 8 100 km.

Aber auch diese Zahlen geben die ökonomische Machtposition der Verbund-EVU, allen voran das RWE, noch unvollständig wieder; denn in die Interpretation der Konzentrationsziffern müssen auch noch die Kapitalverflechtungen mit einbezogen werden. Die intensivsten Verflechtungen (Stand 1988), zum Teil auch untereinander, zeigen das RWE und die VEBA (PREAG):

- Wegen ihrer Beteiligungen ist die VEBA nach dem RWE der zweitgrößte Stromerzeuger in der Bundesrepublik Deutschland. Ihre stromwirtschaftlich wichtigste Tochter, das Verbund-EVU PREAG, ist seit 1986 mit der ehemaligen Tochter Nordwestdeutschen Kraftwerke AG fusioniert, zu 58,37 Prozent an der HASTRA, zu 55 Prozent an der Schleswig und zu 26 Prozent an der Energieversorgung Weser-Ems AG – also an drei großen Regionalversorgern – beteiligt.
- Weiterhin sind die VEBA (26,28 Prozent) und das RWE (44,57 Prozent) gemeinsam an der Gesellschaft für Energiebeteiligung mbH/Essen beteiligt, die wiederum mehr als 25 Prozent an der STEAG/Essen, dem zweitgrößten Steinkohle-Stromproduzenten der Bundesrepublik Deutschland, besitzt. Neben der STEAG liefert die VEBA-Tochter VEB Kraftwerke Ruhr AG (der größte Steinkohle-Stromproduzent in der Bundesrepublik Deutschland) einen Großteil ihrer Stromproduktion an das RWE. Die VEBA-Tochter PREAG hält schließlich einen Mehrheitsanteil (52,1 Prozent) an der Thüringer Gas AG/München, die 40 Prozent der Rhenag Rheinische Energie AG/Köln besitzt. An der Rhenag hält wiederum das RWE eine Beteiligung von 54,09 Prozent; immerhin unterhält die Rhenag wieder 20 Töchter, die die regionale Energie- und Wasserversorgung entlang dem Rhein betreiben.
- Elektrizitätswirtschaftlich bedeutsam sind auch die Verflechtungen zwischen dem RWE und dem Bayernwerk: Am ersten Versuchsreaktor der Bundesrepublik Deutschland sind RWE (80 Prozent) und Bayernwerk (20 Prozent) beteiligt. Auch die beiden Gesellschaften, die die Kernkraftwerke in Gundremmingen betreiben (Kernkraftwerk RWE-Bayernwerk GmbH sowie Kernkraftwerke Gundremmingen Betriebsgesellschaft mbH) gehören zu 75 Prozent dem RWE und zu 25 Prozent dem Bayernwerk. Gemeinsame Interessen existieren auch an der Betreibergesellschaft Kernkraft Isar GmbH (Isar I), die zu je 50 Prozent der Isar-Amperwerke AG/München und dem Bayernwerk gehört. An den Isar-Amperwerken sind die Isarwerke GmbH/München mit 75,1 Prozent beteiligt, die wiederum zu 25 Prozent dem RWE-Konzern zuzurechnen sind. Auch die Lech-Elektrizitätswerke AG/Augsburg, zu 75 Prozent eine Tochter des RWE (davon zu 50 Prozent mittelbar über die Lahmeyer AG/Frankfurt), ist mit 6,75 Prozent an der Isar-Amperwerke AG beteiligt. Sodann existiert noch eine gemeinsame Beteiligung von mehr als 25 Prozent an der Vereinigte Elektrizitätswerke AG/Dortmund (dem ehemaligen Erzrivalen des RWE!) über die Energie-Verwaltungsgesellschaft mbH/Düsseldorf. Diese befindet sich nämlich zu 30 Prozent in den Händen der Contigas Deutsche-Energie AG/Düsseldorf, einer 50prozentigen Tochter des Bayernwerk, sowie zu 25,15 Prozent im Besitz der Ruhrkohle AG.
- Schließlich ist das RWE mit wesentlichen Verflechtungen mit dem Badenwerk im Südwesten der Bundesrepublik Deutschland engagiert: RWE (50 Prozent) und Badenwerk (37,5 Prozent) sind an der Schluchseewerk AG/Freiburg, die eines der größten Pumpspeicherwerke Europas betreibt, beteiligt. Das

Großkraftwerk Mannheim gehört zu 32 Prozent dem Badenwerk und zu 40 Prozent der Pfalzwerke AG/Ludwigshafen. Die Pfalzwerke sind wiederum zu 26,69 Prozent im Besitz der Lahmeyer AG/Frankfurt, einer 64,13prozentigen Tochter des RWE.

Hier sind nur die wichtigsten Querverflechtungen innerhalb des Verbundsystems dargestellt. Die zahlreichen weiteren Kapitalbeteiligungen vor allem des RWE auf der Regional- und Ortstufe der Energieversorgung, des nuklearen Brennstoffzyklus sowie hinsichtlich der Monopolisierung der Primärenergiebasis der Stromerzeugung (insbesondere Braunkohle) können hier nur erwähnt werden.

Die dominante ökonomische und technische Position der Verbund-EVU im Stromsektor ist jedoch unbestreitbar und vermittelt somit auch einen Eindruck ihres „Startvorteils“ bei einer Neueröffnung direkter Konkurrenz, wie in neoliberal orientierten Reformkonzepten (z. B. Emmerich, Nds. Landesregierung) zum Teil gefordert wird. Vor allem wird deutlich, daß der Unternehmenszweck, die Interessenlage und die Organisationsform der Verbund-EVU und die Schaffung, die Erhaltung und den Ausbau einer stark zentralisierten, großräumig und verbrauchsfern angelegten „Versorgungs“-Infrastruktur mit maximaler Stromanwendung angelegt ist, die zu einer nur vor Ort realisierbaren rationellen kommunalen Energienutzungsplanung (siehe weiter unten) nicht nur diametral im Widerspruch steht, sondern diese als lästige Konkurrenz z. B. durch gezielte Preis- und Vertragspolitik aktiv auszuschalten versucht.

2. Die rechtliche Absicherung der Monopole

Mit Verabschiedung des „Gesetzes zur Förderung der Energiewirtschaft“ (EnWG) im Jahr 1935 waren insbesondere die folgenden Zielsetzungen verbunden:

- die Abrundung des Verbundes innerhalb der teilweise chaotisch gewachsenen Demarkationsgebiete der großen Verbund-EVU mit dem erklärten Ziel einer „Flurbereinigung“ kommunaler Energieversorgung;
- die Schaffung eines zwischenbezirklichen reichsweiten Verbundes durch die Kuppelung der Netze aller Verbund-EVU aus industriepolitischen wie insbesondere aus militärischen Erwägungen;
- die Schaffung einer organisatorischen „Clearing“-Instanz in direkter Kooperation mit dem faschistischen Staatsapparat für den Interessenausgleich „nach Innen“ (denn die Konkurrenz zwischen den Verbund-EVU wirkte in veränderten Formen fort), aber vor allem „nach Außen“ (gegen die gemeinsam bekämpfte kommunale Energiewirtschaft);
- die direkte Einbeziehung der „Reichsgruppe Energiewirtschaft“, d. h. insbesondere führender Repräsentanten aus den Verbund-EVU, in die staatliche Energieaufsicht und zur Ausübung hoheitlicher Funktionen (Enteignungsrecht).

Mit dem „Führererlaß“ vom 29. Juli 1941 wurde die Aufsicht über die Energiewirtschaft dahin gehend geändert, daß Führung, Lenkung und Planung sowie die Aufsicht jetzt in einer Institution, nämlich dem Generalinspektor für Wasser und Energie vereint wurden. Dieser Erlaß ist noch heute rechtsgültig (vgl. Kommentar zum EnWG Obernolte/Danner 1976).

Nach 1945 war das EnWG in Händen des Staates vor allem ein Instrument der aktiven Förderung der weiteren Konzentration des Großkraftwerks- und Großraumverbundsystems bis hin zur Unter-sagung „zu kleiner“ Kraftwerksblöcke (vgl. 300 MW-„Erlaß“) oder von Heizkraftwerken (Beispiel: geplantes HKW der Stadtwerke Hannover).

Auch die erneute Reform der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt; seit 1. Januar 1990 in Kraft) hat noch keinen Durchbruch zu einer modernen, die rationellere Energienutzung vorrangig fördernden Energiepreisordnung gebracht; die novellierte BTOElt orientiert sich nach wie vor primär an den Verkaufsinteressen der Stromanbieter und geht in ihrer Grundkonzeption zurück auf die Reichstarifordnung von 1938, die insbesondere den einsparungsfeindlichen Grundpreistarif zum Pflichttarif erhob und erstmalig die Aufspaltung der Strompreisbildung in Tarife und Sondervertragspreise (für die Industrie) auch rechtlich absicherte. Als Begründung hierfür dient die wissenschaftlich unhaltbare Unterstellung, daß es elektrizitätswirtschaftlich und kostenbedingt zwingende Gründe dafür gibt, eine Marktsplattung in Tarif- und Sondervertragskunden vorzunehmen und diese auch noch durch eine allein für Tarifkunden gültige Tarifordnung und Preisaufsicht (Sondervertragspreise unterliegen seit 1982 nur noch der kartellrechtlichen Mißbrauchsaufsicht) gesetzlich abzusichern. „Kostenorientierung“ bedeutet in diesem Zusammenhang, mittels Kostenträgerrechnung eine scheinbar wissenschaftlich eindeutige „verursachungsgerechte“ Zurechnung insbesondere der hohen Fixkosten auf diese Hauptverbrauchergruppen vorzunehmen, die im Ergebnis zu erheblich höheren Durchschnittspreisen für die Tarifkunden im Vergleich zu den Sondervertragskunden führt. Es läßt sich aber zeigen, daß die praktizierte Preisdifferenzierung mit den spezifischen System-Kostenunterschieden der Tarif- und Sondervertragskunden nicht erklärt werden kann.

Mit der Verabschiedung des „Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen“ (GWB) im Jahr 1957 wurden die faktisch bereits generell durchgesetzten wettbewerbsausschließenden Verträge als sog. Ausnahmereiche in § 103 GWB rechtlich abgesichert. Die dort ausdrücklich erlaubten wettbewerbsbeschränkenden Demarkationsverträge (zwischen EVU bzw. zwischen EVU und Gebietskörperschaft), Konzessionsverträge (zwischen einem EVU und einer Gebietskörperschaft), Preisbindungsvereinbarungen (zwischen EVU und einem EVU der Verteilerstufe) sowie Verbundverträge (in der Regel zwischen Verbund-EVU) gelten zwar formell für EVU jeder Größe und Marktstellung. Ihre hauptsächliche die ökonomische Monopolstellung verstärkende Funktion entfalten diese Verträge jedoch in erster Linie für Verbund-EVU, weil nur diese den Gesamtumfang des dadurch rechtlich zusätz-

lich abgesicherten „Gebietsmonpols“ wahrnehmen können. Die scheinbare „Gleichbehandlung“ kleiner kommunaler EVU und riesiger Verbund-EVU im Rahmen des kartellrechtlichen Ausnahmebereichs verstärkt deren tatsächliche ungleiche ökonomische Marktstellung; denn es macht einen qualitativen Unterschied, ob sich das kartellrechtlich erlaubte „Gebietsmonopol“ auf eine Gemeinde (wie bei kommunalen EVU die Regel) oder auf 1 500 Gemeinden (wie z. B. beim RWE) bezieht. An dieser strukturellen Diskriminierung kleinerer EVU und von innovativen Neuanbietern auf dem Markt rationellerer Energienutzung (Bau von Heizkraftwerken, Nutzung regenerativer Energiequellen, Energiesparagenturen etc.) ändert die geplante Novelle des EnWG nichts.

3. Das Großverbundsystem der Großkraftwerke

Die acht Verbund-Unternehmen, die sich in der „Deutschen Verbund Gesellschaft“ (DVG) zusammengeschlossen haben, versuchen ihre Legitimation für die Beherrschung des gesamten 380 und 220 kV-Netzes, des Import- und Exports sowie des Ferntransports von Strom, der Großkraftwerks-Ausbau- wie auch Einsatzplanung in der Bundesrepublik Deutschland aus den prinzipiellen Vorteilen eines Verbundbetriebes abzuleiten. Nur im Großkraftwerks-Verbund, so wird der Öffentlichkeit gegenüber ständig wiederholt, sei eine „sichere und billige“ Stromversorgung möglich.

Dagegen muß festgestellt werden, daß das heutige überzentralisierte Großkraftwerks- und -verbundsystem

- ein gigantisches privatwirtschaftlich orientiertes Absatzkartell darstellt mit dem Hauptziel, den Gruppengewinn der Kartellmitglieder zumindest auf „angemessener“ Höhe zu halten, wenn nicht sogar zu maximieren;
- relativ billigen Strom nur dort zum Verkauf anbietet, wo es zur Ausschaltung von Konkurrenten im Interesse des Kartells zweckmäßig ist, nämlich bei potentiellen Eigenerzeugern und zur Expansion von Strom in nichtstromspezifische Anwendungsgebiete (vor allem Heiz- und Prozeßstrom);
- von Anbeginn an einen Feldzug gegen die örtliche Stromerzeugung insbesondere der Kommunen (sog. „Flurbereinigung“) geführt hat und die industrielle und noch mehr die kommunale Kraft-Wärme-Koppelung über intern subventionierte Dumpingpreis-Angebote und prohibitiv geringe Rückeinspeisevergütung sowie durch Anrechnung überhöhter Systemkosten (z. B. für Reservehaltung) zu verhindern versucht hat, wo immer möglich. Durch die umfassende Einbeziehung ehemaliger industrieller Eigenversorger in die öffentliche Versorgung wurde praktisch deren Konjunktur- und Auslastungsrisiko auf die übrigen Tarifkunden des öffentlichen Kraftwerkssystems überwältzt;
- den Kraftwerkspark derart einseitig auf Großkraftwerke ausgerichtet hat, daß der Rationalisierungsvorteil eines Verbundbetriebes systembedingt ins Gegenteil umschlägt: Das Verbundnetz ist überdimensioniert und die Reservekapazität weit über-

hört, weil jedes der acht großen Verbund-EVU langfristig Reservekapazität für seinen größten Block vorhalten muß. Von 1973 bis 1988 lag die gesamte installierte öffentliche Kraftwerksleistung 30 bis 40 Prozent über der jeweils maximalen Nachfrage (Jahreshöchstlast) und damit drei- bis viermal höher als die ehemals auch von der DVG als optimal angesehene Reservekapazität (Boll 1968) von 10 Prozent innerhalb von Verbundsystemen;

- die Kraftwerkstechnik immer mehr auf reine Kondensationsstromerzeugung in Großkraftwerken konzentriert hat, deren Umweltbelastung (bezogen auf die Einheit Nutzenergie) durch niedrige Wirkungsgrade (max. 45 Prozent), relativ hohe Abgasemissionen und Abwärmeabgabe sowie insbesondere durch die Risiken von Atomkraftwerken unvermeidbar sind;
- die kostengünstigere Herstellung von Wärme und Strom in Heizkraftwerken zu Lasten der HuK-Verbraucher systematisch behindert hat. Verglichen mit den Wärme- und Stromsystemkosten von neuen dezentralen Heizkraftwerken, sind die Stromsystemkosten (incl. Antransport) von neuen reinen Strom-Großkraftwerken in Verbindung z. B. mit konventionellen Öl- und Gaskesseln in aller Regel unwirtschaftlich.

4. Fiskalische Interessen an Energieverschwendung

Private Energieverkäufer sind, so die übliche betriebswirtschaftliche Unternehmenszielbestimmung, am „Erwerbsprinzip“ interessiert. Für öffentliche Unternehmen gilt dies keineswegs a priori: Die Praxis zeigt, daß „Bedarfsdeckung“ als Unternehmensziel hier noch immer eine wesentliche Rolle spielen kann.

Warum sind in der Praxis dennoch EVU öffentlicher Anteilseigner zu beobachten, die sich privatwirtschaftlicher gebärden, aggressiver expandieren und mitunter ihre durch die Kommune mittels des ausschließlichen Wegenutzungsrechts verliehene Monopolstellung mindestens so ausnutzen wie ein privates Monopol?

In erster Linie sind es objektiv-institutionelle Gründe, die heute auch eine bedarfswirtschaftlich stark motivierte Unternehmensleitung eines kommunalen EVU zu einer erwerbswirtschaftlichen Unternehmenspolitik drängen. Es sind historisch geschaffene „Sachzwänge“, die die gemeindliche Wirtschaftstätigkeit vor allem nach dem Ersten Weltkrieg sukzessive auf das „Erwerbsprinzip“ eingezwängt haben. Um hier nur einige Stichworte zu nennen:

- Die Einschränkung kommunaler Finanzautonomie:

Durch Finanzreformen wurde nach dem Ersten Weltkrieg die Finanzhoheit des Reichs zuungunsten der Länder und Gemeinden verändert; gleichzeitig wuchsen die Gemeindeausgaben vor allem auf dem Gebiet der Fürsorge – die Parallele zur Entwicklung der Gemeindefinanzen ab Ende der 70er Jahre sticht ins Auge. Der aus der Krise und auf Drängen des Privatkapitals gewachsene „Sachzwang“ zur Haushaltssanierung aus Energieüberschüssen wurde 1935 formell durch die „Deut-

sche Gemeindeordnung" (DGO) festgeschrieben: Wirtschaftliche Tätigkeit von Gemeinden ist seitdem nur erlaubt, wenn der „Zweck nicht besser oder wirtschaftlicher durch einen anderen erfüllt wird oder erfüllt werden kann“ (§ 67); darüber hinaus sollen kommunale Betriebe „einen Ertrag für den Haushalt abwerfen“ (§ 72).

- Die Abschaffung der sog. „Steuerprivilegien“ öffentlicher Unternehmen:

Erst 1938 wurden auch alle kommunalen Versorgungsbetriebe der Körperschaftsteuer (KSt) unterworfen, 1965 auch der Umsatz- und Vermögensteuer. Hand in Hand damit ging eine Reform des Unternehmensrechts kommunaler Betriebe: Sie wurden schrittweise von unmittelbar politisch kontrollierten Regiebetrieben, in die Form des Eigenbetriebs bis hin zur rechtlich selbständigen Eigengesellschaften (in einer förmlichen Umgründungswelle von Eigenbetrieben in AG und GmbH insbesondere nach 1945) umgewandelt. Vor allem die Angleichung an die KSt-Besteuerung von Privatbetrieben zwingt kommunalen EVU deren Gewinnvermeidungs- und Bilanzpolitik auf. Dies hat insbesondere Konsequenzen für die Finanzierung des chronisch defizitären Öffentlichen Personenverkehrs (ÖPNV): Um KSt zu sparen, werden die Energiegewinne in der Regel unter dem Dach einer kommunalen Holding mit den Verlusten des ÖPNV verrechnet. In der Praxis verkehrt sich dieser durch Bundesrecht aufgezwungene steuer-technische Kunstgriff in folgenden „Sachzwang“: Es „müssen“ immer so viele Energiegewinne gemacht werden, daß das wachsende Defizit des ÖPNV abgedeckt oder zumindest in erträglichen Grenzen gehalten werden kann; daß dies einer konsequenten Energieeinsparpolitik nicht förderlich ist, liegt auf der Hand.

- Die vollständige Aufgabe kommunaler „Energieautonomie“:

Die Beteiligung an gemischtwirtschaftlichen EVU (wie z. B. dem RWE) und/oder die Vergabe des kommunalen „Gebietsmonopols“ an ein überregionales EVU verstärken die Verselbstständigung fiskalischer Interessen bei der Energieversorgung. Eine Politik der Maximierung von Dividenden und Aufsichtsrattantiemen führt z. B. zur vollständigen Aufgabe einer eigenständigen kommunalen Energiepolitik und zur schlichten Identifikation mit dem Unternehmenszweck überregionaler EVU.

- Das Konzessionsabgabewesen:

Vor allem die historisch den Kommunen schrittweise aufgezwungene Umfunktionierung der Konzessionsabgaben (KA) zu „planmäßigen“ Deckungsmitteln des Gemeindehaushalts hat die fiskalischen Motive bei der kommunalen Energieversorgung extrem verstärkt: Das gesamte KA-Volumen in der Bundesrepublik Deutschland stieg von 140,5 Mio. (1949) auf 3,65 Mrd. DM (1985) an. Zwischen 1971 und 1981 schwankte der Anteil der KA an der freien Spitze zwischen rd. 13 bis 99 Prozent; insbesondere in den Städten spielt die KA beim

derzeitigen Gemeindefinanzierungssystem für die Finanzierung von Investitionen eine wesentliche Rolle.

Angesichts der Finanzmisere der Gemeinden führt die enge Verflechtung zwischen Kommunalhaushalten und Energieversorgung in A-Gemeinden (mit eigenem kommunalen EVU) zu einem starken Druck der Stadtkämmerer auf die Versorgungsunternehmen, einen maximalen Beitrag zur Haushaltssanierung zu leisten. Da die Preiserhöhungsspielräume kommunalpolitisch, kartellrechtlich und über die staatliche Preisaufsicht begrenzt sind, liegt es nahe, daß die Unternehmensleitungen diesem Druck – entgegen allen verbalen Energie-Spar-Deklamationen – durch eine forcierte Mengenexpansion nachzukommen versuchen; ein verbrauchsförderndes Marketing-Konzept und Entscheidungen für den forcierten Ausbau z. B. im Erdgasgeschäft (mit „leicht“ verdienter KA) werden so zur Regel.

Dieser expansionsfördernde Effekt der fiskalischen Zwänge kommunaler Eigenversorgung wirkt bei Fremdversorgung von B-Gemeinden (Versorgung „bis zur letzten Lampe“ durch überregionale EVU) in indirekter – strukturkonservierender – Form: Risikolos vereinnahmte Konzessionsabgaben und Konzessionsverträge mit einer Laufzeit von früher zwischen 30 bis 70 Jahren führten dazu, daß sowohl die Motivation als auch die Kompetenz für eine kommunale Eigenversorgung (auf Basis von KWK), auch wenn sie für die Bürger und den Gemeindehaushalt langfristig vorteilhafter ist, eine zeitlang auf Null abgesunken war. Ausgelöst durch ein steigendes Umweltbewußtsein, höhere Energiekostenbelastung, auslaufende Konzessionsverträge und eine generelle Revitalisierung kommunaler Selbstverwaltung, hat sich diese Situation jedoch in den letzten Jahren rasch verändert (siehe unten).

Da die Tarifikundenerlöse in großen Städten bis max. 20 Prozent mit KA belastet sind, hat die KA – neben ihrer energiepolitisch unerwünschten expansionsfördernden und strukturkonservierenden Wirkung – auch noch einen recht beträchtlichen unsozialen Verteilungseffekt.

– Die Subventionierung des ÖPNV:

Während der Gesamtüberschuß öffentlicher Versorgungsunternehmen 1982 2,420 Mrd. DM (1981: 1,69 Mrd. DM) betrug (davon wurden rd. 40 Prozent in reinen Stromversorgungsunternehmen erwirtschaftet), lag der Jahresüberschuß bei kombinierten Versorgungs- und Verkehrsgesellschaften wegen des hohen Defizits beim ÖPNV bei 719 Mio. DM (1981: – 140 Mio. DM) und bei Eigenbetrieben bei – 753 Mio. DM (1981: – 758 Mio. DM; vgl. StaBuAmt, FS 2, R. 3, 1987). Nach Ansicht des Statistischen Bundesamtes kann davon ausgegangen werden, daß „bei den öffentlichen Versorgungs- und Verkehrsunternehmen der Gedanke der Bedarfsdeckung im allgemeinen Vorrang vor dem Rentabilitätsdenken hat“ (StaBuAmt 1983, S. 24). Andererseits kann jedoch als Regelfall gesehen werden, daß auch in den Gemeinden mit hoher Verlustabdeckung für den Öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) unter dem

Strich, berücksichtigt man die Gesamtsumme aus Energiegewinnen, Konzessionsabgaben und Gewerbesteuerzahlungen, stets ein beträchtlicher Finanztransfer an den kommunalen Haushalt übrig geblieben ist.

Gleichwohl bleibt die energiepolitisch bedeutsame Tatsache bestehen, daß wegen des „Sachzwangs“, die Verluste des ÖPNV durch forcierte Energieexpansion ausgleichen „zu müssen“, die Finanzkraft städtischer Querverbundunternehmen (incl. ÖPNV) durch die den Städten wegen fehlender adäquater Finanzierungsmodelle aufgenötigte Subventionierung des ÖPNV aus Energiegewinnen weit geringer ist als die konkurrierender privater oder gemischtwirtschaftlicher überregionaler Sparten-EVU.

C. Die Neuordnung der Energiewirtschaft

In der Diagnose der Fehlentwicklung insbesondere der Elektrizitätswirtschaft stimmt das hier vorgetragene Konzept mit einigen energiewirtschaftlichen Reformkonzepten (z. B. Gröner, 1975) überein; nicht jedoch mit ihrer Ursachenanalyse und der vorgeschlagenen Therapie. Denn die bisherige Reformdiskussion basiert beinahe ausnahmslos auf der neoliberalen Wettbewerbstheorie, deren wissenschaftlicher Erklärungswert insbesondere für die stark monopolisierte Energiewirtschaft grundsätzlich in Frage gestellt werden muß und deren politische Quintessenz, der apodiktische Ruf nach „Mehr Wettbewerb“ und „Privatisierung“, auf einem gesellschaftspolitischen Glaubensbekenntnis und nicht auf wissenschaftlich begründbaren Aussagen beruht.

Es ist an der Zeit, die Energiewirtschaft nicht nur formell (hinsichtlich des Eigentums), sondern hinsichtlich ihres Auftrages auf eine wirklich öffentliche, eben kommunalisierte Basis zu stellen, weil nur öffentliche, nicht primär an Gewinnerzielung interessierte Energiedienstleistungsunternehmen (EDU) fähig sind, rationelle Energienutzung und Bedarfsorientierung zur vorrangigen Richtschnur ihrer Unternehmenspolitik zu machen. Auch der Wettbewerb ist kein Selbstzweck, sondern nur Mittel zum Zweck. Er sollte innerhalb einer Rahmenplanung dort eine kontrollierte Rolle spielen, wo es für die Durchsetzung eines ökologisch und sozial orientierten Energiesystems nachweislich sinnvoll ist.

1. Warum kommunale EDU als Basis einer neuen Energiepolitik?

- Die Kommune bzw. kommunale Zusammenschlüsse sind die einzigen Instanzen, wo die Wechselwirkung zwischen Siedlungsstruktur und Energieversorgung planmäßig koordiniert werden kann:

Erstens sind das Energieeinsparpotential als „Energiequelle“ sowie das Biomasse- und Abwärmepotential nur beschränkt transportierbar. Zweitens ist der Wärmemarkt mit dem bei weitem überwiegenden Energieeinspar- und Ölsubstitutionspotential raum- und siedlungstypenspezifisch strukturiert. Zudem ist schon heute die Kommune diejenige Planungsinstanz, die durch ihre Versorgungsunternehmen, durch die

Bauleit- und Stadtentwicklungsplanung, durch Modernisierungs- und Sanierungsvorhaben, durch ihren eigenen Gebäudebestand und durch ihre Beschaffungspolitik sowie durch die Geschäftspolitik kommunaler Wohnungsbaugesellschaften wesentliche Rahmendaten für den Energieverbrauch und -bedarf setzt. Die Erstellung von „örtlichen/regionalen Energie(versorgungs)konzepten“ in zahlreichen Städten und Gemeinden ist hierfür ein Indikator.

- Die meisten Reformkonzepte zur Neuordnung der Stromwirtschaft gehen explizit davon aus, daß die Mißstände des heutigen „verkrusteten“ Stromverbundes durch Intensivierung des Wettbewerbs zumindest um (Strom-)Versorgungsgebiete, wenn nicht sogar durch direkte Konkurrenz von (Strom-)Anbietern innerhalb von Versorgungsgebieten beseitigt werden können. Dabei werden einerseits recht komplexe Wettbewerbsmodelle für reine Stromteilmärkte konstruiert. Andererseits wird a priori unterstellt, daß privatwirtschaftlich operierende EVU öffentlichen Unternehmen in der Effektivität überlegen sind.

Zur theoretischen Begründung zumeist weitreichender Reformmaßnahmen sind diese Wettbewerbsmodelle jedoch wegen zwei grundlegender methodischer Mängel ungeeignet: Sie unterstellen zum einen, daß nur verschiedene Formen (z. B. Spannungsebenen) von „Elektrizität“, statt Dienstleistungen für Kraft, Licht, Kommunikation etc., auf „den Strommärkten“ als Waren gehandelt werden; durch diese auf Erweiterung des Stromangebots konzentrierte Sichtweise wird von vornherein die effizientere Stromnutzung als „Energiequelle“ ausgeblendet; andererseits isolieren sie die „Märkte“ für Elektrizität willkürlich von jenen für Wärmedienstleistungen. Auf diese Weise werden diese Modelle zur Apologie des derzeitigen Verbundsystems, weil sie den herrschenden ineffizienten Kraftwerkstypus – reine Kondensationsstromerzeugung – als Kraftwerkstechnik verabsolutieren und dessen Ausrichtung auf maximalen Stromabsatz und hohe Rendite ohne Berücksichtigung von gesamtwirtschaftlich kostengünstigeren Einspartechiken und von Kraft-Wärme-Koppelung analysieren. Würden die „Versorgungsunternehmen“, methodisch korrekt, nicht als „Mehrproduktunternehmen für Strom“, sondern als Energiedienstleistungsunternehmen betrachtet, die Strom und Wärme nur als Kuppelprodukt (also in Kraft-Wärme-Koppelung) effizient produzieren können und darüber hinaus auch noch die Alternative „Erzeugen oder Einsparen“ wirtschaftlich abwägen müssen (vgl. hierzu das Konzept des „Least Cost Planning“), so ergeben sich vollständig entgegengesetzte Resultate: Eine privatwirtschaftliche „Optimierung“ und eine reine „wettbewerbliche“ Organisation der Märkte für Energiedienstleistungen wird inakzeptabel; schon der Aufbau eines Heizkraftsystems (incl. Nah- oder Fernwärmenetz) verlangt eine Energienutzungsplanung, die nur vor Ort, eben in den Kommunen und Kreisen, möglich ist.

- Die Komplexität der Planungs- und Optimierungskriterien gesellschaftlicher Energienutzung erfordert darüber hinaus

einen „öffentlichen Planungsträger“ mit umfassender Sach- und Entscheidungskompetenz. Dies gilt bereits für die Phase der Konzepterstellung („Entdeckungsplanung“), die Daten- und Informationsbeschaffung sowie für die grundsätzliche Festlegung von Zielen und Methoden einer optimalen Energienutzung: In wirtschaftlicher Hinsicht ist grundsätzlich abzuwägen zwischen dem spezifischen Aufwand für die Zuführung bzw. für die Einsparung einer Energieeinheit. Vor allem ist hinsichtlich der Prioritäten eines örtlichen Energiekonzepts notwendig, grundsätzlich nach der Strategie zu verfahren: „Erst Energieeinsparen (z. B. durch Wärmedämmung), dann Rest-Energiebedarfsdeckung“. Eine solche umfassende „Optimierung“ geht weit über das Selbstverständnis traditioneller (auch kommunaler) „Versorgungs“-Unternehmen hinaus. Dieses Konzept verlangt, gerade weil in der Praxis Zielkonflikte zum einzelwirtschaftlichen Rentabilitätskalkül des konventionellen „Energieverkäufers“ auftreten werden, die Planungs- und Entscheidungskompetenz einer „öffentlichen“, nicht primär an Gewinnerzielung orientierten Instanz. Vor allem ist diese „Optimierung“ nur in zweiter Linie ein „technisches“ Problem und primär ein Prozeß sozialer Interaktion; dieser erfordert – gerade auf der Grundlage steigender Vergesellschaftung des Energiesystems und unter Abwägung der unterschiedlichen sozialen Interessen z. B. von Tarif und Sonderversorgungskunden – mehr öffentliche Kontrolle, Transparenz und Legitimation im überschaubaren Bereich der Kommune „vor Ort“.

- Ein entscheidender Punkt für die Umsetzung dieses Reformkonzepts ist, daß die umfassendere Abwägung und Nutzungsorientierung energiepolitischer Entscheidungen vorrangig eine institutionelle Reform „der Angebotsseite“ erfordert, die mit aktiven Beratungs- und Fördermaßnahmen für rationellere Energienutzung „auf der Nachfrageseite“ des Energiesystems flankiert und verbunden werden muß.

Dies folgt schon daraus, daß Elektrizitäts- und zunehmend auch Wärmesysteme durch die Leitungsgebundenheit stärker „angebotsbestimmt“ sind und daß die Wahl- und Ausweichmöglichkeiten von Energieverbrauchern sowie die Energie-sparfähigkeit der Hauptverbrauchergruppe auf dem Niedertemperatur-Wärmemarkt, der Mieter, prinzipiell begrenzt sind.

Dies folgt aber insbesondere auch aus den zahlreichen Hemmnissen, die die praktische Umsetzung wirtschaftlicher Einsparpotentiale im marktwirtschaftlichen Selbstlauf wirksam verhindern. Diese Hemmnisse für eine rationelle Energienutzung sind in zahlreichen Studien (z. B. Hennicke u. a. 1985; ISI 1987) und Energiekonzepten beschrieben worden. Hier kann nur auf einige der herausragenden strukturellen „Markt“-Einführungshemmnisse hingewiesen werden, um den Handlungsbedarf für eine offensive Energiesparförderung vor Ort besonders zu betonen.

Die Hemmnisse für die Markteinführung von mehr Energieeffizienz resultieren zum einen aus der unterschiedlichen Marktposition von wenigen großen Energieanbietern und Millionen

von Energieverbrauchern (den potentiellen Nachfragern von Energiesparinvestitionen); dadurch wird die theoretisch intensive Substitutionskonkurrenz zwischen Energie und Effizienz (Kapital) erheblich abgeschwächt:

Erstens ist die Marktposition von Energieanbietern de facto schon durch ihre höhere Finanzkraft, Liquidität, Marktübersicht und Planungskompetenz in der Regel ungleich gewichtiger als die der Nutzer (Ausnahme: industrielle Großabnehmer).

Zweitens ist die Investitionspolitik der Anbieter der öffentlichen Energieversorgung durch ein rechtliches Regelgeflecht (Ausnahmebereiche nach § 103 GWB) und durch die hierdurch verstärkte marktbeherrschende Stellung (Gebietskartelle) sowie durch privilegierte Aktionsparameter [z. B. bei der Preis-, Tarif- und (Einspeise-)Vergütungspolitik] auch de iure gegen sonst übliche Marktrisiken abgesichert.

Dadurch können die öffentlichen Energieanbieter z. B. bei der Kraftwerksplanung mit langen Planungs- und Bauzeiten operieren und mit Amortisationszeiten von 20 bis 25 Jahren kalkulieren, die Industrie z. B. dagegen in der Regel nur mit drei bis fünf Jahren.

Zum anderen unterscheiden sich auch die einzelnen Verbraucher wesentlich hinsichtlich der Marktstellung und der Fähigkeit, Einsparinvestitionen wahrzunehmen und zu finanzieren: Anders als Industriebetriebe verfügen Handwerksbetriebe und private Haushalte über nur geringere Marktübersicht und sind ohne systematische Beratung häufig zur Erfassung und Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Maßnahmen rationellerer Energienutzung nicht in der Lage. Für öffentliche Investoren ergeben sich bereits aus haushaltsrechtlichen Gründen (Trennung von Verwaltungs- und Vermögenshaushalt) sowie wegen mangelnder Liquidität systematische Hemmnisse bei der Finanzierung auch sehr wirtschaftlicher Energiesparmaßnahmen. Subjektive und objektive Amortisationszeiten bei Maßnahmen rationellerer Energienutzung klaffen daher insbesondere bei privaten Haushalten, Kleinbetrieben und öffentlichen Körperschaften weit auseinander.

Da das Energiepreisniveau im Vergleich zu Beginn der 80er Jahre heute noch immer bei etwa der Hälfte liegt, werden die beschriebenen Hemmnisse zusätzlich verschärft und der vom Markt ausgehende autonome Sparanreiz weiter herabgesetzt. Andererseits hat sich die Notwendigkeit einer forcierten staatlichen Einsparpolitik durch den drohenden Treibhauseffekt dramatisch verschärft (vgl. Enquete 1988). Dies macht folgende Abschätzung deutlich: Wenn in einer Phase der Ölpreisexplosion um gut das 7fache (von 1973 = 82 DM/t auf 1985 = 622 DM/t, d. h. eine reale Verfünffachung des Preisniveaus) und in Verbindung mit einer prozyklischen Energiepolitik der Energieverbrauch von 1973 bis in die 80er Jahre „nur“ bei rd. 380 Mio. t SKE in etwa konstant gehalten und die CO₂-Emissio-

nen gegenüber dem Jahr 1973 (rd. 870 Mio. t) auf etwa 770 Mio. t (1987) – also um rd. 11 Prozent – abgesenkt werden konnten, wie soll dann in den nächsten 10 Jahren – bei derzeit drastisch gesunkenen Ölpreisen und passiver Energiepolitik – eine CO₂-Reduktion von vielleicht 40 Prozent (nach Bach 1989) erreicht werden? Die Mobilisierung und Förderung der rationelleren Energienutzung ist daher auch für die bisherigen reinen Energieanbieter zum zentralen „öffentlichen Auftrag“ und für die Energiepolitik zur vorrangigen Aufgabe geworden.

Im Rahmen kommunaler Energiekonzepte und durch Energiepolitik „vor Ort“ kann einerseits die Investitionstätigkeit kommunaler EVU direkt in die volkswirtschaftlich effizienteste Kapitalanlage (Angebotsausweitung und/oder Einsparung) gelenkt werden. Eine integrierte Energiesparpolitik muß andererseits auch darauf gerichtet sein, die Substitutionskonkurrenz zwischen Energieeinspar- und Erzeugungsinvestitionen systematisch zu fördern. Dies ist vor allem durch Information, Beratung und Förderung beim Verbraucher vor Ort möglich. Vor allem kommt es darauf an, die Vornahme von Einsparinvestitionen durch zielgruppenspezifische Beratung und unter Umständen Förderung dann zu stimulieren, wenn sie im Zuge ohnehin anstehender Erneuerungs- oder Sanierungsmaßnahmen am billigsten ist. All dies verlangt ein kleinräumiges und den örtlichen Bedingungen angepaßtes Beratungs- und Förderkonzept.

2. Der neue Inhalt des „Versorgungs“-Auftrages: Energiedienstleistungen

Eine der entscheidenden Voraussetzungen für die Durchsetzung einer sozial und ökologisch orientierten Energiepolitik ist der Wandel der Geschäftspolitik und der Unternehmensziele der Energieanbieter. Mit einer „Renaissance der Stadtwerke“ ist es nicht getan, da auch traditionell geführte Stadtwerke ihre örtliche Monopolposition z. B. bei der Investitions- und Tarifpolitik nicht weniger aggressiv ausnützen wie überregionale private oder gemischtwirtschaftliche Energiekonzerne.

Einige, die die Notwendigkeit einer Strukturreform und die hiermit angestrebte ökologische und soziale Zielsetzung durchaus für richtig halten, werden daher den hier geforderten Weg, die Rekommunalisierung, mit Skepsis betrachten. Diese Skepsis ist bei der derzeitigen Funktionsweise des Energiesystems verständlich. Innerhalb der skizzierten veränderten Rahmenbedingungen ist jedoch der Wandel vom EVU zum EDU nicht einfach utopisches Postulat, sondern ein prinzipiell durch Bürgerbeteiligung und demokratische Abstimmung durchsetzbarer Weg (vgl. hierzu ÖKO-Institut/HMWT 1989; Bremer Energiebeirat 1989). Entscheidend ist allerdings,

1. welchen konkreten Inhalt dieser neue „Versorgungs“-Auftrag bekommen soll,
2. ob die damit anvisierte neue Geschäftspolitik innerhalb existierender Rahmenbedingungen realisierbar ist und

3. wie ein solcher gesetzlich Neubestimmter Auftrag gegenüber bestehenden EVU überhaupt durchgesetzt werden kann.

Offensichtlich hängt die Beantwortung dieser Fragen insbesondere auch von der Organisationsform der „Energimärkte“ in der Bundesrepublik Deutschland zusammen.

a) Das Marktkonzept in der Energiewirtschaft

In stofflicher Hinsicht sind bestimmte Mengeneinheiten von Energieträgern (z. B. Kilowattstunden Strom, Kubikmeter Erdgas) die Handelsobjekte und nicht einfach „Energie“. Trotzdem verweist der physikalische Begriff „Energie“ auf eine bedeutsame Eigenschaft von Energieträgern: Die physikalisch-technische Austauschbarkeit verschiedener Energieträger bezüglich der Umwandlung in die gleiche Energieform, z. B. Wärmeenergie. Denn die Nutzer von Energie sind nicht am „Verbrauch“ von Kilowattstunden interessiert, sondern an bestimmten „Dienstleistungen“, die mittels Energieträgereinsatzes realisiert werden können, z. B. warme Wohnung, Beleuchtung, Kommunikation.

Die gleiche Dienstleistung kann aber mit sehr unterschiedlichem Energieträgereinsatz und verschiedenen Umwandlungstechnologien realisiert werden: Um ein Haus auf eine konstante Raumtemperatur von 20 Grad zu erwärmen, können im Jahresdurchschnitt mehr als 30 l Heizöl pro qm oder auch weniger als 7 l pro qm notwendig sein, je nachdem, ob das Haus schlecht oder nach dem Standard eines „Niedrigenergiehauses“ (vgl. Hessisches Ministerium für Wirtschaft und Technik 1989) wärmegeklämt und heizungstechnisch optimiert wurde. Die Menge an Energieträgern, die zur Bereitstellung einer bestimmten Energiedienstleistung (EDL) eingesetzt werden muß, hängt also entscheidend von der Effektivität der Nutzungstechnologie – dem Wirkungsgrad – ab.

Kann der Wirkungsgrad der Umwandlungstechnologie verbessert werden, kann entweder ein gegebenes Dienstleistungsquantum (z. B. Beheizung eines qm Wohnfläche auf 20 Grad) mit geringerem Energieeinsatz befriedigt werden; oder ein wachsender Dienstleistungsbedarf kann im Ausmaß der Wirkungsgradverbesserung mit dem gleichen Energieträgereinsatz gedeckt werden wie zuvor. So verstanden ist in der Tat Energiesparen eine neue „Energiequelle“.

Der Energienutzer fragt also eigentlich eine Energiedienstleistung nach, die stofflich aus einem „Paket“ resultiert: Einer bestimmten Energieträgermenge und der dazugehörigen Nutzungstechnologie. Aber die reale Organisation „der Energimärkte“ sieht anders aus: Weder verfügt der Nutzer von Energie (z. B. der Mieter) immer über die Nutzungstechnologie (Art und Qualität der Heizung bzw. des bauphysikalischen Zustandes des Gebäudes bestimmt der Eigentümer); noch bieten die „Energie(träger)-verkäufer“ (die EVU) die optimale Nutzungstechnologie an. Ganz im Gegenteil: Ein beträchtlicher Teil des derzeitigen Geschäfts von EVU besteht gerade darin, daß Energieträger unnötig verschwendet werden, weil die Nutzungstechnologie nicht dem Stand der Technik entspricht.

Es ist von daher notwendig, die „Energiemärkte“ nicht nach Energieträgern, sondern nach der Verwendungsart (also der zu erbringenden EDL) und den technischen Substitutions- und ökonomischen Konkurrenzbeziehungen zu klassifizieren:

Analysiert man die realen Konkurrenzbeziehungen und insbesondere die Energiepreis- und Tarifstrukturen der Energiewirtschaft etwas genauer, stößt man auf das Phänomen der Marktsplaltung und auf eine erhebliche Preisdifferenzierung zwischen Verbrauchergruppen; so zahlen z. B. die Sondervertragskunden (in erster Linie die Industrie) auf allen Energiemärkten durchschnittlich weit geringere Preise als die Tarifikunden. Diese bestehende Marktsegmentierung kann nicht von der Angebots- und Kosten- seite begründet werden, sondern wird von der Nachfrageseite her bestimmt: Wesentliche Gründe für die Segmentierung sind die technischen Ausweichmöglichkeiten der Abnehmer und deren ökonomische und juristische Realisierbarkeit, die ökonomische Macht und das politische Gewicht der einzelnen Nachfrager (Nachfragergruppen). Unter Berücksichtigung dieser Faktoren lassen sich die oben genannten Märkte in vier Teilmärkte aufgliedern, auf denen den EVU – auch juristisch – eine ausgeprägte Preisdifferenzierung zwecks Gewinnmaximierung gestattet ist:

– Der Wärme- bzw. Kraftmarkt für Sondervertragskunden:

Große Industriebetriebe haben vielfältige Möglichkeiten, ihren Bedarf an Energie mit unterschiedlichen Technologien und Energieträgern zu befriedigen. Da diese Betriebe theoretisch und praktisch die Kosten eigener Strom- und Wärmeherzeugung (getrennt oder in gekoppelter Erzeugungsweise) mit der Alternative – Fremdbezug von einem EVU – exakt zu vergleichen in der Lage sind, herrscht auf diesen beiden Teilmärkten starke (teilweise sogar direkte) Konkurrenz zwischen allen Energieträgern. Die Entscheidung für Fremdbezug ist prinzipiell nur dann rational, wenn – Indifferenz hinsichtlich anderer Faktoren wie z. B. Versorgungssicherheit, Flexibilität etc. vorausgesetzt – der Fremdbezug auf Dauer billiger ist als Eigenerzeugung. Auf dem Kraftstrommarkt hat dies einschneidende Konsequenzen sowohl für die Investitions- als auch die Preispolitik der EVU: Will ein EVU einen großen Industriebetrieb als Stromkunden gewinnen, so muß es mit seinem relativ teuren Strom (in der Regel) aus einem Kondensationskraftwerk den relativ preiswerten Strom (und indirekt auch die Wärme) aus industrieller Kraft-Wärme-Koppelung unterbieten. Eine kostenechte Preisunterbietung durch das EVU wäre nur dann möglich, wenn

- die zusätzlichen Stromsystemkosten durch Antransport und Verteilung an den Industriebetrieb durch eine entsprechende Kostendegression größerer Kraftwerksblöcke überkompensiert würden und
- der Prozeßwärmebedarf des Industriebetriebes z. B. durch ein eigenes Heizwerk zu den gleichen Kosten befriedigt werden könnte wie durch ein Heizkraftwerk. Dies ist jedoch in der Regel nicht der Fall.

– Wärme- bzw. Kraftmarkt für Tarifikunden:

Auf dem Heiz-Wärmemarkt für Tarifikunden herrscht eine gewisse eingeschränkte Substitutionskonkurrenz und Ausweich-

möglichkeit gegenüber dem leitungsgebundenen Energieträgerangebot. Einschränkungen ergeben sich zum einen daraus, daß der Übergang zu einem anderen Energieträger zumeist an den Ersatz der Umwandlungstechnologie gebunden ist, über die häufig nicht der Nutzer (Mieter), sondern der Eigentümer verfügt. In manchen Städten wird die Substitutionskonkurrenz in Neubaugebieten durch ein Verbrennungsverbot fester und flüssiger Brennstoffe (also Kohle, Holz, HEL) eingeschränkt.

Auf dem Tarifikunden-Markt für Kraft, Licht und Kommunikationszwecke ist Strom praktisch konkurrenzlos; da somit jedes Haus heute einen Stromanschluß hat, ergibt sich auch ein „natürlicher“ Konkurrenzvorteil für Heiz- und Kochstrom. In den 70er Jahren hat dies die EltVU zu folgendem eindeutigen Werbespruch veranlaßt: „Strom kommt sowieso ins Haus, nutze es aus“. Soll diese willkürliche, nicht kostenverursachungsgerechte Segmentierung der Märkte durch die Preispolitik der EVU verhindert werden, ist der Übergang zu einer auf dem Grenzkostenprinzip aufbauenden Preispolitik unumgänglich (Einführung eines linearen zeitvariablen Tarifs; vgl. den Antrag der Fraktion DIE GRÜNEN, Drucksache 11/2079 vom 31. März 1988).

b) Märkte für Energiedienstleistungen und „gespaltener Markt“

Auch aus der Tatsache, daß die Energienutzer „eigentlich“ Energiedienstleistungen nachfragen, also an dem „Paket“ Energieträger + Nutzungstechnologie interessiert sind, müssen Konsequenzen für die Organisation der Märkte gezogen werden. In der Phase des extensiven Energieverbrauchs (bis zu den beiden Ölpreiskrisen der 70er Jahre) war diese „verbundene“ Nachfrage nicht so bedeutsam, weil im wesentlichen die Verschiebungen zwischen den Energieträgerpreisen (z. B. zwischen Öl und Kohle) Substitutionsprozesse auslösten. Nachdem sich aber in den 70er Jahren das gesamte reale Energiepreisniveau gegenüber dem Preis von Kapital im Trend beträchtlich erhöht hat, ist die Substitution zwischen Energieträgern gegenüber der Substitution von Energie durch Kapital eher zweitrangig. In einer solchen Umstrukturierungsphase des gesamten Energiesystems, von der extensiven zur intensiven Energienutzung, wird die Art und Organisationsform der Entscheidung über das genannte „Paket“ äußerst bedeutsam. Konkret: War für den Industriebetrieb der 50er und 60er Jahre z. B. die Entscheidung Kohle oder Öl grundlegend, so ist es heute die Entscheidung zwischen mehr Energieeinsatz oder Investitionen in Wärmerückgewinnung, Abwärmenutzung etc. Analog stellt sich theoretisch für jeden Heizenergienutzer die Alternative optimale Wärmedämmung (incl. wärmetechnischer Optimierung der Heizungsanlage) oder Energieeinsatz.

Es zeigt sich nun, daß in einer solchen Phase des Strukturbruchs die häufig behauptete optimale Allokationsfunktion „der Energiemärkte“ vollends fragwürdig wird, zumindest was das Tempo der Umstrukturierung angeht. Vom Standpunkt optimaler Allokation der Ressourcen wäre es zweifellos erforderlich, vor jeder Entscheidung über Investitionen in zusätzliche Energieversorgung nicht

nur die Wirtschaftlichkeit verschiedener Erzeugungsalternativen zu überprüfen, sondern beim jeweiligen Energiepreisniveau zunächst die Frage zu beantworten, ob der gleiche gesellschaftliche Nutzeffekt durch Investition in energiesparende Nutzungstechnologie (z. B. Wärmedämmung) mit kürzeren Amortisationszeiten erreichbar ist. Wirtschaftlichkeitsvergleiche auf diesem theoretisch notwendigen Abstraktionsniveau zeigen, daß derzeit alles für die Kapitalanlage in intensivere Energienutzung spricht. Für überzeugte „Marktwirtschaftler“ müßte es daher eigentlich ernüchternd sein festzustellen, daß die realen „freien Märkte“ die Kapitalströme derzeit eher in die entgegengesetzte ineffiziente Richtung – Ausbau der Versorgung – lenken.

Es sind diese strukturellen Markthemmnisse, die „Energiesparen“ heute zur „öffentlichen Aufgabe“ von EDU und Energienutzungsplanung zum Kernbereich kommunaler Selbstverwaltung machen. Der bequeme Standpunkt traditioneller EVU, „die Verbraucher sind für Energieeinsparen zuständig, ein EVU für die Versorgung“ ist heute weder unter sozialen noch unter ökologischen und gesamtwirtschaftlichen Aspekten weiter akzeptabel.

3. „Least Cost Planning“

Das Interesse des Nachfragers von Energiedienstleistungen ist, das „Paket“ aus Energie und Umwandlungstechnologie möglichst kostenoptimal einzukaufen. Um dieses Bedürfnis in der Realität umsetzen zu können, muß der Nutzer jedoch derzeit auf mindestens zwei, häufig sogar auf drei oder mehr Märkten einkaufen: Vom EVU bezieht er auf dem „Energemarkt“ Kilowattstunden, wobei es dessen traditionelles Interesse ist, ihm so viel wie möglich zu verkaufen. Beim Gerätehändler kauft er auf dem „Haushaltsgerätemarkt“ z. B. einen Kühlschrank, wobei es dessen Interesse ist, ihm eher das gewinnstärkste als das energieeffizienteste Gerät zu verkaufen. Geht es um komplexere „Pakete“, wie den Bau eines Hauses, muß der Nutzer noch auf dem „Informations- und Kapitalmarkt“ Beratungs- und Finanzierungsleistungen einkaufen, weil er z. B. keinen Überblick über aktive und passive Solarenergienutzung, Wärmedämmmaßnahmen oder Finanzierungsmöglichkeiten besitzt.

Die Zahl der beteiligten Märkte/Akteure und die Komplexität der Informationsbeschaffung steigt weiter, wenn das Konzept der Energiedienstleistung nicht nur auf Einzelobjekte (z. B. Häuser), sondern auch auf Versorgungsgebiete und auf ganze Volkswirtschaften übertragen wird. So wie die Energiedienstleistungen Wärme, Kraft etc. für ein Haus stets simultan durch Zuführung und Einsparung von Energie beschafft werden können, so besteht für ein EVU oder für eine Region/Volkswirtschaft die Möglichkeit, einen bei einigen Verbrauchern zuwachsenden Strombedarf durch einen Kraftwerksneubau bzw. Strombezug oder durch planmäßige Einsparprogramme (effizientere Nutzung) bei den bisherigen Verbrauchern abzudecken (so gesehen ist Einsparen tatsächlich eine „Energiequelle“).

Bei dieser systemanalytischen Sichtweise ändert sich auch das wirtschaftliche Optimierungskriterium auf allen Ebenen des Ener-

giesystems: Nicht Energie, sondern Energiedienstleistungen müssen „so billig wie möglich“ erstellt werden. Es nützt dem Hauseigentümer nichts, wenn der Preis einer Kilowattstunde billig, seine Energierechnung für das völlig ungedämmte Haus aber hoch ist.

Da aber für Energiedienstleistungen bisher noch kaum Märkte bestehen (Ansätze hierzu existieren z. B. in Saarbrücken und Rottweil), muß sich der einzelne Nutzer aus den Marktparametern auf unterschiedlichen Märkten quasi selbstgestrickt sein Gesamtkostenoptimum ermitteln. Hierzu sind einzelne Verbraucher häufig allein nicht in der Lage (z. B. private Haushalte) und die Energieanbieter derzeit oft nicht bereit, weil dieses Gesamtoptimum scheinbar stets ihrem privaten Verkaufsinteresse widerspricht.

Zur theoretischen Erfassung und praktischen Umsetzung von Märkten für EDL wurde in den USA das Konzept des „Least Cost Planning“ entwickelt (vgl. Hennicke 1989).

Das Konzept des „Least Cost Planning“ („Minimalkosten-Planung“) bildet für die Theorie und Praxis der energiewirtschaftlichen Reformmaßnahmen in den USA und neuerdings auch für die Klimastabilisierungspolitik (vgl. den Gesetzentwurf von C. Schneider u. a. „Global Warming Prevention Act“) ein Kernstück: Kurz zusammengefaßt handelt es sich hierbei um eine auf allen Stufen der Energiewirtschaft (Einzelobjekte; Versorgungsgebiete bzw. -systeme; Regionen) sowohl für Elektrizität als auch andere Energieträger einsetzbare Methode der systematischen „Entdeckungsplanung“ und um ein wirtschaftswissenschaftliches Konzept für eine operationalisierte Bewertung und Entscheidungsvorbereitung für Investitionsalternativen des Angebots oder der Einsparung von Energie.

Für die Praxis der Regulierung und der Unternehmensplanung stellt sich vor allem das grundsätzliche Problem, wie die auch nach der neoklassischen Wettbewerbstheorie zwingend gebotene systematische Abwägung „Einsparen oder Zubauen“ auch zum selbstverständlichen Bestandteil der Unternehmensphilosophie von „Versorgungsunternehmen gemacht werden kann. Insbesondere fragt sich, inwieweit die Alternative „Einsparen oder Zubauen“ mit einer vorwiegend gewinnorientierten Geschäftspolitik eines EVU vereinbar ist. Dieses Problem stellt sich in den USA mit etwa drei Viertel privaten EltVU (investor owned) eher noch schärfer als in der Bundesrepublik Deutschland.

Das Konzept des „Least Cost (Utility) Planning“ auf diese Fragestellung angewandt bedeutet, daß Maßnahmen rationellerer Energienutzung auf der Nachfrageseite als Ressourcen betrachtet werden, derer sich die bisherigen reinen Energieverkäufer bei der Beschaffung von Energie im Prinzip ebenso bedienen können wie bei der Errichtung neuer Erzeugungskapazitäten. Man spricht auch von einer Planung, die die Angebots- und Nachfrageseite des Energiemarktes konzeptionell integriert und dabei versucht, eine Minimalkostenkombination („cost effective“) von Zubau- und Einsparmaßnahmen zu erreichen.

Auch bei der Unternehmensplanung von EVU, bei der Erstellung und Umsetzung von örtlichen und regionalen Energiekonzepten (in den USA spricht man zutreffender und mit weniger ideologischen Scheuklappen schlicht von „energy planning“) sowie insbesondere auch für die Theorie und Praxis der öffentlichen Energieaufsicht in der Bundesrepublik Deutschland sollte das methodische Konzept des „Least Cost Planning“ (LCP) einen zentralen Stellenwert einnehmen – unabhängig davon, wieweit sich die konkreten Versorgungsstrukturen, Einsparpotentiale, Energiepreise und Regulierungsformen in den USA von denen in der Bundesrepublik Deutschland unterscheiden.

Ein Schlaglicht für die energie- und umweltpolitische Relevanz ergibt sich aus der folgenden, aus dem LCP-Konzept abgeleiteten Maxime, die in den USA zunehmend die Regulierungspraxis bestimmt: Solange die langfristigen Grenzkosten einer Kilowattstunde Strom teurer sind als die Grenzkosten zu ihrer Einsparung, darf kein neues Kraftwerk gebaut und müssen die Investitionen in der Elektrizitätswirtschaft in Maßnahmen der rationelleren Energienutzung gelenkt werden. A. Lovins hat hierfür die populäre Formulierung „NEGAWatt statt MEGAWatt“ geprägt.

Es muß davon ausgegangen werden, daß in den 80er Jahren in der Bundesrepublik Deutschland zumindest kein Kraftwerk reiner Stromerzeugung (Kondensationskraftwerk) mehr hätte genehmigt werden dürfen, wenn bei der Investitionskontrolle nach § 4 EnWG nach diesem Kriterium der Kosteneffektivität (d. h. gesamtwirtschaftlich „so billig wie möglich“) entschieden worden wäre (vgl. hierzu die energiewirtschaftliche Begründung des HMUE zum Borken-Verfahren, HMUE 1987). Es fragt sich aber generell, welche Investitionen in ein zusätzliches Energieangebot noch gegen die Grenzkosten der Strom- und Wärmeeinsparung wirtschaftlich konkurrieren könnten, wenn das nach dem Konzept des LCP erforderliche gesamtwirtschaftliche Abwägungskalkül von der Energieaufsicht in der Bundesrepublik Deutschland praktiziert würde (vgl. hierzu auch Jochem 1987; Feist 1987; UTEC/ARENHA 1988).

Die Anwendung des Konzepts des „Least Cost Planning“ wird heute in zahlreichen Bundesstaaten der USA (ca. 20) von den Public Utility Commissions (PUC) gefordert und den EVU zur praktischen Umsetzung vorgeschrieben. Fortgeschrittene Konzepte existieren außer in der Pacific Northwest Region, in Nevada, in Kalifornien, in Texas, in Florida, in Wisconsin, in New York, in Ohio und in Oklahoma (vgl. Wellinghoff/Mitchel 1985; Lovins 1986; Krause 1988; Flavin/Durning 1988; ACEEE 1988; Clinton u. a. 1986; Cavannah 1987; 1988).

LCP wird allerdings in den USA vor allem dazu entwickelt und benutzt, das „Machen“ oder „Einsparen“ von Elektrizität systematischer daraufhin zu vergleichen, welches die kosteneffektivere Methode der Beschaffung von Elektrizität darstellt; wegen der weitverbreiteten Stromdirektheizung in Niedrigpreisgebieten der USA wird damit zwar ein Teil des Heizenergiemarkts berücksichtigt; aber es spricht überhaupt nichts dagegen, das Konzept

systematisch auf den gesamten Wärmemarkt und auch auf andere Energieträger als Strom anzuwenden.

Auch rein profitorientierte EVU in den USA investieren unter besonderen Bedingungen und im wohlverstandenen Eigeninteresse in „Einsparkraftwerke“. Mit rationellerer Energienutzung Absatzgebiete verteidigen (vor allem gegen die zunehmende Konkurrenz industrieller Eigenerzeuger), hohe Verbrauchszuwächse und damit steigende Grenzkosten „wegsparen“, lange Bauzeiten und Planungsunsicherheit bei Großkraftwerksprojekten vermeiden, mehr Flexibilität gegenüber unerwarteten Bedarfsentwicklungen, teure Lastspitzen in die billigeren Lasttäler verlagern, das Image verbessern sowie mehr soziale und politische Akzeptanz für private Energiemonopole herstellen – sind hierfür die herausragenden Motive. Allerdings ist dieser Wandel der Unternehmenspolitik nur durch starken Druck von Verbrauchern, Umweltschützern und Aufsichtsorganen sowie durch innovative Gesetze möglich geworden. Gibt es auf Grund von Überkapazitäten keinen aktuellen profitablen Anreiz für Einsparprogramme mehr, fallen rein gewinnorientierte Energiemonopole (ohne starken öffentlichen Druck) allerdings leicht wieder in den alten Trott der Verkaufsförderung zurück (so z. B. derzeit das einst innovative, größte kalifornische EVU, die Pacific Gas and Electric [PG & E]).

Es ist generell auch bei „progressiven“ amerikanischen EVU in der Regel keineswegs so, daß die Ökologie Vorrang vor der Ökonomie erhält. Die einst wegweisenden kalifornischen EVU gaben z. B. 1986 im Schnitt nur etwa 2 Prozent ihrer Umsatzsumme für Energiesparprogramme aus (vgl. CPUC 1987). Umweltschutz, Ressourcenschonung, rationellere Energienutzung nicht soweit wie möglich, sondern soweit wie profitabel – heißt noch immer die Devise der meisten EVU.

Das LCP-Konzept hat verständlicherweise vor allem dort eine hohe Überzeugungskraft, wo gegenüber einer unbeweglichen „Trend“-Politik der Nachweis geführt werden kann, daß eine gewisse Bandbreite von Optionen existiert, wo die profitableren Methoden auch die ökologisch verträglicheren sind. Dies ist häufig dann der Fall, wo es um das Wegsparen hoher Verbrauchszuwächse und damit um die Vermeidung kostspieliger Kraftwerksneubauten geht. In dieser Situation gewinnen alle beteiligten Akteure an einer Einsparpolitik. Die energiepolitische Brisanz des LCP-Ansatzes liegt darin, daß er eine Theorie und Praxis öffentlicher Regulierung zu begründen erlaubt, die sich wenigstens am Maßstab marktwirtschaftlicher Kosteneffektivität orientiert und sich nicht nur auf die „Bandbreite von Einsparoptionen“ einengen läßt, die für EVU betriebswirtschaftlich profitabel sind.

Gerade in einer mehr öffentlich gebundenen und in der Perspektive rekommunalisierten Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland könnte das LCP-Konzept daher eine noch größere Rolle spielen als derzeit in den USA. Zusätzliche Kriterien in einer sozial-, umwelt- und klimaverträglichen Energienutzung lassen sich in das LCP-Konzept integrieren und um so leichter umsetzen, je direkter die Unternehmens- und Investitionspolitik der EVU im öffentlichen Interesse beeinflußt werden kann.

Der wichtigste Unterschied zwischen der Bundesrepublik Deutschland und den USA hinsichtlich einer erfolgreichen Umsetzung von EVU-initiierten Einsparprogrammen besteht beim Energierecht und dem System der Regulierung. Vor allem die umfassende Kontroll- und Planungskompetenz und die umfangreichen sachlichen sowie personellen Ressourcen einiger beispielhafter öffentlicher Regulierungsinstitutionen (z. B. einige Public Utility Commissions) in den USA schaffen erst die Voraussetzung für eine wirksame Umsetzung von LCP gegenüber den Energiemonopolen (vgl. 8. und 9.).

4. Energiedienstleistungsunternehmen (EDU)

Aus der Analyse der „Energiamärkte“ und dem Konzept der Energiedienstleistungen ergibt sich, daß ein EDU sich in vier grundsätzlichen Punkten von der Geschäftspolitik traditioneller Stadtwerke unterscheiden muß:

– Bedarfs- statt Erwerbsprinzip:

Es ist unter Hinweis auf die inakzeptablen gesellschaftlichen Folgen expansiven Energieverbrauchs begründet worden, warum das private Geschäft mit der Ware Energie heute prinzipiell in Frage gestellt werden muß. Dies gilt auch für kommunale Unternehmen, die dieses Geschäft als „öffentlichen Zweck“ betreiben, wenngleich natürlich nicht verkannt wird, daß die Finanzierung sozial nützlicher kommunaler Aufgabenbereiche (z. B. des ÖPNV) aus Energiegewinnen qualitativ von der Gewinnverwendung privater oder gemischtwirtschaftlicher EVU verschieden sein kann. Die Realität zeigt aber: Energieexpansion nach dem Erwerbsprinzip, also z. B. auch zum „fiskalischen“ Zweck der Gewinn- und Überschüßerzielung und Erwirtschaftung von Deckungsmitteln für die Kommunalhaushalte, ist heute ökologisch und sozial weder vertretbar noch notwendig. EDU können ihre Unternehmenssubstanz dadurch sichern, daß sie Energiedienstleistungen, Angebote über Energiezuführung und -einsparung kostendeckend (oder auch zu „angemessenem Gewinn“, wenn es die Bürgermehrheit so beschließt) als „Pakete“ für die Bürger bereitstellen. Ansätze in anderen Ländern (USA, Schweiz, Skandinavien), aber auch in der Bundesrepublik Deutschland (z. B. Saarbrücken; Rottweil; Bremer Energiebeirat 1989; Öko-Institut/HMWT 1989) sind hierzu vorhanden. Angesichts des noch auf Jahrzehnte nicht ausgeschöpften Ölsubstitutionspotentials gibt es keinen zwingenden ökonomischen Grund, warum ein EDU nicht sowohl planmäßig den Energiebedarf senken (über entsprechende Einsparberatung- und -förderung) als auch den Restenergiebedarf über leitungsgebundene Energieträgersysteme (insbesondere Nah- und Fernwärme) decken könnte (vgl. das Projekt „Stadtwerke der Zukunft“ des Bremer Energiebeirats 1989).

– Nutzungs- statt Angebotsorientierung:

Die Nutzungsorientierung schließt immer die Gesamtoptimierung hinsichtlich Energiezuführung und -einsparung ein und erkennt gerade auch die Einsparung von Energie als eine zumindest gleichrangige „öffentliche Aufgabe“ neben der Ver-

sorgung an. Von großer Bedeutung sind hierfür z. B. kommunale Wärmedämmprogramme für Mietwohnungen mit warmmietenneutralem Förderkonzept (d. h. keine Luxusmodernisierung, sondern gefördert wird nur, wenn die Energieeinsparung durch Wärmedämmung größer ist als deren Steigerungseffekt auf die Kaltmiete – also wenn die Warmmiete nicht steigt!). Energieeinsparung als „öffentliche Aufgabe“ umfaßt ausdrücklich die möglichst billige, versorgungssichere, ökologisch und sozial verträgliche Versorgung insbesondere auch der Haushaltskunden mit Energiedienstleistung – gemäß dem Prinzip: „Kein Abschluß eines Versorgungsvertrages, ohne umfassende Beratung und konkrete Projektierung (u. U. finanzielle Förderung) von Energieeinsparmöglichkeiten“.

Die explizite Bezugnahme auf die Haushaltskunden geht von der Tatsache aus, daß gerade im Mietwohnungsbereich das größte, aber über „den Markt“ allein nicht aktivierbare Einsparpotential vorhanden ist und der überwiegende Haushaltsbedarf nach billiger Wärme-Dienstleistung (mittels Heizkraftwerken und Nahwärmekonzepten) bei weitem unbefriedigt ist.

– Demokratisierung statt unternehmerische Verselbständigung:

Die Vorbehalte vieler Bürger auch gegen öffentliche EDU sind letztlich nur durch eine „Politik der gläsernen Taschen“ auszuräumen, d. h. vor allem durch die vorbehaltlose Offenlegung der Investitions- und Wirtschaftspläne und der Tarifikalkulation sowie deren Beschlußfassung in öffentlicher Gemeinderatssitzung. Der historische Prozeß der Ausgliederung der Versorgungstätigkeit aus der politischen Kontrolle des Gemeinderats (z. B. durch die Bildung von Eigengesellschaften in der Form von AG und GmbH) steht im Widerspruch zu der zunehmenden Abhängigkeit der Bürger von leitungsgebundener Energieversorgung und den Umweltauswirkungen von Energiesystemen und muß daher rückgängig gemacht werden.

– Partizipation statt Verplanung:

Die Notwendigkeit einer verstärkten Energienutzungsplanung, z. B. zur Berücksichtigung der Wechselwirkung von Energieversorgung und Siedlungs- bzw. Gebäudestruktur (Koordination von Wärmedämm- mit Ausbauprogrammen) oder auch der komplexen Umweltauswirkungen, wird von Fachleuten kaum noch bestritten. Ein tatsächlich als EDU operierendes kommunales Unternehmen ist als Koordinator und Moderator wegen seiner Planungskompetenz und faktisch die lokale „Energiestruktur“ prägenden Rolle hierfür prädestiniert, wenn es zugleich in die allgemeine Stadtentwicklungsplanung integriert ist. Allerdings zeigen zahlreiche auch international vergleichende Studien, daß wesentliche Impulse zur Energiesparpolitik gerade auch von lokalen Akteuren/Bürgerinitiativen außerhalb von Verwaltung und EVU oder in Kooperation mit ihnen entstanden. Auch wegen der ständigen Gefahr einer bürokratischen Planung über die Köpfe der betroffenen Bürger hinweg besteht daher ein dringender Forschungs- und Handlungs-

bedarf zu Fragen der institutionellen und informellen Bürgerbeteiligung bei Planungsprozessen gerade auch im Energiebereich (z. B. Energieläden).

Diese allgemeinen Handlungsprinzipien von EDU haben heute und in Zukunft eine entscheidende Bedeutung für die Umorientierung der Geschäftspolitik der sogenannten Versorgungsunternehmen: Rund 45 % der CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland stammten direkt (bei Erdgas) oder indirekt (bei der Elektrizitäts- oder Fernwärmeerzeugung aus fossilen Energieträgern) aus dem Verkauf leitungsgebundener Energieträger (Enquete 1988); ein weiterer Anteil von rd. 28 % CO₂-Emissionen, der insbesondere aus der Verbrennung von Heizöl in den Sektoren Haushalte, Kleinverbrauch und Industrie resultiert, kann auch durch die Unternehmenspolitik von EVU indirekt mitbestimmt werden (z. B. durch Nah- und Fernwärmeangebote oder Einsparpolitik).

Daher bedeutet die Umsetzung der erforderlichen CO₂-Reduktionspolitik immer auch einen radikalen Wandel der Unternehmensziele von EVU: Aus dem traditionellen Energieabsatzmaximierer muß schrittweise ein EDU entstehen. Die Zuführung und die Einsparung von Energie sollten im Rahmen einer neuen Produktpalette prinzipiell nur noch als „Paket“ angeboten werden, um dadurch die vom Verbraucher gewünschte Energiedienstleistung mit möglichst geringem Energie- und Kosteneinsatz bereitzustellen. Die neuen Stichworte lauten: „Diversifizierung, Ausweitung der Produktpalette, Produktveredelung; neue Geschäftsbereiche; Energieagenturen; Beraten, Planen, Projektieren, Finanzieren, Versorgen und Einsparen aus einer Hand“.

Strategisches Energiesparen, planmäßige Erfassung und intelligent geförderte, möglichst rasche Umsetzung der vorhandenen umfangreichen technischen und wirtschaftlichen Einsparpotentiale statt Ausweitung des Energieangebots heißt das oberste Gebot der neuen Energiepolitik. Das entscheidende Erfolgskriterium für ein „Versorgungs“-Unternehmen ist in Zukunft, um wieviel Prozent es jährlich bei effizienterer Energienutzung seinen Energieumsatz reduzieren kann – die Zeit der wohlfeilen Lippenbekenntnisse zum Energiesparen ist vorbei.

Ein EVU, das den Kunden weiterhin nach traditionellem Selbstverständnis „so sicher und billig“ nur mit möglichst viel Strom aus reiner Kondensationsstromerzeugung versorgt, schädigt pro verkaufte Kilowattstunde das Klima, die Umwelt und die Gesundheit (neben SO₂, NO_x, Staub) mit

1161 Gramm CO₂ (Braunkohle-Kraftwerk),

929 Gramm CO₂ (Steinkohle-Kraftwerk).

Mit entsprechender Gutschrift für die durch den Einsatz von Nah- und Fernwärme vermiedenen Emissionen einer Ölheizung ergeben sich dagegen beim Einsatz von Heizkraftwerken pro Kilowattstunde Elektrizität

438 Gramm CO₂ (Steinkohle-HKW),
33 Gramm CO₂ (Gasturbinen-HKW),
22 Gramm CO₂ (Gasmotoren-HKW)

(vgl. Fritsche u. a. 1989).

Bleibt es beim bisherigen „Trendsparen“, wird der Zeitpunkt kommen, wo die nur renditeorientierte Verkaufsförderung von Kilowattstunden nicht als „Versorgung“, sondern als „Schädigung“ eingestuft werden muß. Die Ware Energie ist schon heute immer weniger ein „Gut“ („good“), sondern immer mehr Schadstoff: Die Produktion einer Kilowattstunde Kernenergie- oder Kohlestrom belastet nach neuen Rechnungen die Gesellschaft mit externen Kosten (ohne die nicht abschätzbaren externen Kosten einer möglichen Reaktor- und Klimakatastrophe), die teilweise bereits höher liegen als die eigentlichen Produktionskosten (bei Kernenergie 10 bis 20 Pf/kWh; bei Kohle 4 bis 9 Pf/kWh; Hohmeyer 1988).

Zur Konkretisierung dieses allgemeinen Konzepts eines EDU kann inzwischen auf eine umfangreiche Literatur verwiesen werden; hierzu haben sich nicht nur die VDEW (1988) und einige EVU (z. B. Saarbrücken; Rottweil; Bremen; Hannover; Energieversorgung Schwaben) ausführlich geäußert. Auch die amerikanischen Erfahrungen sind in mehreren Büchern und Artikeln (vgl. z. B. Spitzley 1989; Hennicke 1989; Bechtold et al 1989) zusammengefaßt worden. Der Bremer Energiebeirat hat in einer innovativen Studie „Stadtwerke der Zukunft“ die wirtschaftliche Machbarkeit und umwelt- bzw. arbeitsmarktpolitische Vorteilhaftigkeit einer EDU-Strategie für Bremen untersuchen lassen (siehe Punkt D). Am Beispiel von mehreren EVU in Hessen wurde ebenfalls die Praktikabilität einzelner Bausteine eines EDU-Konzepts in einer umfangreichen Studie im Auftrag des HMWT untersucht (vgl. Öko-Institut 1989).

5. Die „gesellschaftliche Kontrolle“ der Primärenergiebasis

Die Verfügungsgewalt über die Gewinnung und den Import von Primärenergie für die leitungsgebundene Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland unterliegt der Kontrolle weniger Großkonzerne: neben einigen Verbund-EVU und deren Tochterunternehmen sind hieran vor allem die Ruhrkohle AG und die Ruhrgas AG beteiligt. Während der Import von Kernbrennstoffen durch den Ausstieg aus der Atomenergie sofort beendet werden kann, bleibt die gesellschaftlich effektive Kontrolle der Gewinnung und des Imports von Kohle und Erdgas auch in einer rekommunalisierten Energiewirtschaft – insbesondere unter den neuen Bedingungen einer Klimastabilisierungspolitik – ein zentrales Problem.

Diesem Problem haben sich die auf der traditionellen Wettbewerbstheorie aufbauenden Reformkonzepte für die leitungsgebundene Energieversorgung nicht ernsthaft gestellt; in diesen Reformplänen wurde in der Regel beharrlich ignoriert, daß allein schon das private Monopol an Kohle-, Erdgas- und Wasserressourcen bei vertikal integrierten Konzernen stets einen funktions-

fähigen Wettbewerb auf den „Märkten“ für die Endenergien Strom, Fernwärme und Erdgas und vor allem eine wirksame öffentliche Kontrolle verhindert.

Die mit dem Monopolbesitz an einer Primärenergiebasis verbundene ökonomische und politische Macht war historisch schon immer Anlaß für die Forderung nach Sozialisierung bzw. Vergesellschaftung und/oder Entflechtung der Energiewirtschaft, so z. B. im „Gesetz, betreffend die Sozialisierung der Elektrizitätswirtschaft“ vom 31. Dezember 1919, in allen Parteiprogrammen nach dem Zweiten Weltkrieg (z. B. Ahlener Wirtschaftsprogramm der CDU: „Wir fordern die Vergesellschaftung der Bergwerke“) sowie in mehrheitlichen Abstimmungen für Sozialisierung (in Bayern, Hessen und NRW) und schließlich im sogenannten Parker-Gutachten (1946/47) der Alliierten „über die Entflechtung und darauf folgende Umgestaltung der Elektrizitätswirtschaft“. Ziel dieses Gutachtens amerikanischer und britischer Sachverständiger und des darauf aufbauenden alliierten Gesetzentwurfs war, insbesondere die Konzerne RWE, VEW, VIAG und VEBA zu dekartellisieren und die Gesellschaftsstruktur zu vereinfachen (Errichtung reiner Licht- und Kraftgesellschaften), um „die übermäßige Konzentration wirtschaftlicher Macht aufzulösen und mit einer Regelung der Licht- und Kraftgesellschaften die Entwicklung eines Kriegspotentials zu verhindern“ (Heesemann 1964).

Die „gesellschaftliche Kontrolle“ über die Primärenergiebasis wird in Zukunft vor allem aber auch deshalb noch bedeutsamer, weil im Rahmen einer wirksamen Klimastabilisierungspolitik das Angebot an fossilen Energieträgern systematisch „gegen die Marktkräfte“ zurückgefahren werden muß; dies gilt allerdings weltweit in erster Linie für Kohle und teilweise für Erdgas, aber wohl – wegen der ohnehin nur noch geringen Reichweite wirtschaftlicher Reserven (ca. 30 Jahre) – kaum noch für Öl. So hat die WiMiKo mit ihrem bemerkenswerten Beschluß vom 14./15. September 1989 unter der Überschrift „Das ökonomische Hauptproblem: Gegen den Weltmarkt steuern“ zu Recht darauf hingewiesen, daß jede erfolgreiche Klimastabilisierungspolitik in ökonomischer Hinsicht vor einem Problem „grundsätzlich neuer Qualität“ steht: „Während in der Vergangenheit selbst massive energiepolitische Veränderungen . . . prinzipiell auf die Anpassung an technisch-ökonomisch veränderte Marktbedingungen zielten, geht es heute im Gegenteil gerade darum, eine solche marktentsprechende Entwicklung fossilen Energieverbrauchs zu verhindern“ (ebenda, S. 38). Die WiMiKo fordert jedoch als einzige Konsequenz die Internalisierung der externen Kosten, d. h. „die Marktprozesse politisch administrativ so zu korrigieren, daß sich die Knappheitsverhältnisse (hier Klimaverträglichkeit) in den Marktpreisen widerspiegeln“ (ebenda, S. 40). Eine Anhebung der Energiepreise durch eine Energiesteuer ist zwar eine richtige und unvermeidbare Maßnahme. Sie reicht aber keineswegs aus (vgl. auch ISI 1989). Es ist eine weitverbreitete Illusion, ausschließlich mit einer pretialen Steuerung (also allein über höhere Energiepreise und Marktprozesse) die erforderlichen CO₂-Reduktionsquoten, den notwendigen Umbau der Energiewirtschaft und eine energieeffiziente Gesellschaft erreichen zu wollen. Die traditions-

reiche und häufig mißbrauchte Forderung nach „Sozialisierung“ gewinnt in Hinblick auf die Anforderungen eines ökologischen Umbaus der Energiewirtschaft eine neue Qualität und hohe Aktualität. Wegen dieses erweiterten neuen Inhalts kann von einer „ökologischen Vergesellschaftung“ gesprochen werden.

a) Neue Kohlepolitik durch „ökologische Vergesellschaftung“

Die eigentumsmäßige Trennung der Primärenergiebasis von der Erzeugung, vom Transport und von der Verteilung von Energie ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, daß sich nicht vertikal integrierte Energiekonzerne bilden, die durch den Monopolbesitz an einer konkurrenzlos günstigen Primärenergiequelle (z. B. neben Braun- und Steinkohle auch Wasserkraft) sich eine marktbeherrschende Stellung aufbauen und auf Dauer Differentialrenten (Zusatzgewinne) abschöpfen können. So bildete z. B. der beherrschende Einfluß des RWE auf die Braunkohle in Verbindung mit dem Zugang zum Wasserkraftstrom im Süden eine der wesentlichen historischen Voraussetzungen für die Errichtung seiner derzeitigen Machtposition.

Die Rekommunalisierung des Kraftwerksparks und der Aufbau eines dezentralisierten Verbundsystems läßt sich daher nicht von der Frage trennen, wie die von der Energieerzeugung eigentumsmäßig entflochtene Gewinnung und der Import von Primärenergie kontrolliert werden soll.

Durch mehr „gesellschaftliche Kontrolle“ müßte z. B. verhindert werden, daß private Unternehmen der Gewinnung und des Imports von Primärenergie durch Beteiligung an kommunalen oder industriellen Kraftwerksbetreiber-Gesellschaften und mit Hilfe eines aggressiven Marketings (durch Mengenrabatte und gezielte Preisunterbietung) weiter eine Energie-Absatzförderungs politik betreiben und damit die staatliche Politik eines Vorrangs für rationelle Energienutzung unterlaufen.

Die Form der „gesellschaftlichen Kontrolle“ kann prinzipiell von staatlichen Konzessionen und Auflagen für private Unternehmen bis hin zur Vergesellschaftung der gesamten Grundstoffindustrie (einschließlich der Primärenergiegewinnung) reichen. Mit dem übergreifenden Begriff der (ökologischen) „Vergesellschaftung“ soll hier auf die historische Erfahrung verwiesen werden, daß eine formelle Überführung privater Grundstoffindustrien in Staatseigentum (Verstaatlichung) keineswegs ausreicht, um die Unternehmenspolitik zu demokratisieren und qualitativ neue Unternehmensziele durchzusetzen. Vor allem neue Formen wirksamer öffentlicher Kontrolle, Regulierung und Mitbestimmung sind hierfür erforderlich, die auch durch neue Eigentumsformen, z. B. gemischt-öffentliche Unternehmen unter maßgeblicher Beteiligung der Kommunen, unterstützt werden könnten. Um z. B. dem Leitziel „Vorrang für rationelle Energienutzung“ Geltung zu verschaffen und um eine systematische Angebotsverknappung fossiler Energieträger (CO₂-Reduktion) durchzusetzen, erscheint zwar die unmittelbare Durchsetzung staatlicher Mengenziele durch reine Verstaatlichung von Unternehmen der Gewinnung und des Imports von Primärenergie als wirksame Maßnahme. Dieser Um-

bau muß jedoch für die betroffenen Arbeitnehmer und Regionen durch die planmäßige Schaffung von gleichwertigen und ökologisch verträglichen Ersatzarbeitsplätzen sozial- und umweltverträglich umgesetzt werden. Eine Einbindung in eine gesellschaftliche und demokratisch legitimierte Rahmenplanung ist daher unverzichtbar. Gerade auch die Durchsetzung einer sozial und ökologisch verträglichen Kohle-Politik (vgl. hierzu die Anträge der Fraktion DIE GRÜNEN, Drucksachen 11/1476 vom 8. Dezember 1987 sowie 11/3655 vom 6. Dezember 1988) erscheint durch eine derartige „ökologische Vergesellschaftung“ möglich, zumal ohnehin der bisherige Subventionsaufwand für die Steinkohle schon längst die Umwandlung der Ruhrkohle AG in ein vergesellschaftetes Unternehmen gerechtfertigt hätte.

b) Ölsubstitution durch Erdgasexpansion?

Auch für den Import von Erdgas sollte eine gemischt-öffentliche Importgesellschaft zuständig sein, die nach dem Kostendeckungsprinzip arbeitet und die auf den Vorrang für rationellere Energienutzung zu verpflichten ist. Diese Forderung scheint angesichts der überaus erfolgreichen Marktdurchdringung des „umweltfreundlichen“ Erdgases nur auf den ersten Blick unbegründet:

In vielem ähnelt die Gasexpansion der 70er und 80er Jahre dem Prozeß der Überschwemmung des Wärmemarkts mit Öl in den 60er Jahren. Nur mit dem entscheidenden Unterschied: Individuelle Ölheizungen lassen sich vergleichsweise rasch und wirtschaftlich durch andere Heiz- und Einsparsysteme substituieren. Der Aufbau einer Infrastruktur für die Erdgasversorgung bedeutet dagegen eine auf mehrere Jahrzehnte unflexible Festlegung von Kapital.

Vor allem scheint die strategisch betriebene Ölsubstitution durch Erdgas viele darüber hinwegzutäuschen,

daß 1. auch Erdgas einen erschöpfbaren, vor allem auch für die Entwicklung der Dritten Welt und als Rohstoff für die Chemie bisher unersetzlichen Energieträger darstellt, dessen wirtschaftliche Reichweite mit rd. 60 Jahren durchaus an die Lebensdauer eines heute neu installierten Gasrohrnetzes heranreicht,

daß 2. der Ersatz des knappsten Energieträgers Öl durch den zweitknappsten Erdgas die nächste Energiepreiskrise schon vorprogrammiert, wenn die Verbrauchszuwächse beim Erdgas so anhalten wie derzeit oder sogar im Rahmen einer weltweiten Klimastabilisierungspolitik noch ausgedehnt würden. Obwohl nämlich Methan selbst ein um den Faktor 30 höheres spezifisches Treibhauspotential als CO₂ hat, gilt es wegen seiner etwa um 40 Prozent geringeren CO₂-Freisetzung pro kWh Heizwert als Kohle so lange als klimaverträglicher, solange die direkten Erdgasverluste in der weltweiten Erdgasversorgung unter 1 Prozent gehalten werden können. Ob diese Verlusteingrenzung auf 1 Prozent auch tatsächlich eingehalten wird, ist umstritten (vgl. Enquete 1988; 1989). Tatsache ist jedenfalls, daß in Energieszenarien zur Klimastabilisierung und wegen der Vorteile gasgefeuerter Kraft-Wärme-Koppelung (gerade auch in der Dritten Welt) häufig eine erhebliche Substitution von Kohle durch Erdgas unterstellt wird.

Falls dadurch die Erschöpfung der Erdgasquellen forciert würde, könnten abrupte Preissprünge in vielleicht 10 oder 20 Jahren wahrscheinlich werden. Dies gilt vor allem auch deshalb, weil für Öl nur eine wirtschaftliche Reichweite von rd. 30 Jahren prognostiziert wird und der Erdgaspreis auf allen Ebenen der Erdgaswirtschaft eng an den Ölpreis gekoppelt ist.

Erklärtes Ziel der Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland ist ein langfristiger Erdgas-Anteil am Primärenergieverbrauch von 18 bis 20 Prozent. 6,3 Mio. Haushalte werden derzeit bereits mit Erdgas versorgt. Die Gaswirtschaft hat für 1990 eine Zielgröße von 8 Mio. gasbeheizter Haushalte anvisiert und entsprechende Erdgasimporte kontrahiert; 58 Prozent der 1987/88 fertiggestellten Neubauwohnungen werden mit Erdgas beheizt.

Wie Untersuchungen von repräsentativen kommunalen Versorgungskonzepten (vgl. Hennicke, 1985) und von Verschiebungen der Marktanteile im Niedertemperaturwärme-Bereich (vgl. Suding, 1984) zeigen, konnte das Erdgas – insbesondere durch Expansion in Stadtumlandgemeinden – mit + 16 Prozent den Löwenanteil der Marktanteilsverluste von Öl und Kohle (– 23 Prozent von 1973 bis 1983) erobern. Der Zugewinn der Fernwärme (+ 3 Prozent) konzentriert sich dabei auf den Bereich Kleinverbrauch und den Ausbau bereits existierender Netze in den Ballungsgebieten (Suding, 1984).

Die für eine rationelle Energienutzung verhängnisvollen Folgen der forcierten und unkoordinierten Erdgasexpansion liegen vor allem darin begründet, daß hier Quantität in Qualität umschlägt:

- Unbestritten ist, daß Erdgas ein Energieträger relativ guter Regelbarkeit und bequemer Handhabbarkeit ist, dessen Verbrennung vergleichsweise geringe Schadstoffe (vor allem NO_x und etwa ein Drittel weniger CO_2 als Öl pro kWh) freisetzt. Ein Erdgaseinsatz, insbesondere in entstickten Anlagen dezentraler BHKW (für Nahwärmenetze und „Insel“-Strategien sowie von Gasturbinen-Heizkraftwerken), ist daher auch im Rahmen einer nutzungsorientierten Energiepolitik sinnvoll und notwendig. Zumal die Stromerzeugung mit gasbetriebenen KWK-Anlagen (Gas-BHKW und Gasturbinen-HKW) unter Berücksichtigung einer „Wärmegutschrift“ für eingesparte Emissionen einer Ölzentralheizung deutlich weniger CO_2 emittieren (siehe oben S. 42) als ein Atomkraftwerk (54 Gramm CO_2 /kWh), wenn die vorgelagerten Prozeßketten (also auch der gesamte Brennstoffzyklus bei der Atomenergie) jeweils mit einbezogen werden (vgl. GEMIS 1989).

Nach der Abgrenzung zweckmäßiger Vorranggebiete für Nah- und Fernwärme innerhalb eines nutzungsorientierten Energiekonzepts und in Verbindung mit einer entsprechenden Wärmedämmung kann auch die begrenzte Verfeuerung von Gas in Einzel- und Sammelheizungen aus Emissionsgründen sinnvoll sein.

- Die Notwendigkeit des begrenzten Einsatzes ergibt sich jedoch nicht nur aus der Erschöpfbarkeit der Ressourcen und der prinzipiellen Inflexibilität kapitalintensiver Erdgasnetz- und

-speichersysteme. Sie ergibt sich vor allem aus dem strukturellen Kontext des Versorgungssystems in der Bundesrepublik Deutschland und der durch die Erdgasexpansion verhinderten ökologisch und sozial verträglicheren Einspar- und Versorgungsalternativen. Aus zahlreichen Städten ist bekannt, daß eine bestehende oder geplante Erdgasversorgung in der Regel die Realisierung von Nah- und Fernwärmesystemen auf Basis von KWK blockiert. In der Hoffnung auf „schnelle Gasgewinne“ (inkl. Konzessionsabgaben) wird daher auch der kurzfristig risikoreichere, dafür langfristig wirtschaftlichere und ökologisch notwendige Einstieg in die dezentrale kommunale Stromerzeugung durch KWK verhindert; indirekt wird damit die ausschließliche Konzentration auf den Bau von Großkraftwerken mit reiner Stromerzeugung befördert. Mit einem Wort: Die Gasexpansion „ergänzt“ die vorherrschende Kraftwerksplanung in verblüffender Weise. Ohne den durch Erdgas verbauten Absatzmarkt für Nah- und Fernwärme wären selbst die von der Stromwirtschaft angewandten „Verhinderungsparameter“ (Lockvogel-Bezugspreisangebote für Strom; geringe Einspeisevergütungen) nicht hinreichend, um die dezentrale Kraft-Wärme-Koppelung „tot zu rechnen“. Bei einer technischen Lebensdauer von Gasnetzen von z. T. über 50 Jahren führen solche – unter dem Eindruck kurzfristig günstig gehaltener Erdgaspreise gefaßten – Investitionsentscheidungen auf Jahrzehnte zu irreversiblen Versorgungsstrukturen; denn die nachträgliche Einführung von Nah- und insbesondere Fernwärme in bereits gasnetzverrohrten Gebieten ist unumgänglich mit Kapitalvernichtung großen Stils (durch Stillegung noch intakter Leitungen) und nur mit beträchtlichen Zuschüssen für die Umstellung des Gerätebestandes möglich (vgl. Henricke 1985).

Andererseits zeigt die Entwicklung in Dänemark (Fernwärmeanteil am HuK-Raumwärmebedarf 43 Prozent) und Finnland (29 Prozent) mit jeweils nur rd. 1 Prozent Gasanteil am HuK-Raumwärmebedarf (Bundesrepublik Deutschland 28 Prozent) anschaulich, daß ein rascher Fernwärmeausbau in der Praxis nur erreichbar ist, solange der direkte Gasversorgungsanteil gering ist. Auch die Stadt Flensburg konnte ihren in der Bundesrepublik Deutschland einmaligen Fernwärmeausbau (100 Prozent Versorgungsdichte entlang des Netzes) nur durch einen konsequenten Verzicht auf Einführung des Erdgases Anfang der 70er Jahre realisieren.

- Auch die Biomasse-Nutzung wird durch eine undifferenzierte „Flächenvergasung“ des ländlichen Raumes in Frage gestellt. Die Nutzung von Reststroh, Schwachholz und Biogas für den Niedertemperaturwärme-Bereich hat nämlich keineswegs „additiven“ Charakter (wie es in offizieller Sprachregelung heute heißt!). Wegen der Qualität als regenerative Energiequellen und des beträchtlichen Biomasse-Potentials handelt es sich für den ländlichen Raum tatsächlich um alternative Energieträger. So hat z. B. die BMFT-geförderte Studie für den Kreis Nienburg (bei Hannover) das Ergebnis erbracht: „Ohne den Raumwärmebedarf der Stadt Nienburg kann das nutzbare Bio-

massepotential fast 50 Prozent des Raumwärmebedarfs der Haushalte im übrigen Kreisgebiet decken. Nach Ausschöpfung des Einsparpotentials könnten im Kreisdurchschnitt sogar 50 Prozent des verbleibenden Raumwärmebedarfs gedeckt werden, unter Ausklammerung der Stadt Nienburg sogar 75 Prozent" (ARENHA, 1983, S. 25).

Die Neuordnung der Elektrizitätswirtschaft, wie sie hier vorrangig diskutiert wird, muß daher ergänzend zumindest die Neuordnung der Import- und Ferngaswirtschaft mit einbeziehen.

6. Die Funktionstrennung von Netzen und Produktion sowie der Abbau des Höchstspannungsnetzes (380 bis 220 kV)

Die Trennung der Verfügung über die Transportnetze von der Produktion von Strom ist sowohl in theoretischen Abhandlungen (Gröner 1975) wie auch im politischen Raum (z. B. Der Minister für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen 1985) als sinnvoll erörtert worden. Eine solche Trennung und der zu kostendeckenden Tarifen für jedermann freie Zugang zu diesen „Stromstraßen“ könnte auch heute schon dazu beitragen, unterschiedlichen Stromerzeugern und insbesondere den kommunalen Kraftwerksbetreibern gleichmäßigere Wettbewerbsbedingungen, eine erhöhte Wirtschaftlichkeit und reduzierte Reservevorhaltung zu gewährleisten.

Es muß aber betont werden, daß es in einer rekommunalisierten Elektrizitätswirtschaft nicht nur um freieren Marktzugang zum Verbundnetz, sondern vor allem um seine Reduzierung und die Senkung der dadurch verursachten gesamtwirtschaftlich höchst irrationalen Kostenbelastung gehen muß.

1987 hatte das 220-kV- und 380-kV-Verbundnetz eine ausgebaute Stromkreislänge von 28 458 km bei einer Trassenlänge von ca. 15 000 km. Sein Flächenverbrauch wird auf rd. 4 000 qkm geschätzt. Bis zum Jahr 1990 soll allein das 380-kV-Netz um weitere 3 700 km auf 18 600 km Stromkreislänge ausgebaut werden (UCPTE, S. 65). An dieses Netz waren 1983 ausschließlich Großkraftwerke mit einer Leistung von 43 000 MW angeschlossen, die mit 233 TWh ca. 70 Prozent des ins öffentliche Netz eingespeisten Stroms erzeugten.

Aufschlußreich ist der mittlere Ausnutzungsgrad des sehr kapitalintensiven 380-kV-Netzes, dessen Anlagekosten schon 1976 zwischen 560 000 und 1 162 000 DM/km lagen (Edwin, 1976, S. 66 ff.). Die Höhe des mittleren Ausnutzungsgrades gibt Auskunft darüber, in welchem Maße das System für Transport (Dauerbelastung der Übertragungsleistung) oder für Reserveaufgaben (Vorhaltung von Übertragungsleistung) benutzt wird.

Der mittlere Ausnutzungsgrad des 380-kV-Netzes lag 1983 bei 45 Prozent und sinkt mittelfristig auf Werte von ca. 26 Prozent und darunter ab (vgl. Hennicke u. a. 1985). Die geringe Ausnutzung kommt zum einen dadurch zustande, daß die Entfernungen für den Stromtransport immer kürzer wurden. Mußte im Jahr 1972 die Energie auf dem 380-kV-Netz noch im Durchschnitt 270 km trans-

portiert werden, waren es 1983 nur noch 100 km. Durch die Inbetriebnahme der neuen AKW-Blöcke (Grundremmingen, Krümmel, Grohnde) sank diese mittlere Transportentfernung auf rd. 60 km. Gemessen an der Transportfunktion hätte also das 380-kV-Netz statt immer weiter ausgebaut, längst abgebaut werden können. Aber die „Dezentralisierung“ der Erzeugung erfolgte im derzeitigen Großverbundsystem durch den Bau insbesondere von Atomkraftwerken mit Blockgrößen bis zu 1 300 MW. Um diese extremen Blockgrößen technisch sicher betreiben zu können und um freie Transportkapazität beim Ausfall eines Blockes jederzeit als Sekundenreserve vorhalten zu können, muß – trotz der sinkenden mittleren Transportentfernung – ein im Durchschnitt nur noch zu rd. einem Viertel dauerhaft ausgelastetes höchst kostenintensives Ferntransportnetz vorgehalten werden. Zu den Kosten für dessen ungenutzte Kapazität müssen noch die Kosten überhöhter Reservevorhaltung von Kraftwerkskapazität dazu addiert werden, um eine Vorstellung darüber zu vermitteln, wie der Großverbund die Verbraucher heute unnötig belastet.

Durch die allgemein praktizierte, aber wissenschaftlich unhaltbare Methode der Kostenträgerrechnung werden jedoch insbesondere auch die Tarifikunden mit den fixen Kosten des Großverbundes (also insbesondere auch mit den Kosten der 380- und 220-kV-Netzebenen) erheblich mitbelastet, obwohl diese Netzebenen für den Tarifverbrauch nicht notwendig sind. Die großen Gewinner sind die stromintensiven Industrien, zu deren Anschluß an das öffentliche Netz der Großverbund ganz wesentlich ausgebaut wurde (parallel dazu sank der Eigenerzeugungsanteil der Industrie von 1950 = 48,6 Prozent auf 1988 = 14 Prozent).

Mit dem industriellen Grundlastbedarf wird insbesondere auch der weitere kapitalintensive Bau von Atomkraftwerken begründet und von der Industrie gefordert, weil gerade die Großverbraucher von Strom häufig nur Strombezugspreise entsprechend den vergleichsweise geringen variablen Kosten solcher Anlagen auf Kosten der anderen Verbrauchergruppen zu zahlen haben (Radkau 1983).

Diese krasse Fehlentwicklung kann nur dadurch korrigiert werden, daß an einen – durch Stromeinsparmaßnahmen reduzierten – Verbrauch angepaßte, wesentlich kleinere Blockeinheiten (soweit wie möglich auf Basis von KWK und regenerativen Energiequellen) installiert und in regionalen Verbundsystemen zusammengefaßt werden. Nur in einem solchen System käme es zu keinen (oder nur marginalen) Transport- und Reserveanforderungen an ein 380-kV-Verbundnetz, das dann schrittweise demontiert werden könnte.

7. Die Dekonzentration und Entflechtung des Kraftwerksparks

Die öffentliche Elektrizitätswirtschaft gehört seit langem zu den hochkonzentrierten Branchen in der Bundesrepublik Deutschland. Von den etwa 1 000 EltVU in der Bundesrepublik Deutschland besitzt etwa die Hälfte nur einen Marktanteil von rd. 1 Prozent. Die zehn größten EltVU konzentrieren fast 70 Prozent der

nutzbaren Stromabgabe auf sich (1983). Nur rd. ein Drittel aller EltVU verfügt über eine eigene Stromerzeugung.

90 Prozent der Bruttostromerzeugung der Bundesrepublik Deutschland werden in etwa zwei Dutzend Unternehmen produziert. Da sich hierunter bereits einige größere kommunale Kraftwerke befinden, geht es vor allem darum, den Kraftwerkspark von RWE, Preag, VEW, Bayernwerk, Badenwerk und EVS aus diesen Konzernen zu entflechten und eigentumsmäßig (sowie in der technischen Konzeption, siehe unten) grundsätzlich neu zu ordnen. An den Standorten, wo kommunale Querverbundunternehmen bereits existieren, werden die Kraftwerke (soweit noch notwendig) sinnvollerweise organisatorisch in diese eingegliedert.

Nur 4 Prozent der öffentlichen Stromerzeugung stammen in der Bundesrepublik Deutschland aus Kraft-Wärme-Koppelung, in Dänemark 40 Prozent. Nur 8,5 Prozent des Heizwärmebedarfs werden durch Fernwärme gedeckt, in Dänemark 50 Prozent. Der Gesamtwirkungsgrad des Energiesystems in der Bundesrepublik Deutschland liegt – vor allem auch wegen der vorwiegenden reinen Kondensations-Stromerzeugung bei nur 30 Prozent, d. h. nur ein Drittel der eingesetzten und für die Emissionen maßgeblichen Primärenergie erreicht die Verbraucher als Nutzenergie.

1987 waren 88 Prozent oder 76 000 MW der bundesdeutschen Kraftwerksleistung der öffentlichen Versorgung in Kraftwerken mit einer Leistung von über 150 MW installiert. Der Zubau an neuen Kraftwerken erfolgte seit 1962 fast ausschließlich im Leistungsbereich über 150 MW und dort vorwiegend in Kraftwerken reiner Kondensationsstromerzeugung.

Diese Zahlen verdeutlichen die hohe Eigentumskonzentration der Stromerzeugung bei den Verbund-EVU und deren primäres Interesse an der Errichtung großer Blöcke reiner Stromerzeugung.

Der hohe Anteil des in HKW produzierten Stroms in Dänemark zeigt andererseits, daß es nicht technische oder verbrauchsbedingte Gründe (z. B. Diskrepanzen bei der saisonalen Strom- und Wärmenachfrage) sind, die den geringen Einsatz von HKWs zur Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland erklären. Vielmehr haben verschiedene Studien auch für die Bundesrepublik Deutschland ein hohes KWK-Potential errechnet. Suttor (1984) hat z. B. im Auftrag des BMFT unter positiven Rahmenbedingungen (faire Einspeise- und Bezugsbedingungen, Amortisationszeiten wie im öffentlichen Kraftwerksbau üblich) ein zusätzliches industrielles KWK-Potential von ca. 10 000 MW (derzeit rd. 9 100 MW ohne die Kraftwerke des Steinkohlebergbaus) errechnet. Das Kernforschungszentrum Karlsruhe (Coemen u. a. 1984) ermittelte in einer Studie über die „Folgen eines verstärkten Kohleeinsatzes in der Bundesrepublik Deutschland“ eine KWK-Kohleeinsatzstrategie. Sie zeigt, daß bis zum Jahr 2000 insgesamt ein KWK-Potential von 14 000 MW in den Kommunen realisiert werden könnte, das zu 76 Prozent in Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis zu 120 MW ausgebaut werden könnte. Mit einem REW-Netz-Modell hat Tröscher bereits 1976 das BHKW-Potential für die Bundesrepublik Deutschland abgeschätzt. Bei einer Netzgutschrift von 600 DM/kW für die Einsparung der

Hoch- und Höchstspannungsnetzkosten durch örtlich in Verbrauchernähe angepaßte Erzeugung ermittelte Dröschler ein BHKW-Potential von 10 500 MW. Berücksichtigt man eventuelle Überschneidungen, so ergibt sich zusammengefaßt im industriellen und kommunalen Bereich ein KWK-Potential von rd. 30 000 MW. Hochrechnungen mit aktualisierten Parametern für alle vorliegenden Studien zu Potentialen der kommunalen und industriellen KWK (Stand 1986) ergaben ein noch darüberliegendes Potential von rd. 50 000 MW (Fritsche 1986).

PROGNOS geht in einer Studie von 1987 davon aus, daß die industrielle KWK um 40 TWh und die kommunale KWK um 60 TWh wirtschaftlich ausgebaut werden könnte. Das GRÜNE-Energiewende-Szenario hält bis 2010 einen Ausbau der industriellen KWK auf 85 TWh und der kommunalen KWK auf 66 TWh für möglich; dadurch würde die Stromerzeugung aus KWK im Rahmen dieses Szenarios einen Anteil von rd. 57 Prozent an der gesamten Stromerzeugung (2010) erreichen – ein Anteil, der auch in etwa den Planungen in Dänemark entspricht.

Auch von der Seite der Wirtschaftlichkeit her spricht alles dafür, keine Großkraftwerke reiner Stromerzeugung mehr zuzubauen und die bestehenden Blöcke – nach entsprechender Stromeinsparung – durch den Zubau von an den örtlichen Bedarf angepaßten Heizkraftwerke zu ersetzen. Wirtschaftlichkeitsvergleiche zwischen neuen HKW auf der einen Seite und neuen Großkraftwerken reiner Kondensationsstromerzeugung in Verbindung mit konventionellen Öl-/Gaskesselheizungen auf der anderen Seite zeigen nämlich, daß in der Regel in HKW Strom und Wärme billiger produziert werden können (vgl. Viefhues, in: Hennicke u. a. 1985).

In einem Wirtschaftlichkeitsvergleich hat das Saarländische Wirtschaftsministerium (1987) für das Inbetriebnahmejahr 1988 und den Einsatz von unsubventionierter Ruhrkohle und Importkohle (im Verhältnis 50 : 50) die folgende Stromkostenkalkulation vorgelegt:

Vergleich der Strombezugskosten (in Pf/kWh) aus einem Steinkohle-Großkraftwerk, Kernkraftwerk und Kohle-Heizkraftwerk (Inbetriebnahme 1988/90; 6 000 Vollbenutzungsstunden)

	insgesamt Kosten	Kapital- kosten	Betriebs- kosten	Antransport- gutschrift	Wärmegut- schrift
Steinkohle-Kraftwerk ¹⁾	16,3	4,8	9,0	2,5	–
Kernkraftwerk ²⁾	16,6	7,7	6,4	2,5	–
Heizkraftwerk ³⁾	13,1	4,1	8,7	0,3	2,6

Quelle: Saarländisches Wirtschaftsministerium, 12. Januar 1987

¹⁾ Steinkohle-Kondensationskraftwerk (750 MW el); ohne Fernwärmeauskoppelung; Kohleeinsatz mit 198 DM/t SKE nach Verstromungsgesetz ohne Subventionierung nach Jahrhundertvertrag

²⁾ Kernkraftwerk; 1 300 MW Druckwasserreaktor; Kosten nach Betreiberangaben z. B. spez. Investitionskosten von 4 500 DM/kW

³⁾ Dezentrales Steinkohle-HKW (40 MW el; 5 000/Betriebskosten KWK; unsubventionierter Kohleeinsatz (198 DM t/SKE); Wärmegutschrift von 2,6 Pf/kWh bei Brennstoffkosten); Kessel: zirkulierende Wirbelschicht

Für HKW mit nach Jahrhundertvertrag subventionierter Steinkohle und für Gas-HKW ergeben sich noch geringere Strom- und Wärmeerzeugungskosten wie für das HKW in diesem Beispiel.

Bei einem solchen methodisch überzeugenden Verfahren werden HKW nicht als Stromproduzenten mit einem – wie bei großen Kondensationskraftwerken – „lästigen“ Nebenprodukt Wärme betrachtet, sondern es wird eine naheliegende simultane Optimierung von Wärme- und Stromproduktion angestrebt. Nicht die von den derzeitigen ungleichen Machtverhältnissen abhängige Stromgutschrift für Überschußstrom etc. (siehe unten) bestimmt damit die Wirtschaftlichkeit von HKW, sondern allein die auf kommunaler Ebene zu beantwortende Frage, ob die in HKW produzierte Wärme zum anlegbaren Wärmepreis als Nah- oder Fernwärme abgesetzt werden kann. Auch vom Standpunkt eines möglichst wirtschaftlichen Kapitaleinsatzes ist daher der Neubau von Großkraftwerken reiner Kondensationsstromerzeugung nicht mehr vertretbar. Dies gilt um so mehr, wenn die höheren Umweltbelastungen und der vermehrte Primärenergieverbrauch reiner Stromerzeugung sowie die Risiken von Atomkraftwerken mit in die Betrachtung einbezogen werden.

8. Gesellschaftlich orientierte Kraftwerks- und Einsparplanung statt privater Dirigismus: Der (Energie-)Planungsrat

Die existierenden Kraftwerksstandorte und die Struktur des Kraftwerksparks sind im wesentlichen Ergebnis der privatwirtschaftlichen Sektorplanung jedes der acht Verbund-EVU und deren Absprachen in der Deutschen Verbund-Gesellschaft (DVG). Diese öffentlich nicht kontrollierbare und auch für andere Kraftwerksbetreiber geschlossene Gesellschaft nutzen die Verbund-EVU als interne Clearing-Instanz ihrer untereinander durchaus konkurrierenden Interessen – um „nach außen“ ihr gemeinsames Interesse an Stromexpansion durch profitorientierten Dirigismus über alle gesellschaftlichen Interessen und Bereiche hinweg um so besser durchsetzen zu können. Erst durch die Auflösung der DVG wird daher der Weg für die Berücksichtigung gesellschaftlicher Belange in der Kraftwerksplanung frei.

Die Darstellung des Konzepts des „Least Cost Planning“ hat darüber hinaus gezeigt, daß nur eine integrierte Planung des Stromangebots und der Erschließung der Einsparressourcen zu einer im marktwirtschaftlichen Sinne kosteneffektiven Strombeschaffung führt. Daher sind die Methodik des „Least Cost Planning“ und die Umsetzungspraxis in den USA für die Arbeit eines (Energie-)Planungsrats von herausragendem Interesse. Für das methodische Konzept einer – durchaus marktförmig implementierbaren – Energieplanung können insbesondere aus der Theorie und Praxis des „Northwest Power Planning Council“ in Portland (Oregon/USA) wichtige Anregungen bezogen werden (vgl. Henricke 1987; Northwest Conservation and Power Plan 1987).

Der geforderte komplexe Abwägungs- und Entscheidungsprozeß zwischen Maßnahmen der Angebotsausweitung und der rationelleren Energienutzung erfordert insbesondere die Schaffung eines umfassenden Informations- und Planungsinstrumentariums. Nur

so können Energieunternehmen und Energieaufsicht Projekialternativen systematisch vergleichen und eine sachgerechte Auswahl der besten Variante vornehmen. Es empfiehlt sich, die Erstellung solcher Informations- und Planungsgrundlagen selbständigen, rechtlich unabhängigen Institutionen zu übertragen („Energieplanungsräten“) und deren Auftrag, die Methodik der Planerstellung, die wissenschaftliche Personalkapazität, die Finanzierung und die Öffentlichkeitsbeteiligung bei der Planformulierung durch ein „Energieeinspar- und Strukturgesetz“ zu regeln. Die „Energieplanungsräte“ sollen an den Entscheidungen der Energieaufsicht (siehe Punkt 9) beratend mitwirken und können Empfehlungen aussprechen. Zu diesem Zweck erstellen sie mittel- und langfristige Regionalpläne der leitungsgebundenen Energieversorgung und der technisch-wirtschaftlichen Einsparpotentiale sowie Aktions- und Umsetzungspläne mit ebenfalls nur empfehlendem Charakter. Zur örtlichen Konkretisierung dieses regional und bundesweit ausgerichteten Informations- und Planungssystems sollen Gemeinden oder Gemeindeverbände – anknüpfend an eine in vielen Städten in der Bundesrepublik Deutschland bereits bewährte Praxis – Energiekonzepte erstellen.

Die Energieplanungsräte sollten von einem wählbaren Direktorium („Räten“; vergleichbar den „Commissioners“ in den USA) geleitet werden, denen ein umfangreicher sachkompetenter Stab von festangestellten Fachleuten zur Seite steht.

Direkt gewählte Energieplanungsräte und die Öffentlichkeitsbeteiligung bei der Erstellung von Energiekonzepten stellen ein notwendiges Element der Demokratisierung und öffentlichen Kontrolle der zur Zeit vollständig intransparenten Unternehmensplanungen von EVU dar, deren Auswirkungen die Lebens- und Arbeitsverhältnisse sowie die Umweltbedingungen von Millionen von Bürgern umfassend tangieren. Daher sind die Gewerkschaften als Repräsentanten der lohnabhängig Beschäftigten sowie die Umwelt- und Verbraucherschutzverbände als Repräsentanten des Verbraucher- und Umweltschutzes auch für die Mitbestimmung in diesem Rat legitimiert.

Zu den Aufgaben des Planungsrats (der Planungsräte) gehört, zunächst in Kooperation mit den Betreibergesellschaften einen Umstrukturierungsplan zu erstellen, welche Kraftwerke zu welchem Zeitpunkt grundsätzlich stillgelegt werden sollen und wie der Kraftwerkspark – nach Ausschöpfung der kosteneffektiven Einsparpotentiale – vorwiegend auf Kraft-Wärme-Koppelung sowie auf regenerative Energiequellen umgestellt werden kann. Sofern durch diesen Umstrukturierungsplan direkt in die Unternehmensautonomie von EVU eingegriffen werden soll (vgl. Vorbemerkung), bedarf es eines entsprechenden Gesetzes, das neben der neuen Zielbestimmung (Energieeinsparung) und Regulierungsanforderungen auch die staatlichen Eingriffsmöglichkeiten zur Neuordnung der Eigentumsverhältnisse regelt („Energieeinspar- und Strukturgesetz“).

Nach Abschluß des Übergangsprozesses verbleibt als ständige Aufgabe eines oder mehrerer Planungsräte (landes- bzw. bundesweiter Ebene), die Investitionsentscheidungen für Kraftwerke und

Netze sowie die systematische Erschließung von Einsparpotentialen („strategisches Energiesparen“) durch eine Rahmenplanung zu koordinieren. Der Grad der Verbindlichkeit dieser Rahmenplanung muß sich aus der Verbindung dezentraler Investitions- und Entscheidungsautonomie mit gesamtgesellschaftlichen Zielen ergeben. Der Planungsrat soll dabei kein Investitionsgebot durchsetzen, aber z. B. die Planungssicherheit und Transparenz für alle potentiellen Betreiber dadurch erhöhen, daß er Langfristpläne (20 Jahre) sowie kurzfristige Aktionspläne für eine integrierte Angebots- und Nachfrageplanung (im Sinne des „Least Cost Planning“) erstellt und entsprechend verbindliche Implementationschritte und -instrumente festlegen kann (vgl. hierzu beispielhaft den „Northwest Conversation und Power Plan“). Dabei sollte dieser Rahmenplan, wie auch schon von der Monopolkommission gefordert (Hauptgutachten 1973/75) „neben den langfristigen energiepolitischen Zielen auch die Erfordernisse des Umweltschutzes, der Raumordnung und der Landesplanung berücksichtigen. Die energiepolitischen Ziele müssen die langfristige Verfügbarkeit und die Notwendigkeit sparsamer Verwendung der Energierohstoffe berücksichtigen“ (S. 420).

Gegenüber dem derzeitigen Zustand würde also der Wettbewerb um die Bereitstellung von Energiedienstleistungen durch die systematische Erschließung kosteneffektiver Einsparpotentiale, durch die Förderung des Marktzutritts für innovative Newcomer (KWK, Regenerative) und durch die Öffnung der Netze für alle potentiellen Einspeiser wesentlich verstärkt. Allerdings dient der Wettbewerb hier als ein an den Zielen einer ökologisch und sozial orientierten Energiewirtschaft ausgerichtetes Mittel und kann als gesellschaftlich kontrolliertes Koordinierungsinstrument weniger für Zwecke privater Kapitalverwertung mißbraucht werden.

9. Die Demokratisierung der Aufsicht durch wählbare Kommissionen

Kernpunkt des derzeitigen Systems der Energiefachaufsicht ist, daß die jeweiligen Referenten für die Energiefachaufsicht in den Länderwirtschaftsministerien aufgrund von § 4 EnWG „den Bau, die Erzeugung, die Erweiterung und die Stilllegung von Energieanlagen der EVU“ für die öffentliche Strom- und Gasversorgung unter nur sehr eingeschränkten Bedingungen untersagen können und nach § 5 EnWG die Erlaubnis zur Aufnahme der Versorgung Dritter erteilen. Diese Energiefachaufsicht hat zumindest sieben gravierende Mängel:

- a) Sie wurde 1935 im Faschismus zum Zeitpunkt bereits weit vorangeschrittener ökonomischer Monopolbildung und nach der Aufteilung des gesamten Reichsgebiets in Demarkationsgebiete der (damals) zehn großen Verbund-EVU sowie auf deren Initiative hin beschlossen. Sie hat daher von Anfang an alternative Versorgungssysteme (wie z.B. industrielle und kommunale KWK) durch eine grundsätzliche Weichenstellung behindert.

Hauptzweck war die Herausbildung eines Großraum-Verbundsystems aus industriepolitischen und vor allem militärischen Gründen und die rigorose Zurückdrängung des kommunalen

Einflusses in der Energieversorgung (die sog. „Flurbereinigung“).

- b) Sie war als nichtöffentliches und demokratisch nicht kontrollierbares Machtinstrument von Staatsapparat und Verbund-Lobby konzipiert worden und sie hat diesen Charakter trotz einiger rechtsstaatlicher Korrekturen (vor allem zur Erhöhung der „Rechtssicherheit“ für die EVU) nach 1945 grundsätzlich beibehalten.
- c) Sie hat, besonders ausgeprägt bei von den Ländern beherrschten EVU (z. B. beim Bayernwerk und Badenwerk), quasi die „Aufsicht über sich selbst“ institutionalisiert, indem z. B. der Wirtschaftsminister (auch zuständig für die Energieaufsicht) oder der Finanzminister als Aufsichtsratsvorsitzender fungiert. Durch den engen Zusammenhang zwischen Energieversorgung und fiskalischen Interessen sowie aufgrund häufig direkter Personalverflechtungen zwischen der Administration und der Industrie steht die Unabhängigkeit jeder rein staatlichen Aufsichtsbehörde generell in Frage.
- d) Ihre Arbeit ist inhaltlich isoliert von der Preisaufsicht und kartellrechtlichen Mißbrauchsaufsicht und kann daher keine Regulierung der Geschäftstätigkeit der EVU mit den einmal genehmigten Anlagen vornehmen. Für das Preis- und Kartellrecht schafft sie andererseits vollendete Tatsachen und reduziert daher deren ohnehin schwache Stellung bis hin zur Ohnmacht.
- e) Sie hat weder den ausdrücklichen Auftrag noch ausreichende rechtliche Instrumente und die notwendige (interdisziplinär qualifizierte) umfangreiche Personalausstattung (nicht einmal die hinreichende Information), Alternativen (z. B. Stromeinsparung oder HKW statt reine Stromerzeugung) zu beantragten Energieanlagen prüfen zu lassen, geschweige denn, diese durch Auflagen oder Anreize etc. aktiv durchzusetzen. Hinzu kommt, daß sich ihre Investitionskontrolle auf einzelne Anlagen beschränkt und deren Systemzusammenhang, z. B. die Integration in Energiekonzepte, die Berücksichtigung von Reservefragen und die Einbindung in Verbundsysteme nicht hinreichend geprüft werden kann.
- f) Sie kann als Prüfkriterien für die Untersagung von Energieanlagen nur die in der Präambel des EnWG genannte völlig unzureichende Formel „so sicher und billig wie möglich“ bzw. die hierauf aufbauende, jeweils herrschende „Gemeinwohl“-Definition heranziehen.
- g) Sie könnte heute, selbst bei einer ökologisch und sozial orientierten „Neuinterpretation“ dieser Prüfkriterien (siehe weiter unten der „Fall Borken“) im besten Fall die Weiterentwicklung des ineffizienten Großverbundsystems blockieren (ohne eine grundlegend neue gesetzliche Zielbestimmung der Energiepolitik wäre selbst dies möglicherweise von den EVU anfechtbar). Sie kann jedoch nicht positiv auf eine Strukturänderung z. B. in Richtung auf rationellere Energienutzung und Rekommunalisierung hinwirken.

Aus all diesen Gründen muß vor allem der Auftrag, aber auch die Organisationsform der Energieaufsicht grundsätzlich verändert werden. Eine nur formelle Rollentrennung zwischen öffentlicher Kapitaleignerschaft und Energiefachaufsicht durch die Landeswirtschaftsminister (statt des Wirtschaftsministers tritt eine andere staatliche Institution, z. B. der Finanzminister, als Vertreter staatlicher Kapitalbeteiligung auf), wie sie von einigen vorgeschlagen wird, ist nicht ausreichend: Die Verquickung mit fiskalischen Interessen durch den Personenaustausch innerhalb einer Landesregierung ist damit keineswegs unmöglich gemacht; vor allem fehlt es auch bei diesem Konzept an der öffentlichen Transparenz, der gestaltenden Kompetenz und dem qualitativ neuen Prüfantrag einer demokratisierten Aufsicht.

Der einfallsreiche Versuch, bei geltendem Recht den in § 4 EnWG möglicherweise vorhandenen Handlungsspielraum im Sinne einer rationelleren Energienutzung auszuschöpfen, ist zwar derzeit unabdingbar, zeigt aber gleichzeitig die engen Grenzen des geltenden Rechtsrahmens:

Eine umfassendere Abwägung zwischen Alternativen und eine systemanalytisch orientierte Prüfung einer Anzeige nach § 4 EnWG in Hinblick auf das Kriterium „so billig wie möglich“ hat in der Geschichte des Energiewirtschaftsgesetzes zum ersten Mal 1987 – beim Borken-Verfahren (vgl. HMUE 1987) – stattgefunden. Das am 27. November 1985 von der PREAG für den Standort Borken beantragte AKW mit 1370 MW (brutto) war am 18. Dezember 1986 vom damaligen Wirtschaftsminister Steger (SPD) u. a. mit einer energiewirtschaftlichen Begründung untersagt worden, die an die amerikanische Regulierungspraxis und das Konzept des „Least Cost Planning“ anknüpft.

Der PREAG wurde u. a. vorgehalten, daß im Vergleich zum beantragten AKW mindestens drei billigere Strombeschaffungsalternativen bestünden, nämlich kommunale und industrielle Heizkraftwerke sowie insbesondere Einsparung. Dies seien auch prinzipiell der PREAG allein oder in Kooperation mit Dritten offenstehende Investitionsalternativen, die nach dem Kriterium des EnWG („so billig wie möglich“) mit Vorrang zu erschließen seien. Aufgabe der Energieaufsicht sei es, wegen der unbestritten marktbeherrschenden Stellung der EltVU und dem fehlenden Wettbewerb eine Art „Als-ob-Wettbewerb“ zu initiieren und damit den Marktzutritt für innovative Techniken (also billigere Strombeschaffungsalternativen als das beantragte AKW) offenzuhalten.

Die energiepolitische Bewertung durch den HMUE gipfelt in der folgenden Feststellung: „Auch wenn PREAG nicht bereit ist, allein oder in Kooperation mit kommunalen und/oder industriellen Partnern keine der oben beschriebenen „billigeren“ Erzeugungsalternativen zum geplanten Kernkraftwerk anzubieten, auch nicht – im Sinne eines Energiedienstleistungsunternehmens – vorhandene Stromeinsparmöglichkeiten aktiv miterschließen will, ist eine Untersagung des Atomkraftwerks nach § 4 EnWG geboten, sofern ein Potential billigerer Alternativen nachgewiesen werden kann und Aussicht besteht, dieses Potential auch zu realisieren...“ (HMUE, 1987, S. 36).

Ob sich diese LCP-orientierte Neuinterpretation des EnWG auch gerichtlich hätte durchsetzen lassen, ist im Fall Borken offengeblieben. Nach dem Wechsel der Landesregierung in Hessen haben sowohl die PREAG ihre Anzeige für das AKW Borken sowie die Klage gegen die Untersagung und gleichzeitig auch die neue Landesregierung die bestehende Untersagungsverfügung zurückgenommen. Selbst wenn diese Neuinterpretation rechtlich durchsetzbar wäre, so bleibt sie doch – gemessen an modernen amerikanischen Regulierungsgesetzen und -praktiken und in Hinsicht auf die Anforderungen eines zukunftsweisenden „Energieeinspar- und Strukturgesetzes“ – nur eine mühsam konstruierte Notlösung.

Es bestünde z. B. das prinzipielle Dilemma weiter, daß die Energiefachaufsicht nach dem EnWG nur reaktiv auf die Investitionsabsichten von Einzelunternehmen tätig werden kann, der Aufsicht jedoch – insbesondere nach erfolgter Anlagengenehmigung – eine aktive mitgestaltende Rolle in Richtung auf systematische Einsparpolitik („strategisches Energiesparen“) und Rekommunalisierung prinzipiell verwehrt wäre.

Selbstverständlich wäre auch durch eine isolierte Neudefinition des sog. „Gemeinwohl“-Begriffs (z. B. durch Aufnahme der Ziele rationelle Energienutzung und Ressourcenschonung) nur eine kosmetische Korrektur des EnWG erreicht. Sie schadete durch die Verbreitung illusionärer Reformhoffnungen mehr, als sie nützen könnte.

Zu fordern sind daher die Einrichtung von Kommissionen auf Länder- bzw. auf Bundesebene mit ausreichendem Budget, mit angemessener personeller Ausstattung zur Erfüllung ihres umfassenden Auftrages, mit weitgehender Unabhängigkeit von Staatsapparat und Betreibern, mit hoher (einer Planungsabteilung in EVU vergleichbaren) Kompetenz und mit dem Recht zur öffentlichen Erörterung; dabei kann an den fortgeschrittenen Erfahrungen mit innovativen „Public Utility Commissions“ (PUC) einiger Bundesstaaten in den USA wie z. B. in Wisconsin, Nevada, Maine, New York und Kalifornien angeknüpft werden.

Auf der umfassenden inhaltlichen Grundlage des „Energieeinspar- und Strukturgesetzes“ und dessen Konkretisierung durch die Pläne des Planungsrates betreiben diese Kommissionen eine Regulierung der Energiewirtschaft (also eine Investitions-, Gewinn- und Preiskontrolle) mit dem derzeit vorrangigen Ziel, die strukturellen Anpassungsprozesse zu einer rekommunalisierten Energiewirtschaft zu unterstützen und den Schutz der Verbraucher und der Umwelt sicherzustellen.

Die Unabhängigkeit der Kommissionen kann am besten gewährleistet werden, wenn diese aus dem Staatsapparat ausgegliedert, ihre Mitglieder – vergleichbar den „Commissioners“ der PUC in einigen Bundesstaaten der USA – direkt gewählt und durch einen Stab festangestellter kompetenter Fachleute in ihrer Arbeit unterstützt werden.

Die Wahl der Kommissionsmitglieder soll auf der Basis von Vorschlagslisten der im Planungsrat vertretenen Gruppen und deren

drittelparitätischer Beteiligung an den Kommissionen z. B. im Zuge von Bundestags- bzw. Landtags- (u. U. auch Kommunal-) wahlen durchgeführt werden.

Gemäß ihres gesetzlich neu geregelten umfassenden Prüfauftrages können die Kommissionen z. B. von einem EDU den Nachweis verlangen, ob nicht Stromeinsparung billiger ist als ein beantragtes Kraftwerk oder ein Heizkraftwerk mit Nahwärmenetz zweckmäßiger ist als reine Stromerzeugung, ehe sie ein Kraftwerk genehmigen. Sie legen mit dem Ziel der Ermutigung potentieller Netzeinspeiser (auf Basis von KWK und regenerativer Energiequellen) die Vergütung für Überschußstrom bzw. Reservehaltung fest und können EVU zur Kooperation mit potentiellen Einspeisern zwingen.

Die Verhandlungen der Kommission werden öffentlich, in der Form eines förmlichen Anhörungsverfahrens und unter Beteiligung der betroffenen Bürger durchgeführt. Ein Verfahren kann auch auf Antrag einer Bürgergruppe einberufen werden. Die „Beweislast“ für die Übereinstimmung eines geplanten Projekts mit den einschlägigen Gesetzen (z. B. Rekommunalisierungsgesetz) liegt beim Antragsteller.

Sicherlich wird der Personalbestand für diese Kommissionen gegenüber den derzeit unter 100 in der Fachaufsicht tätigen Beamten deutlich ausgedehnt werden müssen (ca. um das Zehnfache). Es kann aber kein Zweifel darüber bestehen, daß diesem Mehraufwand an Personalkosten ein erheblich höherer volkswirtschaftlicher Einspareffekt durch die Durchsetzung und Kontrolle eines nutzungsorientierten Energiesystems – z. B. allein durch den Abbau der derzeitigen Überkapazitäten im Stromsektor – gegenübersteht.

Es ist zu prüfen, ob angesichts der im Vergleich zu den USA unterschiedlichen Rechtsverhältnissen in der Bundesrepublik Deutschland die oben genannten Funktionen einer demokratisierten Aufsicht auch durch eine den Bundes- bzw. den Landesrechnungshöfen entsprechende formelle Institutionalisierung gewährleistet werden kann.

10. Gesetzliche Einspeiseregulung zur Förderung kommunaler und privater/genossenschaftlicher Heizkraftwerke und von Systemen auf Basis von erneuerbaren Energiequellen (nach dem Vorbild der amerikanischen PURPA-210-Regelung; vgl. hierzu auch den Antrag der Fraktion DIE GRÜNEN, Drucksache 11/2079, vom 31. März 1988)

Die durchschlagende Wirkung ökonomisch attraktiver Einspeisebedingungen und gezielter Förderung sogenannter „independent producers“ (KWK; Regenerative) wird am Beispiel der USA besonders deutlich: Zwischen 1979 bis 1986 wurde durch die PURPA-Gesetzgebung ein explosives Wachstum von zusätzlich zwölf GW an Heizkraftwerken (nicht EVU-betrieben) und an Stromerzeugungsanlagen auf regenerativer Basis initiiert; es wird geschätzt, daß 1997 mehr als 60 GW dieser „independent producers“ ins Netz einspeisen werden (Krause et al 1989). Auch in Dänemark wird eine gezielte Förderpolitik zur forcierten Markt-

Einführung von Windkraftanlagen betrieben, wodurch im Jahr 1995 bereits rd. 10 Prozent des Stromverbrauchs durch Windkraft gedeckt werden sollen; die derzeitigen Erzeugungskosten von dänischen Windkraftanlagen werden von VDEW mit 9 bis 13 Pf/kWh angegeben (vgl. Turowski 1989).

Das vom BMFT inzwischen eingeleitete 100-MW-Förderprogramm für Windkraftanlagen zielt dagegen auf die Wirtschaftsförderung deutscher Anlagenhersteller und nicht auf die rasche Ausschöpfung des großen Windkraftpotentials in der Bundesrepublik Deutschland. Das GRÜNE-Energiewende-Szenario geht davon aus, daß bis zum Jahr 2010 rd. 26 Prozent der Stromerzeugung (rd. 70 TWh; davon je 30 TWh Wind und Wasser) mit regenerativen Energiequellen gedeckt werden könnten, wenn eine entsprechend aktive Markteinführungspolitik betrieben würde.

Diese unterschiedliche Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland hängt u. a. von folgenden ungünstigen Rahmenbedingungen ab:

– Einspeisebedingungen für Stromeigenerzeuger:

In der Bundesrepublik Deutschland wurden 1987 den privaten und kommunalen Stromeinspeisern im Durchschnitt rund 8 Pf/kWh vergütet. Damit lag die Vergütung beträchtlich tiefer als z. B. in USA, Schweiz, Finnland und Dänemark. In jüngster Zeit ist die Einspeisevergütung zwar teilweise angehoben worden (vgl. VDEW 1987), aber zur Überwindung bestehender Hemmnisse und gemessen am volkswirtschaftlichen Nutzen bei weitem noch nicht ausreichend. Hohmeyer schätzt z. B., daß die vermiedenen externen Kosten (der volkswirtschaftliche Nutzen) von Windkraftstrom etwa auf 9 Pf/kWh, der von Photovoltaikanlagen auf 12 Pf/kWh beziffert werden können.

– Leistungspreise für Reservestellung:

Die Leistungspreise für Reservestellung lagen bei Eigenstromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland 1984 bei etwa 80 bis 110 DM pro kW und Jahr. Demgegenüber müssen Einspeiser in Dänemark und Finnland keine Leistungspreise für Reservevorhaltung entrichten; in den USA liegen die Leistungspreise mit 12 bis 24 Dollar pro kW und Jahr deutlich tiefer als in der Bundesrepublik Deutschland (ISI 1986).

– Degression der Bezugspreise:

Die Degression der Bezugspreise, die durch die Preisaufspaltung in Leistungs- und Arbeitspreis erzielt und durch Mengenrabatte verstärkt wird, reduziert die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen künstlich und behindert, wie in Dänemark und USA nachgewiesen wurde, den Ausbau der Kraft-Wärme-Koppelung.

Auf dem Hintergrund der vorwiegend privatwirtschaftlich strukturierten Energiewirtschaft in den USA zielt die PURPA-Einspeiseregelung auf die Förderung privater Netzeinspeiser (bis zur maximalen Anlagengröße von 80 MW). Das Grundprinzip dieser Regelung läßt sich jedoch auch im Rahmen der unterschiedlichen Struktur der Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland insbesondere zur Förderung dezentraler

kommunaler Heizkraftwerke und Nahwärmenetze einsetzen, wobei gerade auch genossenschaftliche, aber auch industrielle KWK (mit Kapazitätsbegrenzung!) durch die gesetzliche Neuregelung mit begünstigt werden sollen. Die Einbeziehung industrieller KWK ergibt sich nicht nur aus dem oben genannten großen Potential (siehe oben) ökologisch vorteilhafter KWK-Anlagen.

Vor allem könnte dadurch das stillschweigende Bündnis zwischen Großkraftwerksbetreibern und stromintensiver Industrie aufgebrochen werden, die wesentlich zu dem starken Bedeutungsverlust industrieller KWK-Anlagen und zu dem extremen Ausbau des Großverbundsystems – faktisch als „öffentliche“ Vorleistung und als Infrastrukturmaßnahme für die Industrie – beigetragen hat. Denn warum sollte die Industrie eigene Anlagen aufbauen, solange sie ihr Konjunktur- und Absatzrisiko sowie die Kosten eigener Anlagen zumindest teilweise auf andere Verbrauchergruppen abwälzen kann, indem sie Billigstrom aus dem „öffentlichen Netz“ angeboten bekommt?

Eine Diskrepanz zwischen einzelwirtschaftlich-kurzfristigem und gesamtwirtschaftlich-langfristigem Rentabilitätskalkül entsteht dadurch, daß die langfristigen Grenzkosten aller Kraftwerksneubauten seit Anfang der 70er Jahre höher liegen als die Durchschnittskosten eines schon bestehenden „Kraftwerks-parks“. Da jedoch die Vermeidung der höheren Kosten eines neuen reinen Strom-Großkraftwerks z. B. durch ein neues HKW in jedem Fall volkswirtschaftlich günstig ist und zudem einen dämpfenden Einfluß auf den Strompreisanstieg ausübt, ist nach folgendem Prinzip zu verfahren:

Bei der Höhe der Einspeisevergütung für neue Heizkraftanlagen sind im Durchschnitt als „Referenzanlage“ die vermiedenen Gesteungskosten eines neuen Mittellastkraftwerks (Kohle) heranzuziehen. Nach der Verordnung zum neuen Energiegesetz des Kantons Basel-Stadt (vom 18. Juni 1985) gelten z. B. als „Grundlage für die Festlegung des Wertes der von einem Kleinkraftwerk produzierten elektrischen Energie... die Stromgestehungskosten eines neuen thermischen Kraftwerks (Kondensationskraftwerk). Bei dem betreffenden Kraftwerk... soll es sich um die jeweils neueste in Betrieb stehende Anlage mit Standort in der Schweiz handeln. Die Referenzanlage soll eine Leistung von mindestens 100 MW aufweisen“ (ebd., § 75). Die Qualität der Stromeinspeisung bemißt sich nach der Einspeisezeit (HT bzw. NT): „Andere qualitative Merkmale, insbesondere die Regelmäßigkeit der Energielieferungen und der Wegfall der Transportkosten bei einem Kleinkraftwerk, bleiben unberücksichtigt“ (ebd., § 77).

Auch in den USA wird teilweise strittig diskutiert, ob ein Anspruch auf Leistungsvergütung auch dann bestehen soll, wenn das aufnehmende EVU Überkapazitäten aufweist. Soll jedoch eine Behinderung alternativer Stromerzeugungsmöglichkeiten grundsätzlich ausgeschlossen werden, muß die Leistungsvergütung unabhängig von der Kapazitätsauslastung des aufnehmenden EVU sein. Dies aus folgenden Gründen: Die

EVU interpretieren die Versorgungspflicht derzeit so, daß sie sich grundsätzlich am maximalen Ausbau orientieren. Wegen der faktischen Kostenüberwälzungsgarantie der bisherigen Strompreisaufsicht bedeutet dies einen systemimmanenten „Sachzwang“ zum Aufbau von Überkapazitäten. Hinzu kommt, daß bei den heute üblichen Blockgrößen von 600 bis 1300 MW große Kapazitätssprünge die Regel sind, so daß faktisch immer Überkapazitäten bestehen – also eine Leistungsvergütung in praxi nie in Frage käme. Der Gesetzgeber sollte also (wie in Dänemark, Finnland, in Basel und teilweise in den USA üblich) ausschließen, daß ein EltVU die Höhe der Leistungsvergütung vom Ausmaß der Überkapazität in seine Anlagen abhängig machen kann.

**11. Novellierung der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt):
Einführung eines einheitlichen linearen zeitvariablen Tarifs
für alle Verbrauchergruppen und Stromanwendungsgebiete**

Hierzu hat die Fraktion DIE GRÜNEN einen eigenen Antrag eingebracht (Drucksache 11/2079 vom 31. März 1988), auf den hier verwiesen wird.

12. Novellierung des Kartellrechts zur Verbesserung der Bedingungen für kommunale und private/genossenschaftliche Eigenversorgung

Die Bedeutung des Kartellrechts hängt entscheidend von den sonstigen energierechtlichen Rahmenbedingungen, der Etappe und der ordnungspolitischen Eingriffstiefe des Umstrukturierungsprozesses ab. Wird der „effektivere Weg“ (vgl. Vorbemerkung) der strukturellen Dekonzentration und Entflechtung beschritten, wird das Kartellrecht nur noch eine marginale Hilfsfunktion haben, um z. B. einer erneuten Konzentrationswelle vorzubeugen und den (auch in einer vollständig rekommunalisierten Energiewirtschaft möglichen, aber direkter kontrollierbaren) Mißbrauch einer marktbeherrschenden Stellung einzuschränken.

Das derzeit „stumpfe Schwert“ der Mißbrauchsaufsicht müßte dann so „scharf“ wie möglich gemacht werden, wenn auf strukturelle Eingriffe verzichtet, d. h. wenn der Weg über ein reines „Energiespargesetz“ beschritten würde (siehe Vorbemerkung). Die §§ 103 bzw. 103a des GWB müßten dann so novelliert werden, daß bei dem zu erwartenden langwierigen Übergangsprozeß mit kartellrechtlichen Mitteln die Aufnahme einer rationelleren Energienutzung vor Ort aktiv gefördert und der derzeitigen massiven Behinderung durch die Verbund-EVU (z. B. durch Lockvogelangebote bei den Konzessionsabgaben und bei den Lieferpreisen) ein Riegel vorgeschoben werden kann. Dies kann dadurch erreicht werden, daß

- in die §§ 103 und 103a GWG statt der Gemeinwohlformel des EnWG die neuen Zielsetzungen eines „Energiespargesetzes“ einbezogen werden,
- qualitative Aspekte der rationelleren Energieversorgung und -nutzung bei der kartellrechtlichen Mißbrauchsaufsicht mit zu berücksichtigen sind,

und somit

- die bisher allein an Marktparametern (vor allem an Preisen) orientierte Kartellaufsicht stets „im Einvernehmen“ mit der neuen Energieaufsicht (und deren Zielen) zu handeln hat.

Zumindest muß sichergestellt werden, daß durch die Laufzeit bestehender versorgungswirtschaftlicher Verträge der in diesem Antrag beschriebene Umstrukturierungsprozeß nicht behindert wird. Eine Verkürzung der Laufzeit versorgungswirtschaftlicher Verträge auf zehn Jahre wird in jedem Fall notwendig sein; auch eine vorzeitige Aufhebung von Verträgen muß möglich sein, wenn sie den Zielsetzungen des neuen „Energiespar- und Strukturgesetzes“ widersprechen.

Darüber hinaus müssen Grundsätze für den Abschluß versorgungswirtschaftlicher Verträge („Beratungserlaß“; „Muster-Konzessions- und Lieferverträge“; vgl. hierzu die Initiativen der GRÜNEN/Bayern und der Landesregierungen in Nordrhein-Westfalen, Saarland und Schleswig-Holstein) und insbesondere für deren Endschaftsbestimmungen festgelegt werden. Die Gemeinden müssen nicht nur das formelle Recht, sondern auch die ökonomische Möglichkeit erhalten, eine rationelle Energieversorgung in ihrem Gemeindegebiet aufzubauen oder zu übernehmen. Dies erfordert z. B. eine Regelung der Modalitäten für Netzkäufe und Anlagen, daß der Eigentümerwechsel eines Netzes kosten- und preisneutral abgewickelt werden kann (Bewertungsprinzip: der „Restbuchwert“ entsprechend der Praxis der Strompreisgenehmigungen; vgl. Apfelstedt 1989); insbesondere ist dafür Sorge zu tragen, daß

- keine prohibitiv hohen Kaufpreise vom weichenden EVU verlangt werden können,
- die Kunden des übernehmenden EVU die bereits in den Strompreisen weitergegebenen Aufwendungen nach der Netzübernahme nicht erneut (z. B. durch Abschreibungen vom überhöhten Sachzeitwert) und damit doppelt bezahlen müssen,
- einbehaltene Baukostenzuschüsse etc. kostenmindernd auf den Verkaufspreis angerechnet werden und
- keine Substanzschwächung beim weichenden EVU eintritt.

Abzulehnen sind alle Novellierungsansätze des GWB, die vorgeblich „Mehr Wettbewerb in der Energiewirtschaft“ fördern wollen, ohne zuvor gleiche Startbedingungen für die am Wettbewerb beteiligten EDU zu schaffen. Eine „Neueröffnung“ des Wettbewerbs in oder um Versorgungsgebiete(n) würde bei der heutigen Marktkonzentration und dem bestehenden Grad der Marktbeherrschung nur die Verbund-EVU und die Großverbraucher („Rosinen picken“) einseitig begünstigen und die historisch immer wieder beabsichtigte „Flurbereinigung“ kommunaler EVU – also die Entkommunalisierung – weiter vorantreiben. Dieser Verdrängungsprozeß bedeutete auf der anderen Seite alles andere als den Beweis der überlegenen (volkswirtschaftlichen) Effizienz des Großverbundsystems. Das Gegenteil ist richtig: Effizientere Heiz-

kraftwerke, wirtschaftlichere Maßnahmen rationellerer Energienutzung und die Markteinführung von volkswirtschaftlich rentablen Regenerativen würden nunmehr verstärkt mittels interner Subventionierung und gezielter Preisunterbietung niederkonkurriert.

D. Wirkung der Umbaumaßnahmen

Zahlreiche positive gesellschaftliche Auswirkungen einer rekommunalisierten und rationelleren Energiewirtschaft lassen sich nicht „in Mark und Pfennig“ ausdrücken. So z. B.:

- Eine polizeistaatlich-kostspielige Durchsetzung und Absicherung, wie sie für das AKW- und Plutoniumprogramm der verschiedenen Bundesregierungen notwendig war und ist, entfällt hier gänzlich (Bayern beziffert z. B. seine Kosten zur Durchsetzung der WAA auf 75 Mio. DM).
- Die Stärkung der kommunalen Selbstverwaltung und der Bürgerbeteiligung in der Energienutzungsplanung sind demokratisierende Elemente dieser Gesellschaft.
- Die Flexibilität und Anpassungsfähigkeit des Energiesystems an gewandelte gesellschaftliche Verhältnisse wird erhöht, durch die sinkende Importabhängigkeit bei Energierohstoffen wird der aggressive Zugriff westdeutscher Energiekonzerne auf die Energierohstoffe anderer Völker reduziert und ein – ökonomisch wie politisch – krisenverschärfender Faktor abgebaut.

Grundsätzlich gilt: Rationelle Energienutzung ist der wichtigste Beitrag zum Umweltschutz. Ein auf das technisch mögliche und volkswirtschaftlich sinnvolle Maß gesenkter Wärme- und Stromverbrauch durch wärmetechnische Sanierung von Gebäuden und effizientere Geräte erzeugt keine neuen Emissionen, verlagert die Schadstoffzurückhaltung nicht von der Luft auf Wasser und Boden, kann auch bei steigenden Energiepreisen nicht mehr teurer werden und spart ein für alle mal kostbare Rohstoffe.

Darüber hinaus bestätigen alle vorliegenden Studien: Auch der Beschäftigungssaldo (Arbeitsplatzausbau minus Arbeitsplatzabbau z. B. bei Großkraftwerken) ist in jedem Fall für die Energienutzungsstrukturen einer rekommunalisierten Energiewirtschaft positiv.

1. Mögliche regionalwirtschaftliche Effekte:

„Stadtwerke der Zukunft“

Der vom Senat der Freien Hansestadt Bremen eingesetzte „Energiebeirat“ hat am Beispiel der Stadtwerke Bremen eine Studie „Stadtwerke der Zukunft“ durchführen lassen (BEB 1989). In dem Projekt war zu untersuchen, ob der Wandel der Stadtwerke zum Energiedienstleistungsunternehmen (EDU) betriebswirtschaftlich vertretbar und für die Verbraucher und die regionale Wirtschaft vorteilhaft ist. Ausgangspunkt dieses Projekts sind Szenario-Analysen von DIW/ISP für Bremen. Das für die „Stadtwerke der Zukunft“ unter sechs Szenarien ausgewählte Szenario 4 („forcierte Einspar- und Nah-/Fernwärmeausbaupolitik“) sollte mit

dem Szenario 1 („Trend-Energiepolitik“) verglichen werden. Hierzu wurden vier Unterprojekte konzipiert:

- a) Marketing für Energiedienstleistungen,
- b) regionalbezogene Vorteil-/Nachteil-Analyse einer EDU-Strategie,
- c) langfristige Erfolgsplanung,
- d) Einfluß geänderter Preisgestaltung bei leitungsgebundenen Energieträgern auf den Energieverbrauch.

Die Ergebnisse des Projekts „Stadtwerke der Zukunft“ zeigen, daß die Bremer Bürgerschaft die Umsetzung einer forcierten Einspar- und Nah-/Fernwärmepolitik sowie den hierfür notwendigen Wandel der Stadtwerke Bremen zum EDU als regionalwirtschaftliche „Zukunftsaufgabe“ ersten Ranges begreifen könnten; zudem könnten national wie international beispielhafte Akzente für die Umsetzung einer Klimastabilisierungspolitik gesetzt werden. Selbstverständlich ergeben sich die im folgenden genannten konkreten quantitativen Resultate nur unter den spezifischen Bremer Bedingungen; es kann aber davon ausgegangen werden, daß die Tendenz der Resultate sich im Grundsatz auch in ähnlich strukturierten Versorgungsgebieten anderer Städte bestätigen läßt:

1. Forciertes Einsparen und gleichzeitiger Ausbau der Nah- und Fernwärme wie auch der Windkrafterzeugung sind ohne Substanzverlust und mit vertretbarem betriebswirtschaftlichem Risiko durchführbar – trotz des damit verbundenen erheblichen Finanzierungsaufwands gerade auch für die Stadtwerke. Dieses Ergebnis widerspricht einem vorherrschenden Vorurteil („durch Einsparen sich den eigenen Ast absägen“) und ist um so erstaunlicher, weil in der Studie eine optimierte Investitionsplanung der Stadtwerke (nach dem Konzept des „Least Cost Planning“) wegen der fehlenden Datenbasis und durch die unumgängliche Vorgabe eines festen Mengengerüsts (gemäß Szenario 4) nicht vorgenommen werden konnte.
2. Forciertes Einsparen und ökologisch verträglicherer Umbau der Erzeugungskapazitäten wird kurz- und mittelfristig häufig dazu führen, daß gleichbleibende oder steigende Fixkosten auf weniger Absatz verteilt werden müssen. Soll der Gewinn der Stadtwerke stabilisiert werden, müssen die Preise erhöht werden: In der Effizienzstrategie steigen die Strompreise im Jahr 2010 um rd. 2 bis 5 Pf/kWh mehr als im Trend-Szenario. Entscheidend für die Region ist aber, wie sich die Energiekostenrechnung entwickelt. Die (relativ zum Trend-Szenario) mögliche durchschnittliche jährliche Energiekostenentlastung der Bremer Haushalte durch die Effizienzstrategie beträgt – nach Berücksichtigung der von den Haushalten finanzierten Einsparinvestitionen – netto immer noch rd. 65 Mio. DM (zusätzliche Kaufkraft pro Jahr).
3. Eine Effizienzstrategie löst erhebliche Impulse eines regionalen und überregionalen qualitativen Wachstums und positive Beschäftigungseffekte aus. Die aus den Mehrinvestitionen dieser Strategie resultierenden produktions- und einkommensindu-

zierten Beschäftigungseffekte sowie der aus der Energiekostenentlastung und der regionalen Kaufkraftsteigerung resultierende Beschäftigungseffekt führen in Bremen zu etwa 1 800 zusätzlichen Arbeitsplätzen.

4. In finanzwirtschaftlicher Hinsicht ergibt sich durch Saldierung
 - der Mindereinnahmen aus sinkenden Konzessionsabgaben,
 - des höheren Verlustausgleichs für den ÖPNV (wegen geringerer Energiegewinne),
 - der Mindereinnahmen bei der Stadtwerke-Gewerbsteuer,
 - der Mehreinnahmen bei der Lohn- und Einkommensteuer sowie bei der Gewerbe- und Körperschaftsteuer (durch die regionalen Wachstumsimpulse) und
 - der Minderausgaben bei der Sozialhilfe (durch mehr Beschäftigung) insgesamt – ohne Berücksichtigung des Länderfinanzausgleichs – ein positiver Haushaltseffekt von fast 3 Mio. DM pro Jahr.
5. Erwartungsgemäß liegen die herausragenden Vorteile einer Effizienzstrategie im Vergleich zu einem Trend-Szenario in der erheblich verbesserten Emissionsbilanz des regionalen Energiesystems, wie die nachfolgende Tabelle x zeigt:

Tabelle x

Verminderte Emissionen im Szenario 4 im Jahr 2010 (in 1000 t)

im Vergleich			
	zum „Trend-Szenario“ 1	zum Jahr 1986	in %
CO ₂	– 2 348	– 2 361	– 49
SO ₂	– 2,7	– 11,6	– 87
NO _x	– 2,5	– 7,5	– 78

Quelle: DIW/ISP 1988

Gegenüber 1986 könnten damit die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2010 im Szenario 4 um fast 50 Prozent reduziert werden; dies entspricht etwa dem CO₂-Reduktionssatz, der nach der Toronto-Konferenz (Juni 1988) in industriellen Ballungsgebieten erreicht werden muß, um eine gravierende Klimaänderung zu verhindern (vgl. Enquete 1988)

b) Gesamtwirtschaftliche Effekte

Im Rahmen der zahlreichen Studien zum Ausstieg aus der Atomenergie ist teilweise auch untersucht worden, wie die Wettbewerbsfähigkeit der westdeutschen Wirtschaft und die Beschäftigung von „Aus- und Umstiegs-Szenarien“ betroffen werden. Danach läßt sich generell zusammenfassen: In „harten“ Ausstiegs-szenarien (z. B. RWI 1986), in denen die stillgelegte AKW-Kapazität einfach 1:1 durch große Kohle-Kondensations-Kraftwerke ersetzt wird, ergeben sich wegen dieser Annahme stets extreme Mehremissionen, eine Abschwächung des Wirtschaftswachstums

und ein Abbau von Arbeitsplätzen. Dies ist aber schlicht die zwangsläufige Folge einer unsinnigen Annahme, die so niemals von Befürwortern des Ausstiegs gemacht wurde. Geht man statt dessen, wie in den „sanfteren“ Ausstiegsszenarien, davon aus, daß die Stilllegung der Atomkraftwerke von einer neuen Energiepolitik mit Vorrang für Effizienz, mehr KWK und mehr Regenerative flankiert wird, dann ergeben sich überwiegend positive volkswirtschaftliche Effekte (vgl. z. B. zu den Emissionen und der Strompreisentwicklung das GRÜNE-Energiewende-Szenario 1989 sowie die folgende Tabelle xx):

Tabelle xx
CO₂-Emissionen im Energiewende-Szenario in Relation
zum Trend-Szenario

	1990	1995	2000	2005	2010	
GRÜN	794	707	619	544	469	
Trend	746	736	720	710	699	(in Mio. t)

Nach einer Studie des PROGNOSE-Instituts (1987) wäre z. B. der Ausstieg aus der Atomenergie in der Bundesrepublik Deutschland nicht nur kurzfristig (bis zum Jahr 2000) mit vertretbaren Konsequenzen möglich, sondern würde unterm Strich gegenüber einer unveränderten Energiepolitik ausschließlich positive Effekte hinsichtlich Beschäftigung, Emissionsbilanz (außer CO₂) und wirtschaftlicher Entwicklung nach sich ziehen. Nach dem PROGNOSE-Szenario sind insbesondere die wirtschaftlichen Auswirkungen eines Kernenergieverzichts „klar positiv zu bewerten“, denn bis zum Jahr 2000 stiege „das Beschäftigungsniveau anhaltend (über 35 Jahre) um netto 900 000 bis 1 250 000 Arbeitsplätze“.

Die Auswirkungen eines Ausstiegs auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie sind in zahlreichen Studien behandelt worden (z. B. seit Tschernobyl von RWI 1986; IÖW/ÖKO-Institut 1986; PROGNOSE 1986/1987): Alle Studien kommen übereinstimmend zu dem Ergebnis, daß außer in einigen besonders stromintensiven Branchen (z. B. Aluminium- und Chlorherstellung) keine großen Auswirkungen – insbesondere durch Änderungen des Strompreisniveaus – erfolgen.

In der PROGNOSE-Studie (1987) werden zudem die mehr allgemeinen industrie- und forschungspolitischen Aspekte eines Kernenergieverzichts analysiert. Dabei wird unterschieden nach

- a) eher wirtschaftszweigspezifischen Auswirkungen: z. B. entfallen nach einem Ausstieg für die beteiligten Industriezweige Demonstrations- und Qualifikationsprojekte,
- b) den generell industriepolitischen Auswirkungen: z. B. entfallen durch den Kernenergieverzicht technologische Innovationsanstöße auf andere Branchen (spin-off- und spill-over-Effekte).

Bei einer Abwägung der wirtschaftsspezifischen Auswirkungen eines Szenarios mit oder ohne Kernenergie kommt PROGNOSE insbesondere hinsichtlich der Exportmärkte zu dem Ergebnis:

„Was die Exportchancen deutscher Kraftwerkshersteller angeht, wird damit klar, daß die entscheidenden Zukunftsmärkte eher im Produktionsbereich „konventionelle, rationelle Erzeugungsanlagen“ und im Bereich „Angepaßte dezentrale Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien“ ... liegen werden. Ein Verzicht auf die Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland trifft damit, was die Exportchancen der Kraftwerkshersteller angeht, auf ein ohnehin kleineres Potential. Beeinträchtigungen in diesem Bereich können durch den Zugewinn der oben genannten Art überkompensiert werden.“ (S. 522)

Die vergleichende Abwägung der „Innovationsakzeleratorwirkung“ eines Szenarios mit und ohne Kernenergie hat zum Ergebnis: „Geht man von der Vielfalt und der möglichen Zahl von Innovationsanstößen aus, so zeigt sich, daß die energiepolitische Strategie, die auf eine rationelle Energieerzeugung und -verwendung unter Vermeidung der Kernkraftnutzung setzt, ein höheres Potential an Innovationsanstößen enthält. Der Zwang zur Nutzung unterschiedlichster Primärenergien ebenso wie die breiten Anstöße zur Entwicklung neuer Prozesse und Formen in der Energieeinsparung machen dies deutlich.“ (S. 531)

Das Fraunhofer-Institut für Systemforschung (ISI) hatte bereits in einer Grundsatzstudie errechnet (Garnreiter u. a. 1983), daß durch eine Strategie verstärkter rationeller Energienutzung (Wärmedämmung, Fernwärme, industrielle KWK, Blockheizkraftwerke) in den 13 Jahren zwischen 1983 und 1995 netto (nach Abzug der wegfallenden Arbeitsplätze) rd. 100 000 zusätzliche Arbeitsplätze pro Jahr entstehen könnten; für den gesamten Untersuchungszeitraum sind dies 1,3 Mio. mehr Beschäftigte. Dabei ist besonders bemerkenswert, daß die kohleverbrauchenden Sektoren Fernwärme und industrielle KWK einen besonders hohen Nettobeschäftigungseffekt (rd. 42 000 p. a., also insgesamt 564 000 Arbeitsplätze) aufweisen, der sich nicht zuletzt auch im Kohlebergbau (rd. 8 000 p. a., also insgesamt rd. 103 000 Arbeitsplätze) niederschlägt. Bei dieser betont vorsichtigen Abschätzung wurde unterstellt, daß bis zum Jahr 1995 durch verstärkte rationelle Energienutzung in den genannten Bereichen nur das durch einzelwirtschaftlich rentable Investitionen ausschöpfbare Potential – ohne öffentliche Förderung – realisiert wird und dadurch eine Reduzierung des Gesamtendenergieverbrauchs von nur 4,6 Prozent gegenüber dem angenommenen Trend stattfindet. Das Investitionsvolumen für die vier genannten Investitionsbereiche betrug dabei rd. 5,5 Mrd. DM pro Jahr während des Zeitraumes 1982 bis 1995. Diese Summe entspricht auch etwa dem durchschnittlichen jährlichen Investitionsvolumen zum Aufbau der neuen Kraftwerksstruktur des GRÜNEN-Szenarios (von 1989 bis 2010 rd. 117 Mrd. DM).

Gleichzeitig erfolgte eine Entlastung der Haushalte von Energiekosten, deren Einkommensposition durch das z. B. vom ISI vorgeschlagene vorsichtige Konzept rationellerer Energienutzung pro Jahr wie folgt verändert wird: „Klarer Gewinner einer rationelleren Energienutzung sind die Arbeitnehmer, abgesehen vom Bereich des Energieangebots. Sie können durch die Senkung der Energienachfrage ihr Einkommen um annähernd 2,4 Mrd. DM

erhöhen. . . Zusammen mit den Effekten aus der Alternativverausgabung (statt für Energie für andere Konsumgüter, A.d.V.) ergibt sich schließlich ein zusätzliches Arbeitnehmereinkommen von gut 4 Mrd. DM aus der Verstärkung der Energieeinsparung." (Garnreiter u. a. 1983, S. 206)

Auch im GRÜNEN-Szenario können – nach einer kurzfristigen Preiserhöhung von maximal 2,5 Pf/kWh – die Strompreise gegenüber einer Trend-Politik mit Atomenergie erheblich gesenkt und generell die Verbraucher von Energiekosten entlastet werden.

Dieses prinzipiell verallgemeinerbare Ergebnis einer Effizienzstrategie ist auch ein wesentlicher Grund dafür, warum die ökologische Reform der Energiewirtschaft nicht „dem Markt“ überlassen werden darf, sondern direkt an den Produktions- und Nutzungsstrukturen angesetzt werden muß: Damit nicht ökologische Probleme gegen soziale Fragen ausgespielt werden können. Dies ist z. B. in dem unsozialen Konzept marktradikaler Reformer der Fall, die allein durch preiswirksame Instrumente (z. B. Steuern) ein Umsteuern erreichen wollen. Wenn nicht durch ein ganzes Maßnahmenbündel (vgl. ISI/Jochem 1988) zugleich die effizientere Nutzung sowie alternative Energieangebote reguliert und gefördert werden, führt eine derartige marktradikale Energiepolitik zur übermäßigen Belastung aller Verbraucher (z. B. der Mieter), die nicht ausweichen können – also letztlich zum Zwangs-Energiesparen über steigende Preise. Auch isolierte Abgabensysteme haben diese unsoziale Verteilungswirkung, weil sie eben nicht vom Betreiber als Verursacher, sondern vom Verbraucher über die Preise bezahlt werden.