



**Zur ökonomischen Dimension von
Nachhaltigkeit und Entropiewirtschaft
im Energiesektor**

Martin Weisheimer

Juni 2000

Nr. 120

Diskussionspapiere
Discussion Papers

Abteilung: Strukturwandel

Autor: Prof. Dr. Martin Weisheimer
Tel. (03 45) 77 53-7 08
E-Mail: wsh@iwh.uni-halle.de

Diskussionspapiere stehen in der alleinigen Verantwortung des jeweiligen Autors. Die darin vertretenen Auffassungen stellen keine Meinungsäußerung des IWH dar.

Das Diskussionspapier gehört zu den Ergebnissen der Mitarbeit in einer interdisziplinären Arbeitsgemeinschaft der Berlin-Brandenburgischen Akademie der Wissenschaften (BBAW). In diesem Team haben Akademiemitglieder und auswärtige Experten aus naturwissenschaftlicher, verfahrenstechnischer, technologischer, energetischer, ökonomischer, juristischer, historischer und soziologischer Sicht einen Standpunkt zur Entropiewirtschaft für die Verwertung von Abfallenergien erarbeitet. Fragen, Kritiken und Anregungen sind jederzeit willkommen und erwünscht.

Herausgeber:

INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG HALLE (IWH)

Postanschrift: Postfach 11 03 61, 06017 Halle (Saale)
Hausanschrift: Kleine Märkerstraße 8, 06108 Halle (Saale)
Telefon: (03 45) 77 53-60
Telefax: (03 45) 77 53-8 20
Internet: <http://www.iwh.uni-halle.de>

Gliederung

Einführung	4
1. Die Ökonomie im Spannungsfeld von Nachhaltigkeit und Entropie	5
2. Die Annäherung der realen (kurzfristigen) Ökonomie an langfristige Ziele	10
3. Zum Zusammenhang von Bewertung und Rahmenbedingungen	12
4. Zum Grundproblem der Wirtschaftlichkeit von Abfallenergien.....	15
5. Das Beispiel Abwärmeverwertung – wie kann ihre Wirtschaftlichkeit beurteilt und verbessert werden?.....	18
5.1 Ausreichender Markt und Gewinn als Voraussetzung	20
5.2 Nachfrage- und angebotsorientierte Beeinflussung der Wirtschaftlichkeit	22
5.3 Die besondere Wirkung der Fixkosten und ihr Senkungspotential	25
5.4 Anlegbarkeit und Spielräume der Wärmepreisgestaltung.....	27
5.5 Ökologische Effekte und ihre Berücksichtigung bei Bewertungen.....	29
5.6 Zur speziellen Abwärmeabgabe und ihrer Wirksamkeit.....	34
5.7 Zur staatlichen Wirtschaftsförderung	36
5.8 Zum Einfluss der Finanzierung.....	40
6. Das Beispiel Biomasseverwertung – wie kann ihre Wirtschaftlichkeit beurteilt und verbessert werden?.....	44
6.1 Der wesentliche Unterschied zur Abwärmeverwertung	44
6.2 Ökonomische Nachteile und Vorzüge im Überblick.....	45
6.3 Zur Bewertung biogener Einsatzstoffe	46
6.4 Zum Auslastungsgrad und zu den Anlagekosten.....	48
6.5 Zur Finanzierung und staatlichen Förderung.....	49
7. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	51

Einführung

In der menschlichen Gesellschaft werden tagtäglich bedeutende, aus Naturressourcen stammende Mengen fossiler Primärenergieträger (wie Stein- und Braunkohlen sowie Erdöl und Erdgas) in vielfältige Umwandlungs- und Anwendungsprozesse eingesetzt, um letztendlich Nutzenergien (wie Elektrizität und Wärme) zu liefern. Dabei anfallende Energie (Abfallenergie z. B. in Form von Abwärme) und Abfallstoffe (beispielsweise CO₂ und andere Verbrennungsgase) muss die Natur wieder zurücknehmen.

Nach naturwissenschaftlichen Gesetzen der Erhaltung von Materie und Energie gehen weder Stoffe noch Energie verloren. Allerdings kommt es zu ihrer (relativen) Entwertung (z. B. hinsichtlich der Temperatur). Die In- und Outputs der Prozesse bleiben der Quantität nach gleich; ihre Qualität verändert sich aber.

Dieser Umstand wird in der Wirtschaftspraxis und in der „klassischen“ **Energiewirtschaft** weitgehend ignoriert. Die Wertungen/Beurteilung/Einschätzungen von Energiesystemen (genauer: technischen Systemen unter Nutzung von Energie) lassen in der Regel die qualitativen Aspekte der Energieformen und ihrer Zustände außer acht. Das gegenwärtige Interesse konzentriert sich auf die Messung und Bewertung von Verbrauchsmengen an Energie.

Diesen Mangel zu überwinden – das ist das Ziel entropischer Betrachtungen von Energie-/Technologiesystemen, im Folgenden kurz **Entropiewirtschaft** genannt. Dem liegt eine naturwissenschaftliche Gesetzmäßigkeit (II. Hauptsatz der Thermodynamik) zugrunde, wonach sich bei Prozessen in Folge von Nichtumkehrbarkeiten der Entropiegehalt verändert (beispielsweise die Temperaturdifferenz zur Umgebungstemperatur).

Wie der folgende Beitrag zeigt, scheint die Entropie – gegenüber der Energiewirtschaft für eine umweltverträgliche (nachhaltige) Bewertung von Systemen aussagefähiger zu sein. Dabei wird nicht verkannt, dass für die praktische Umsetzung der entropieorientierten Konzeption (inkl. exergetischer Betrachtungen als eine Annäherung) noch erhebliche Aufgaben zu lösen sind, nicht zuletzt aus ökonomischer Sicht.

Zur ökonomischen Dimension und zu den ökonomischen Rahmenbedingungen mit ihrer Bestimmtheit und Beeinflussbarkeit werden nachstehend Grundlagen, empirische Untersuchungen und Schlussfolgerungen zur Diskussion gestellt. Nach grundsätzlichen Ausführungen stehen zwei praktische Beispiele in den Mittelpunkt: die Verwertung von Abwärme und von Biomasse. Beide Energiesysteme weisen entropisch günstige Eigenschaften auf (beispielsweise eine günstige Ausnutzung der eingesetzten primären Ressourcen und eine geringe spezifische CO₂-Emission), unterliegen aber in der ökonomischen Bewertung unterschiedlichen Determinanten.

1. Die Ökonomie im Spannungsfeld von Nachhaltigkeit und Entropie

Nach wie vor sind die Bereitstellung, Umwandlung und Nutzung von Energie mit besonders gravierenden Einflüssen auf die natürliche Umwelt und Klima verbunden, trotz der erreichten technisch-technologischen Fortschritte in diesen Prozessen. Vor diesem Hintergrund versteht sich, dass Energiestrategien hauptsächlich daran zu messen sind, wie sie zur nachhaltigen Entwicklung (Sustainable Development) beitragen. Mit anderen Worten: Empfehlenswert ist jene Energiestrategie, die gleichermaßen ökologischen und ökonomischen sowie sozialen Kriterien optimal gerecht wird.¹

Aufgrund der drohenden Gefahren für die natürliche Umwelt sind Experten seit Jahren dabei, gewissermaßen ökologisch verträgliche Mindestanforderungen an die gesellschaftliche Entwicklung abzuleiten. Es wird darauf orientiert, weltweit auch für spätere Generationen eine intakte natürliche Umwelt zu sichern. Dabei darf nicht verwundern, dass zu dieser komplexen Zielstellung verschiedene Auffassungen vertreten werden (vgl. Hauptkriterien und Prioritäten nach Abbildung 1).

Für die energietechnische und energiewirtschaftliche Praxis kann man den gegenwärtigen Erkenntnisstand zur Nachhaltigkeit wie folgt erklären: „Energie soll ausreichend und – nach menschlichen Maßstäben – langandauernd so bereitgestellt werden, dass möglichst alle Menschen jetzt und in Zukunft die Chance auf ein menschenwürdiges Leben haben und in die Wandlungsprozesse nicht rückführbare Stoffe sollen so deponiert werden, dass die Lebensgrundlagen der Menschheit jetzt und zukünftig nicht zerstört werden.“²

Auf die Energiefrage bezogen, geht es in erster Linie darum,

- den Abbau begrenzt vorhandener fossiler Energievorräte über lange Zeiträume zu optimieren, die Verluste sukzessive weiter zu senken und insgesamt die Reichweite der Reserven/Ressourcen zu strecken,
- in allen Verwendungsbereichen die Energie insgesamt, vor allem knappe fossile Energieträger so rationell und sparsam wie möglich zu nutzen, überall die energetischen Wirkungsgrade und damit die Umweltverträglichkeit zu verbessern.

¹ Nachdem der Begriff Sustainable Development erstmals 1987 im Brundtland-Bericht der UNO in den Mittelpunkt gestellt wurde, löste er in der Zwischenzeit verschiedene Konkretisierungen und Interpretationen aus. Nunmehr scheint Übereinstimmung darin zu bestehen, dass damit eine gleichrangig umwelt-, wirtschafts- und sozialorientierte (durchhaltbare, nachhaltige) Entwicklung charakterisiert werden soll. Nur dieses Gesamtinteresse, dieses Gleichgewicht zwischen den drei Säulen, kann weltweit den Erhalt der natürlichen Lebensgrundlagen für spätere Generationen sichern helfen. Vgl. PROGNOSE AG (Hrsg.): Nachhaltige Entwicklung im Energiesektor, Physica-Verlag, Heidelberg 1998, S. 55 ff.

² EICHELBRÖNNER, M.; HENSSEN, H.: Kriterien für die Bewertung zukünftiger Energiesysteme, in: Brauch, H. G. (Hrsg.): Energiepolitik. Springer Verlag, Berlin/Heidelberg, 1997, S. 468.

- zunehmend regenerative, d. h. a priori weitgehend nachhaltige Energiequellen zu erschließen und zu nutzen.

Abbildung 1:

Übersicht über unterschiedliche Vorstellungen von Sustainable Development

Schwerpunkt	Typische Definition	Wichtige Vertreter
Erhaltung des natürlichen Kapitalstocks	Sustainable Development beschreibt eine gesellschaftliche Entwicklung unter der Bedingung nicht negativer Veränderungen des natürlichen Kapitalstocks wie Boden und Bodenqualität, Wasser- und Wasserqualität, Land- und Wasserbiomasse sowie der Fähigkeit zur Regeneration und Assimilation von Abfällen in der jeweiligen Umwelt.	Pearce et al., 1988 Stephan, 1990 Ayres, 1994
Erhaltung des Umweltraums	Ein Leben innerhalb des Umweltraums, d. h. der Menge an Energie, Rohstoffen, Wasser, landwirtschaftlichen Flächen usw., die von der Menschheit dauerhaft genutzt werden kann, ohne dabei die Grundlagen zukünftigen Lebens zu zerstören	Sustainable Netherlands, 1992 Wuppertal Institut, 1996
Intergenerative Gerechtigkeit	Eine Entwicklung, die die Bedürfnisse der Gegenwart einlöst, ohne die Fähigkeit der künftigen Generationen, ihre Bedürfnisse zu erfüllen, zu beeinträchtigen.	Pearce, 1987 Enquete-Kommission, 1994; Brundtland-Bericht, 1987
Konstanter oder steigender Wohlstand	Ein optimales Ressourcen- und Umweltmanagement im Zeitablauf verlangt ein anhaltendes Wirtschaftswachstum unter der Bedingung, die Dienst und Qualität der natürlichen Ressourcen zu erhalten.	Brundtland-Bericht, 1987; Barbier, 1989 Internationale Handelskammer, 1991
Ökologisch-ökonomisch-soziale Vernetzung	Dauerhafte Entwicklung schließt ... eine umweltgerechte, an der Tragkapazität der ökologischen Systeme ausgerichtete Koordination der ökonomischen Prozesse ebenso ein, wie entsprechende soziale Ausgleichsprozesse zwischen den in ihrer Leistungskraft immer weiter divergierenden Volkswirtschaften.	SRU, 1994

Durch diese Aufgabenstellung sowie die Art und Weise ihrer Umsetzung soll erreicht werden, die Natur sowohl in ihrer Funktion als Ressourcenquelle wie auch als Emissionssenke/Abfall- und Emissionsdepot dauerhaft zu erhalten.

Dass im Sinne des Drei-Säulen-Modells der ökologisch-ökonomisch-sozialen Vernetzung in den sich real vollziehenden energetischen Prozessen und gesellschaftlichen Entwicklungen sowohl Übereinstimmungen als auch Widersprüche auftreten können, versteht sich a priori.

Während langfristig nicht auf den Ausgleich verzichtet werden darf, können/müssen kurz- und mittelfristig Ungleichgewichte hingenommen werden. Insofern bedeutet die Bewertung von Entwicklungsoptionen energetischer Prozesse grundsätzlich eine mehrdimensionale Optimierung mit durchaus unterschiedlichen Präferenzen in der Zeit. Dem liegt zugrunde, dass ökologisch relevante Zeiträume viel länger sind als die für die Wirtschaft und Politik entscheidenden Etappen. Dass darin bestimmte Gefahren begründet sind, soll und darf freilich nicht verschwiegen werden.

Von der Mehrdimensionalität ist auch die ökonomische Sicht/Bewertung nicht ausgenommen. Wenngleich sich die Wirtschaftlichkeit immer wieder als maßgebliche Dimension herausstellt – auch im Ergebnis durchgeführter historischer und soziologischer Untersuchungen – bildet sie letztendlich im Sinne der komplexen Bewertung nur einen Teil. Obwohl sie mit den anderen Bewertungsdimensionen eng verbunden ist, wird sie im Folgenden – aus methodologischen Gründen – gesondert behandelt.

Langfristig können nur solche ökonomischen Rahmenbedingungen, Bewertungen und Entscheidungen nachhaltig wirken, die die Natur in ihrer Funktion als Energieressource/-quelle und zugleich als Emissionssenke/Abfall- und Emissionsdepot dauerhaft erhalten helfen. Das verlangt, die natürlichen Ressourcen mehr als Bestandsgröße in die wirtschaftlichen Betrachtungen einzubeziehen, bspw. mit Grenzwerten für unbedingt zu erhaltende Mindestvorräte und maximale Schadstoffkonzentrationen. Bisher stehen der laufende Energieverbrauch sowie die relative Reduzierung von Emissionen, d. h. eine Fluss-/Stromgröße im Mittelpunkt des Interesses.

Besonders deutlich zeigt sich der gegenwärtige Mangel darin, dass die Faktor- und Güterpreise – als die hauptsächlichen Marktinstrumente der wirtschaftlichen Entwicklung – nur unzureichend die Spezifik natürlicher Ressourcen in ihrem Bestand (als Vermögensquelle) widerspiegeln. Das betrifft vornehmlich die Begrenzung fossiler (nicht erneuerbarer) Energieträger sowie die sukzessive Verschlechterung der Umweltqualität (des Umweltniveaus) durch laufende Emissionen, falls die Selbstregeneration der Natur nicht ausreicht.

Abgesehen von ersten (begrenzten) theoretischen Ansätzen fehlt es bei der Problemlösung an wissenschaftlichem Vorlauf. Zu den Ansätzen zählt insbesondere der Vorschlag, aus den Renten/Profiten des laufenden Ressourcenabbaus für später einen Kapitalstock zu akkumulieren, um dadurch der wachstumshemmenden und kostensteigernden Wirkung abnehmender Naturgunst bzw. der Erschöpfung vorzubeugen. Vermutlich könnten dadurch späteren Generationen annähernd gleichwertige Lebensbedingungen erhalten werden. Unterstellt wird dabei, dass das angesammelte Kapital bzw. Humankapital einen solchen technischen Fortschritt unterstützt, der ressourcensparende Nutzungen in breitem Umfang ermöglicht. Es wird also davon ausgegangen, dass nicht erneuerbare Energien durch

reproduzierbares Human- und Sachkapital stark substituierbar sind.³ Inwieweit die Substitutionselastizität und die notwendige Größe des Kapitalstocks in der realen Weltwirtschaft tatsächlich gesichert sind, konnte empirisch allerdings noch nicht belegt werden.

Aus der Sicht der Entropiewirtschaft scheint die Betonung von Bestandsgrößen an Energieressourcen und an Umweltqualität ebenfalls notwendig. So hält Nicolas Georgescu-Roegen, der als Wissenschaftler die Gesetze der Thermodynamik auf ökonomische Problemstellungen zu übertragen versucht, in der gesamten Wirkungskette – von der sparsamen Energiegewinnung bis zur Energienutzung – die Orientierung auf entropiearme (niedrigentropische) Zustände für unverzichtbar.⁴ Nach seiner „Bioökonomik“ macht gerade die Begrenzung der Entropie und damit der Systemunordnung das Ziel langfristiger Energiepolitik und -wirtschaft aus. Er betrachtet nicht die relative Knappheit der Energie (im Verhältnis zur Nachfrage), sondern den absoluten Zuwachs an Entropie als die grundlegende Gefahr. Nach seiner Auffassung hat deshalb die konsequente Einsparung/Substitution an Energie die oberste Priorität.

Um das gezielt durchzusetzen, fordert er (beinahe ausschließlich) staatliche Eingriffe. Gegenüber den direkten Wirkungen des Preissystems ist er skeptisch.⁵ Damit unterschätzt er nicht nur die Marktpreise in ihrer dominierenden umfassenden Koordinierungsfunktion, sondern zugleich auch die Vorteile, die eine dezentrale Entscheidung vor Ort innerhalb vorgegebener Rahmenbedingungen mit sich bringen kann.⁶ Deshalb stehen die Lösungsvorschläge von Georgescu-Roegen in Abstand zur modernen Ökonomie, die weitgehend neoklassischer Art ist. Letztere geht davon aus, dass innerhalb der „Makrosteuerung“ (vorgegebener Rahmenbedingungen) der dezentrale Preismechanismus die effiziente Ressourcennutzung am ehesten gewährleisten kann.

Für die Marktteilnehmer kommt eine Entscheidung über die relative Vorteilhaftigkeit des einen oder anderen Energiesystems ohne ökonomische Kategorien nicht aus. Selbst eine thermodynamische Bewertung im Sinne von Georgescu-Roegen genügt für die Wirtschaft nicht, wie letzterer immer wieder betont.⁷ Zweifellos besitzt sie den Vorzug gegenüber der reinen energetischen Analyse, dass sie durch die Einbeziehung des Entropiegehalts die unterschiedliche Qualität in den Energie- und Stoffflüssen berücksichtigt. Dennoch erlauben

³ Dieser Sachverhalt wird meist als „Hartwick-Regel“ bezeichnet. Er wird auch zunehmend als Lösungsweg verringerter Umweltqualität – im Sinne der Bestandsgröße – benutzt. Vgl. HARTWICK, J.: Intergenerational Equity and the Investing of Rents from Exhaustible Resources, *American Economic Review*, 66 (1977), S. 972-974.

⁴ Vgl. GEORGESCU-ROEGEN, N.: *The Entropy Law and the Economic Process*, Harvard University Press, Cambridge 1971.

⁵ Vgl. GEORGESCU-ROEGEN, N.: *Energy and Economic Myths*, Pergamon-Press, Frankfurt 1976, S. 10.

⁶ Vgl. SÖLLNER, F.: *Thermodynamik und Umweltökonomie*, Physica-Verlag, Heidelberg 1996, S. 185.

⁷ Vgl. GEORGESCU-ROEGEN, N.: *Energy Analysis and Economic Valuation*, *Southern Economic Journal*, Vol. 45, No. 4 (1979), S. 1040 ff.

sowohl prinzipielle (theoretische) Erwägungen als auch praktische Umsetzungsschwierigkeiten gegenwärtig noch keine umfassende Anwendung.

Theoretisch müsste von wenigstens fünf Einflussfaktoren ausgegangen werden: Inputseitig müssten sowohl die entropiearme (niedrigentropische) Energie als auch die entropiearmen Stoffe und outputseitig zum ersten der recycelbare Abfall, zum zweiten die entwertete (dissipierte) Energie und zum dritten die entwerteten Stoffe getrennt erfasst und bewertet werden.⁸

Solange diese Grundfrage wissenschaftlich noch nicht ausreichend geklärt ist, sind weitere Forschungen und Diskussionen über die Anwendbarkeit der thermodynamischen Bewertung nach Georgescu-Roegen unverzichtbar, abgesehen vom hohen Arbeitsaufwand der praktischen Entropiebestimmung. Zugleich bedarf es weiterer Forschungen darüber, ob und wie das „Entropie-Leitbild“ (der thermodynamischen Analyse) in der (vorherrschenden) ökonomischen Bewertung berücksichtigt werden könnte.

Zusammenfassend lässt sich daher sagen:

- Bei irreversiblen Prozessen in offenen Systemen, wie es nun einmal die Volkswirtschaft ist, kann der Entropieexport grundsätzlich nicht verhindert werden.
- Allerdings lässt sich das Maß der Entropieerhöhung durch eine intensive sparsame Nutzung der Energie einschließlich der verschiedenen Möglichkeiten zur Abfallenergieverwendung, begrenzen.
- Wie weit nun diese Entwicklungsstrategie tatsächlich praktisch umgesetzt wird, hängt nicht zuletzt von den ökonomischen Interessen der Marktakteure und von den sie beeinflussenden ökonomischen Rahmenbedingungen ab.
- Innerhalb der Rahmenbedingungen nimmt das Preissystem eine zentrale Stellung ein. Im Sinne einer entropieorientierten Energiewirtschaft sollte es zumindest zwei Anforderungen gerecht werden:
 - Erstens sollte die Primärenergie vergleichsweise (gegenüber anderen Produktions- und Konsumtionsfaktoren) nicht unterbewertet sein. Erfahrungsgemäß initiiert erst eine teure Energie die weitere Ausnutzung vorhandener Energiepotentiale, beispielsweise im Rahmen geschlossener Stoffkreisläufe.
 - Zweitens könnte ein weiterer Beitrag darin bestehen, die wegen der Verluste in den Energiebereitstellungs-, Umwandlungs- und Nutzungsketten ansteigende Entropiedichte im Bewertungs-/Preissystem zu berücksichtigen, zumal die Entropievermehrung in erster

⁸ Vgl. MESSNER, F.: Nachhaltiges Wirtschaften mit nicht-erneuerbaren Ressourcen, Europäischer Verlag der Wissenschaften, Frankfurt/M. 1999, S. 220.

Linie aus der energetisch verursachten Stofffreisetzung (z. B. von CO₂- und SO₂-Emissionen) resultiert. Dabei kann „berücksichtigen“ bedeuten, möglichst die Preisrelationen (die sog. relativen Preise) zwischen den mehr oder minder substituierbaren Energieträgern und Energieformen in eine, wie auch immer geartete Abhängigkeit von der unterschiedlichen Entropiedichte zu bringen. Dem (absoluten) Preisniveau sollten nach wie vor die Kosten- sowie Angebots-/Nachfrageverhältnisse zugrunde liegen.

Dass sich dieser Vorschlag nur schwer und nur näherungsweise in die Praxis umsetzen lässt, macht ein Blick auf bisherige Versuche deutlich. So resümiert z. B. Alfred Voß, dass aus den thermodynamischen „Hauptsätzen eine Bewertungsgröße, eine neue Maßzahl bisher nicht abgeleitet werden konnte, die es uns erlauben würde, die verschiedenen Energiesysteme ... in eine Rangfolge einzuordnen ...“.⁹

Das Entropieniveau zu bestimmen scheint gegenwärtig nur für ausgewählte energetische Prozesse vom Aufwand her vertretbar zu sein. Damit scheidet aber – wenigstens zunächst – der Entropieexport als genereller Bewertungsaspekt konkurrierender Energiesysteme aus.¹⁰ Eine vergleichende Bewertung muss a priori zugleich alle Entwicklungsoptionen zum Gegenstand haben.

2. Die Annäherung der realen (kurzfristigen) Ökonomie an langfristige Ziele

Bisherige Versuche der Entropiebestimmung führen zur Erkenntnis, dass in erster Approximation jene Energiesysteme vergleichsweise wenig Entropiezuwachs aufweisen, die über einen hohen Ausnutzungsgrad der eingesetzten Primärenergieträger und über geringe Stoffemissionen verfügen. Mit anderen Worten: Aus der Sicht einer künftigen Entropiewirtschaft würde es zunächst hilfreich sein, wenn das (entropieorientierte) Bewertungs- und Preissystem umfassend sowohl die Primärenergieträger als auch die Emissionen reflektiert. Allein die Berücksichtigung von Emissionsintensitäten wäre ein wesentlicher Schritt in die richtige Richtung.

In erster Linie (neben Steuer- und Finanzhilfen) bedeutet das, auch möglichst alle externen Kosten- und Nutzenskomponenten bei der Bereitstellung, Umwandlung und Nutzung von Energie einzubeziehen. Neben den bisher in den betriebswirtschaftlich erfassten direkten

⁹ Vgl. VOß, A.: Leitbilder und Wege einer umwelt- und klimaverträglichen Energieversorgung, in: Brauch, H. G. (Hrsg.): Energiepolitik, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg 1997, S. 67.

¹⁰ Das bedeutet jedoch nicht, die Begrenzung der Entropiezunahme als ein Kriterium der Nachhaltigkeit zu ignorieren. Aus langfristiger Sicht ist nur zu unterstützen, wenn sie als neunte der „zehn Managementregeln für zukunftsfähiges Wirtschaften“ genannt wird: „Die Entropiezunahme muss im ausgeglichenen Verhältnis zur Syntropiebildung (d. h. zum Aufbau nutzbarer Energiebestände durch die Sonnenenergie – M. W.) stehen“, zusammengestellt von K. O. Bastenhorst, Carl-von-Ossietzky-Universität Oldenburg, in: Umwelt, Wegweiser Agenda 21, hrsg. von IHK Halle-Dessau, 1999, S. 35.

Kosten, kommt es also auch auf die dort noch nicht erfassten, bisher von der Gesellschaft allgemein getragenen an.¹¹

Die möglichst umfassende Einbeziehung von Externalitäten in das ökonomische Bewertungssystem trägt zugleich dazu bei, die reale Ökonomie mit ihrer vorwiegend kurzfristigen und mehr oder weniger nur betriebswirtschaftlichen Zielstellung schrittweise an langfristige gesellschaftliche Zielstellungen anzunähern.

Dokumentieren doch die vorhandenen, ökologisch bedingten externen Kosten der Energiebereitstellung und -nutzung, dass die gegenwärtigen Kosten und Preise um Langfristaspekte (wie die Begrenzung fossiler Energievorräte sowie die Umwelt- und Klimaschäden) ergänzt werden müssen. Ihre schrittweise Internalisierung – in den verschiedensten Formen und mittels der verschiedenen Instrumente – erscheint daher unerlässlich.¹² Zunehmend fordert selbst die wirtschaftswissenschaftliche Theorie hierfür eine Intervention in den Marktautomatismus.¹³ Öffentliche Güter wie die Umwelt verlangen einfach staatliche Regulierungen.

Wie bisherige Untersuchungen zeigen, stehen der realen, kurzfristig orientierten Ökonomie ein breites Spektrum von Möglichkeiten zur Internalisierung und Intervention zur Verfügung. Ihre Auswahl und Nutzung hängen von mehreren Faktoren ab, namentlich von der wirtschaftspolitischen Grundposition, von der vorhandenen Wirtschaftlichkeitsgrenze unter den konkreten Markt- und Wettbewerbsbedingungen sowie von dem Grad der Identifizierung und Monetarisierung der Externalitäten. Es versteht sich, dass marktkonforme allgemeingültige Instrumente (wie beispielsweise eine durchgängige Energiebesteuerung im Rahmen der Ökosteuern oder handelbare Zertifikate für Schadstoffemissionen) vor rein administrativen speziellen Eingriffen (wie beispielsweise Einsatz- und Verwendungsverbote bestimmter Energieträger) den Vorzug haben sollten.

Letztendlich geht es darum, beim Vergleich konkurrierender energetischer Systeme die direkten (einseitig marktorientierten) Preiswirkungen zusätzlich indirekt (durch externe Kosten, Subventionen, Steuer- und Finanzhilfen etc.) zu erhöhen bzw. zu korrigieren. Das Ziel ist es, solche Wirtschaftlichkeitsberechnungen zu ermöglichen, die verzerrungsfrei nicht nur dem betrieblichen, sondern auch dem gesamtwirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Verhältnis gerecht werden.

¹¹ Vgl. WEISHEIMER, M.: Zur Bewertung energetischer Systeme unter Einschluss externer Kosten, in: Fratzscher, W.; Stephan, K. (Hrsg.): Abfallenergieverwertung, Akademie-Verlag, Berlin 1995, S. 216-232.

¹² Vgl. aus der Vielzahl der Literatur insbesondere STREISSLER, E.: Das Problem der Internalisierung, *Schriften des Vereins für Socialpolitik* NF Band 224, Duncker & Humblot, Berlin 1993, S. 87 ff. sowie FRIEDRICH, R.; KREWITT, W.: Externe Kosten der Stromerzeugung, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 12/1998, S. 789-794.

¹³ Vgl. FRITSCH, M., WEIN, T.; EWERS, H. J.: Marktversagen und Wirtschaftspolitik, Verlag Franz Vahlen, 2. Auflage, München 1996.

3. Zum Zusammenhang von Bewertung und Rahmenbedingungen

Zweifellos besteht das originäre Anliegen der Bewertung darin, bei den Akteuren des Marktes – bei den Investoren, Verbrauchern und Vermittlern – ein ökonomisches Interesse an Energieeinsparungen bzw. -substitutionen zu initiieren. In erster Linie verlangt das, die Wirtschaftlichkeit zu begründen.

Es kommt darauf an, für jeden Prozess die konkrete Nutzen-Kosten-Relation herauszuarbeiten.¹⁴ Der zu erwartende Nutzen muss im Entscheidungs- und Verantwortungsbereich des jeweiligen Akteurs die Kosten/Aufwendungen übersteigen.

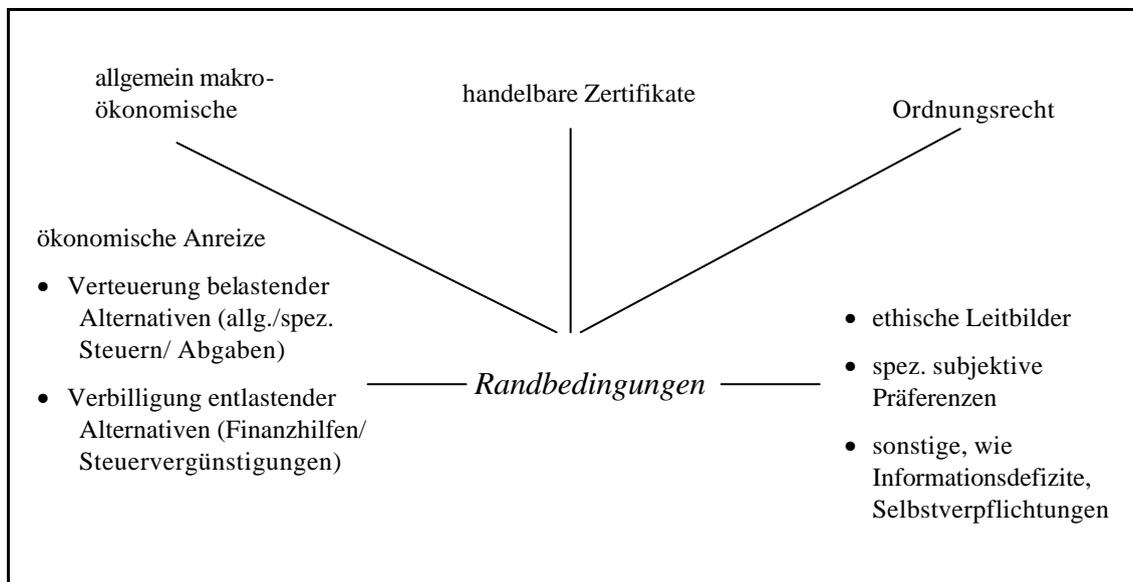
Als grundlegendes Instrument dient hierfür die Gegenüberstellung von Kosten und Erlösen vergleichbarer konkurrierender Lösungen. Dem liegen die Marktpreise für Anlagen, Brennstoffe, Energie etc. zugrunde. Letztere schließen Unsicherheiten und Ungenauigkeiten ein, so bezüglich der künftigen Marktentwicklung (sog. Preisrisiken) und der nicht vollständigen Widerspiegelung aller positiven und negativen Konsequenzen (d. h. sog. Externalitäten).

Mithin wird die Wirtschaftlichkeit sowohl durch ein Maß an Bestimmtheit als auch durch einen gewissen Toleranz-/Spielraum charakterisiert. Dabei zeigt sich, dass sie nicht nur von prozessinternen Parametern abhängt, wie bspw. Versorgungszuverlässigkeit, Wirkungsgrad, Höhe und Struktur der Investitionen sowie der laufenden Betriebskosten. Einfluss nehmen außerdem äußere Rahmenbedingungen, vor allem die makro- und mikroökonomischen (vgl. Abbildung 2). Die ökonomischen Rahmenbedingungen reflektieren

- erstens, inwieweit der Markt anhand der Anlagen-, Brennstoff- und Energiepreise die Qualität und Quantität einzelner Prozessparameter gegenwärtig honoriert sowie
- zweitens, wo die Gesellschaft bzw. der Staat aus längerfristigen bzw. übergeordneten Erwägungen wegen des Marktversagens bewusst zusätzliche Anreize und Orientierungen für die Marktteilnehmer bietet.

¹⁴ Praktisch lässt sich selbst diese Aufgabe nicht völlig überzeugend lösen, wie folgende Beispiele zeigen: So müssten die meist verwendeten statischen durch dynamische Vergleichsrechnungen ersetzt werden, um Kosten und Erlöse in verschiedenen Zeiträumen durch Zinseszins vergleichbar zu machen. So müssten die Fixkosten auf die gesamte Ist-Nutzungsdauer und nicht nur auf die Zeit nach dem Einkommensteuerrecht bezogen werden. So müssten konsequent alle anrechenbaren Steuervergünstigungen als Nutzensbestandteile berücksichtigt werden. Vgl. hierzu STROBEL, H.: Rationelle Energienutzung, in: Ökonomische Energienutzung, hrsg. von W. Pfaffenberger und H. Strobel, R. Oldenbourg Verlag, 1999, München, S. 13 ff.

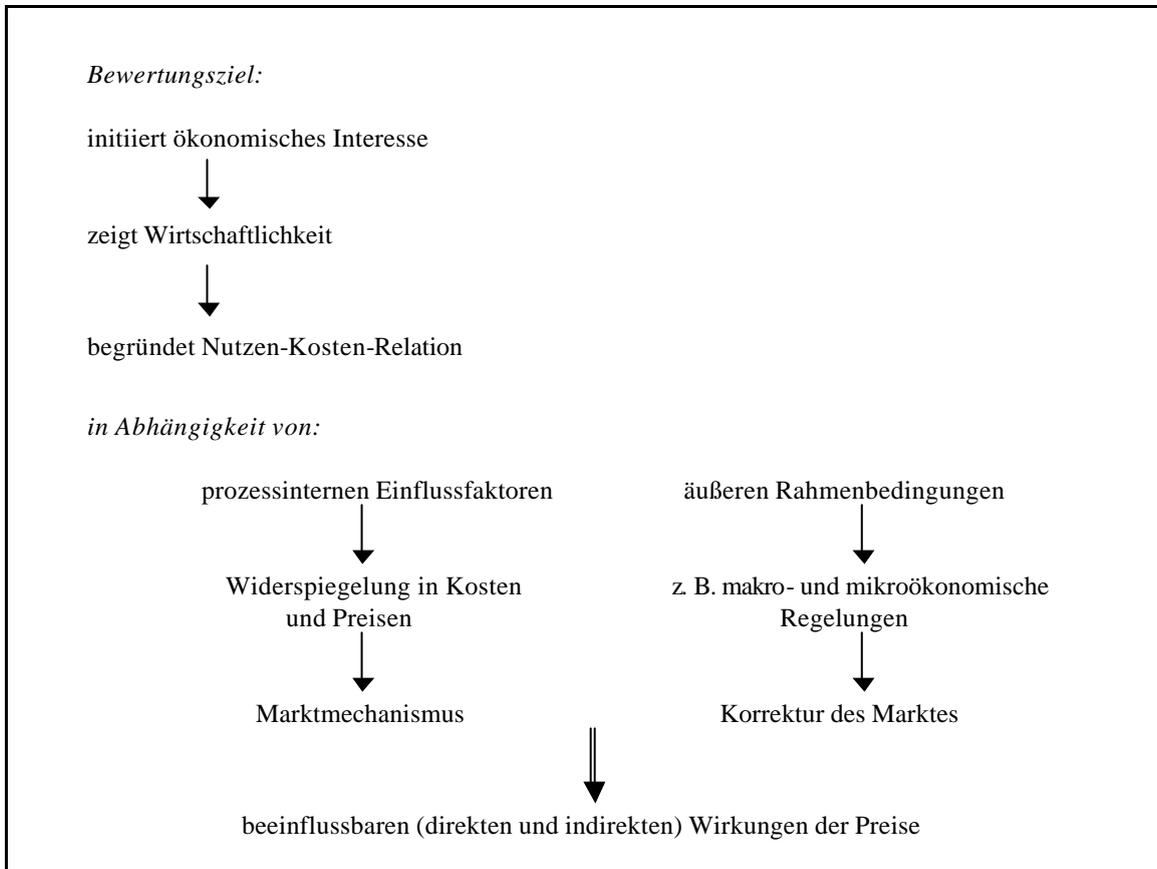
Abbildung 2:
Randbedingungen für Bewertungen



Als übergeordnete Interessen kommen neben der bereits erläuterten Nachhaltigkeit insbesondere makroökonomische Effekte in Frage: Die Belebung einer stabilen Wirtschaftsentwicklung und eines Arbeitsmarktes mit dem Erhalt und der Schaffung von möglichst vielen Arbeitsplätzen sowie die Sicherung der Innovationsdynamik, Wettbewerbsfähigkeit und der Exportentwicklung. Diese Schwerpunkte machen zugleich deutlich, in welcher Richtung makroökonomische Rahmenbedingungen vom Staat zu beeinflussen bzw. auszugestalten sind. Mikroökonomisch scheint die Sicherung einer leistungsfähigen Infrastruktur, bspw. in Form der verschiedenen Energienetze, eine maßgebliche Rahmenbedingung für die Energiewirtschaft zu sein.

Mit der bewussten Ausgestaltung dieser Rahmenbedingungen wird bezweckt, das ökonomische Interesse der Marktakteure (Unternehmen, öffentliche Einrichtungen und private Haushalte) in der einen oder anderen Richtung entweder zu unterstützen/forcieren oder zu mindern/verzögern. Dementsprechend sind die Anreize auf Verteuerungen oder Verbilligungen ausgerichtet. Insofern korrigieren die staatlich gesetzten Rahmenbedingungen den sich auf dem Markt spontan herausbildenden Preismechanismus. Im Grunde genommen bilden die gegebenen Marktpreise elementare Rahmenbedingungen. Sie drücken ökonomische Knappheiten (Angebots-Nachfrage-Verhältnisse) aus. Angesichts vorhandener Marktunvollkommenheiten (wie unvollständiger Wettbewerb und unberücksichtigte Externalitäten) müssen allerdings im Einzelfall die Marktpreise korrigiert werden. Das erfolgt indirekt – durch staatliche Eingriffe (vgl. Abbildung 3).

Abbildung 3:
Zusammenhang von Bewertung und Rahmenbedingungen



Angesichts des vergleichsweise niedrigen Preisniveaus für Energie werden vielfach gesamtgesellschaftlich erwünschte und ökologisch notwendige Entwicklungen nur dank dieser Eingriffe erreicht. Insbesondere die Energieeinsparung und der Übergang zu modernen Versorgungsstrukturen erweisen sich oftmals dadurch in betriebswirtschaftlichen Kenngrößen als wirtschaftlich. Ohne diese Unterstützung haben volkswirtschaftlich effiziente, aber betriebswirtschaftlich scheinbar nicht lohnende Prozesse keine Chance, sich unter den gegenwärtigen Preis- und Wettbewerbsbedingungen auf dem Markt zu etablieren und sich dort zu entwickeln. Zu den staatlichen Eingriffen zählen hauptsächlich die FuE- sowie die Wirtschaftsförderung verschiedener Art und die Besteuerung von unerwünschten Versorgungsalternativen. Für Prozesse an der Grenze der Wirtschaftlichkeit und für kapitalschwache Klein- und Mittelbetriebe spielen darüber hinaus auch Unterstützungen in der Finanzierung eine bemerkenswerte Rolle.

Wird nun nach den zu erwartenden speziellen Wirkungen vorhandener ökonomischer Rahmenbedingungen oder umgekehrt nach der Beeinflussbarkeit der Rahmenbedingungen zwecks Erreichung bestimmter Wirkungen gefragt, so sind zumindest erst einmal folgende zwei Abhängigkeiten der ökonomischen Dimension hervorzuheben:

- * Einerseits ist entscheidend, wie als Ausgangspunkt die konkrete technisch-technologische Lösung ausfällt, d. h. das konkrete energetische Konzept, und zwar für die speziellen Nutzerbedingungen des konkreten Versorgungsbereichs. Im Sinne des Forschungsprojekts kann das beispielsweise bedeuten, sich im ländlichen Versorgungsraum mit dem Einsatz vorhandener Biomasse und ihren spezifischen ökonomischen Verwertungsbedingungen zu befassen. Im industriellen Ballungszentrum kann vornehmlich die Nutzung von Abwärme mit ihren Verwertungsbedingungen interessieren, während im Verwaltungsballungszentrum dezentrale Wärmebereitstellungsverfahren vorrangig zu analysieren sind.
- * Andererseits sind die Einflüsse aus der konkreten juristischen Ausgestaltung der ökonomischen, energetischen, ökologischen und anderen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Die juristischen Instrumente, wie beispielsweise ordnungsrechtliche Vorgaben und Sanktionen zu bestimmten Umwelterfordernissen, erscheinen zwar den Marktakteuren als „zwangsweise von außen auferlegt“, können aber eine bemerkenswerte Wirksamkeit erreichen. Freiwillige Selbstverpflichtungen, die allerdings ohne Verbindlichkeit sind, könnten darüber hinaus zunehmend Bedeutung erlangen, wie die Industrieverbände und -zweige im Rahmen des CO₂-Reduktionsprogramms erkennen lassen.

4. Zum Grundproblem der Wirtschaftlichkeit von Abfallenergien

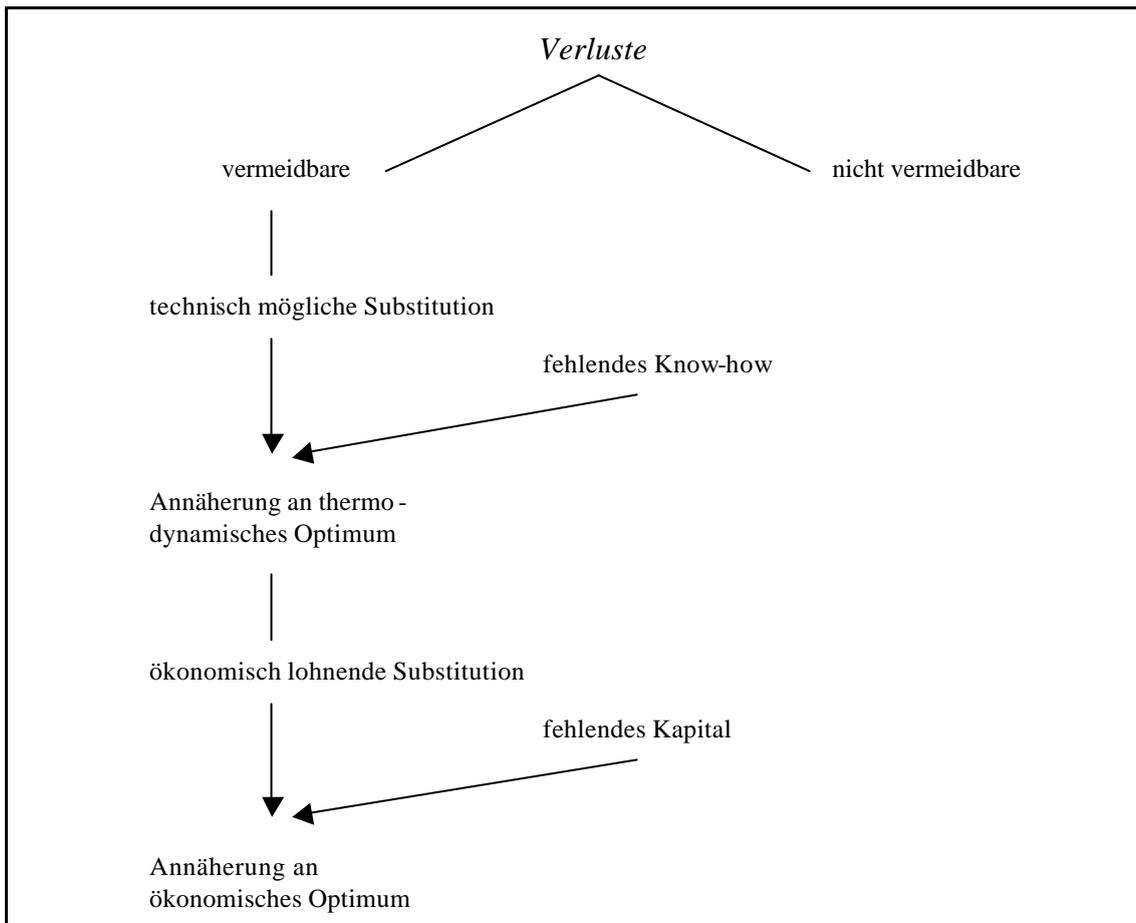
Bevor nun im einzelnen die Wirtschaftlichkeit beispielhaft für die Abwärme- und Biomasse-Nutzung behandelt wird, soll zunächst das Grundproblem (für die Abfallenergieverwertung insgesamt) herausgearbeitet werden. Im Zusammenhang mit der thermodynamischen Analyse besteht es darin, dass mangelnde Wirtschaftlichkeit von technisch-technologischen Weiterentwicklungen und Innovationen den größten Teil des Entstehens und der Nichtverwertung von Abfallenergien verschuldet.

Dem liegt einerseits die prinzipielle Substituierbarkeit des Produktions- und Konsumtionsfaktors Energie durch energiesparende Technologien/Techniken zugrunde. Andererseits stützt sich die Aussage darauf, dass in der Realität hauptsächlich die Wirtschaftlichkeit – neben eventuell nicht vorhandenem (anwendbarem) Know-how und der Finanzierung sowie anderen nachgeordneten Gründen – diese Austauschbarkeit begrenzt. Deshalb wird in der Ökonomie vereinfacht von der Substituierbarkeit der Energie durch Kapital gesprochen. In der Praxis erfolgt das erst, wenn angesichts der relativen Kapitalknappheit (gegenüber anderen Verwertungsmöglichkeiten) eine lohnende Verzinsung (sprich: Wirtschaftlichkeit) gesichert ist.

Die reale Substituierbarkeit existiert allerdings erst außerhalb der thermodynamisch bestimmten Grenzen, d. h. erst jenseits der naturgesetzlich unvermeidbaren Energieverluste. Sie betrifft damit die sogenannten vermeidbaren Energieverluste, also die überwindbaren Irreversibilitäten aufgrund besserer Verfahren und technischer Anlagen. Der hierbei auftretende Energieverbrauch könnte grundsätzlich durch erhöhten Kapitaleinsatz gesenkt werden. Mit

anderen Worten könnte das thermodynamische Optimum, d. h. der naturgesetzlich bestimmte Energieverbrauch mit seiner zwangsläufigen Entropieentwicklung dann erreicht werden, wenn genügend Kapital (bei bereits vorhandenem Wissensstand etc.) verfügbar wäre. Letzteres ist de facto nur der Fall, wenn die energetischen Prozesse mit einer hohen (Mindest-)Wirtschaftlichkeit einher gehen (vgl. Abbildung 4).

Abbildung 4:
Optimale Begrenzung von Verlusten und Entropiezuwachs



Theoretisch folgt daraus, dass das thermodynamische Optimum nur dann mit dem ökonomischen Optimum übereinstimmt, wenn die mögliche Substitution von Energie durch Kapital total ist und zum Kostenminimum führt. Praktisch wird es nur in den seltensten Fällen eine Annäherung geben. Fehlendes Kapital (wegen anderweitiger besserer Verwertung), vergleichsweise niedrige Energiepreise und hohe Anlagenpreise, einseitig betriebswirtschaftlich orientierte Interessen und andere Faktoren begründen die allgemein hohe praktische Divergenz.

So zeigt bereits ein Blick auf die Preisentwicklung, dass gegenwärtig für eine hohe Energieverwertung keine günstigen Marktbedingungen existieren. Im Allgemeinen wird nämlich eine gute Wirtschaftlichkeit dann erreicht, wenn ein vergleichsweise teurer Produktionsfaktor

bei hoher Substitutionsrate (im starken Maße) durch einen vergleichsweise billigeren ersetzt wird. Offensichtlich unterstützt die Entwicklung der Preisrelationen diesen Prozess nicht (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1:
Index der Erzeugerpreise (für Inlandabsatz, alte Bundesländer)
- 1991 = 100 -

	1993	1994	1995	1996	1997	1998
– <i>Elektrizität, Fernwärme, Wasser*</i>	102,2	103,5	103,9	95,7	95,8	95,7
Elektrizität insgesamt *	101,0	101,4	101,4	91,7	91,3	90,9
Elektrizität Sondervertragskunden (SVK)*	99,8	100,2	99,9	86,4	85,2	84,8
Fernwärme insgesamt	102,6	103,1	103,0	100,8	103,9	103,6
Erdgas insgesamt (inkl. Weiterverteilung)	90,6	88,1	83,6	84,5	95,9	91,6
Erdgas Industrie	89,8	88,8	87,0	87,5	98,0	93,8
– <i>Heizöle insgesamt</i>	85,4	79,3	76,2	91,9	91,4	74,5
– <i>Investgüterproduktion insgesamt</i>	104,0	104,2	105,6	106,8	107,4	107,8
– <i>Wärmerrelevante Investgüter</i>						
Dampfkessel, Behälter und Rohrleitungen	107,8	109,7	112,0	114,4	117,3	117,9
Industrieöfen, Brenner und Feuerungen	108,8	110,8	114,2	117,0	119,7	120,7
Kompressoren und Druckluftgeräte	107,2	108,8	111,4	114,6	115,8	118,0
Trocknungsanlagen	108,7	110,2	111,2	112,4	113,2	113,6
Armaturen	109,2	111,2	114,4	117,3	119,4	120,4
Elektrische MSR-Geräte	105,8	106,7	107,7	109,4	111,5	112,0
Stahlblecherzeugnisse	103,4	102,3	103,5	105,6	105,8	106,9

* seit 1996 ohne Kohlepfeffennig

Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Reihe 2.

In den letzten Jahren (nach dem zweiten Ölpreisschock) drückt die Marktpreisentwicklung zwischen Energie und Technologie/Technik eine sich vergrößernde Preisschere aus. Typische Apparate-/Anlagenpreise, bspw. für die Wärmeversorgung, haben sich in den letzten sieben Jahren stark verteuert, ganz im Gegenteil zu den Brennstoffen und zur Fernwärme. Die relative Verteuerung des Sachkapitals regt nicht an, bei niedrigen Energiepreisen zusätzliche Investitionen zu tätigen.

Angesichts dieser Marktpreise – die aus den vorn bereits genannten Gründen die Energie prinzipiell unterbewertet – wird es nur dann im umfangreichen Maße zu Energieeinsparungen/-substitutionen kommen, wenn der Staat in den Marktmechanismus interveniert. Nicht zuletzt deshalb ist es so wichtig, die Anlagenpreise bzw. die Investitionen durch eine gezielte Wirtschaftsförderung bewusst zu verbilligen und/oder das Energiepreinsniveau durch eine

Besteuerung (zugunsten der Steuerentlastung beim Produktionsfaktor Arbeit oder zugunsten der Förderung von Energieeinsparungen sowie regenerativer Energien) relativ hoch zu halten.

Im Sinne der nachhaltigen Energiestrategie sollten jene Prozesse begünstigt werden, die mit vergleichsweise geringen Verlusten bzw. Irreversibilitäten und damit mit geringem Entropiezuwachs einher gehen. Dazu gehören namentlich Prozesse, die über ein Stoffrecycling und eine hohe Abfallverwertung verfügen. Letzteres kann sich insbesondere an zwei Indikatoren messen lassen: Einerseits ist es je Endeneergieeinheit eine hohe Ausnutzung der eingesetzten Primärenergieträger und andererseits eine geringe Emissionsdichte (vgl. Tabelle 2).

Tabelle 2:
Umrechnungsfaktoren auf Primärenergie und CO₂-Emissionen

Endenergieträger	Fehler!	CO ₂ -Äquivalent g/kWh _{Enden}
Strom (Mix)	2,97	689
Braunkohle	1,20	455
Heizöl	1,10	297
Erdgas	1,07	232
Fernwärme (70 % KWK)	0,71	214
Hackholzschnitzel	1,06	33

Quelle: Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Jugend, Familie und Gesundheit (Hrsg.): Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS 3.0), Frankfurt am Main 1997

Deutlich wird, dass Hackholzschnitzel (Biomasse) die besten Emissionswerte und die Fernwärme die höchste Ressourcennutzung aufweisen. Nicht zuletzt aus diesem Grund stehen diese beiden Prozesse nunmehr anschließend zur Diskussion.

5. Das Beispiel Abwärmeverwertung – wie kann ihre Wirtschaftlichkeit beurteilt und verbessert werden?

Wie sich die ökonomische Situation am Beispiel der Abwärmeverwertung – einer Hauptrichtung der Nutzung von Abfallenergie – darstellt, wird im folgenden näher erläutert. Dabei ist diese Hauptrichtung vorwiegend geeignet, industrielle Ballungsräume zu charakterisieren. Hier entstehen relevante Abwärmepotentiale als Folge sowohl zentraler sowie dezentraler Stromerzeugung (KWK-Wärme) als auch anderer industrieller Produktionsprozesse (Industrie-Abwärme).

Die hier dargelegten Aussagen treffen auch generell für die Verteilungs- und Nutzungsseite der Fernwärme zu. Letztere kann z. B. aus gesonderten Heizwerken, also nicht aus Abwärme stammen. Aus KWK-Kopplungsprozessen kommen in Deutschland etwa 78 % der Fernwärme. Aus Heizwerken stammen 20 % und aus der industriellen Abwärmenutzung etwa 2%. Die rund 250 Fernwärmeversorger unterhalten in Städten bzw. Stadtteilen insgesamt etwa 18.500 km Wärmenetze. So beliefern sie beispielsweise in Deutschland etwa 12 % der 37,3 Mio. Wohnungen. Dabei sind es 8 % in den alten und 28 % in den neuen Bundesländern. Allein diese Fernwärmeversorgung bringt gegenüber Individual-Heizungen etwa 35 % CO₂-Einsparung, abgesehen von der bemerkenswerten Reduzierung des Brennstoffverbrauchs.¹⁵

Die ökonomischen Rahmenbedingungen weisen für energetische Prozesse durchaus Züge einer allgemeinen Charakteristik auf. In ihren konkreten Wirkungen hängen sie aber stark von den speziellen Versorgungsobjekten ab. So kommt es beispielsweise nicht nur auf das Preisniveau der Energieträger schlechthin an, sondern auf die vor Ort sehr differenzierte Ausgestaltung der Preise in Form einzelner Tarife für einzelne Abnehmergruppen, für Tag- und Nachtzeiten, für verschiedene Einspeise- und Netzübernahmebedingungen, für die Preisgleitklauseln und für andere Preiskonditionen. Diese Ausgestaltung fällt bisher bei den einzelnen Versorgern, je nach der Markt- und Wettbewerbssituation im Versorgungsraum, unterschiedlich aus. Mit der Intensivierung des Wettbewerbs – durch die Liberalisierung – werden sich Ausgleichstendenzen erst schrittweise herausbilden.

Auf die Wirtschaftlichkeit industrieller Abwärmenutzungen nehmen die ökonomischen Rahmenbedingungen (in der allgemeinen Charakteristik) insbesondere durch die fünf nachstehenden, und anschließend ausführlicher behandelten Determinanten einen Einfluss (vgl. Abbildung 5).

¹⁵ Nach Informationen der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e. V., Frankfurt, vom 22.02.2000.

Abbildung 5:
Ökonomische Rahmenbedingungen für eine Abwärmenutzung

<p>Voraussetzung:</p> <p>Potentielle Nachfrager nach vorhandener nutzbarer Abwärme im engeren oder erweiterten Umkreis (in der eigenen Prozesskette, im eigenen Unternehmen sowie bei Dritten)</p> <p>Lösungsrichtungen:</p> <ul style="list-style-type: none">– technisch-technologische Umstellungen und Erweiterungen (z. B. zusätzliche Verteilungs- und Anschlussanlagen);– organisatorische und vertragsrechtliche Ausgestaltung (z. B. zur Sicherung der Kontinuität);– ökonomische und finanzielle Ausgestaltung (zur Sicherung nachfolgender Bedingung) <p>Bedingungen:</p> <ul style="list-style-type: none">– für Nachfrager soll es Kosten-/Nutzensvorteil gegenüber Alternativen geben;– für Anbieter zumindest kostenneutrale, möglichst gewinnbringende Verwertung <p>Determinanten:</p> <ul style="list-style-type: none">– spezifische Preise für Abwärme und Energie-Substitute in ihrer Höhe, Struktur (Leistungs- und Arbeitspreis mit Differenzierung) und Entwicklung inkl. ihrer ökologisch und ökonomisch begründeten Verzerrungen;– Preise für notwendige Energieanlagen und -ausrüstungen in gleicher Gliederung;– Finanzhilfen von EU, Bund, Land, Kommune und Unternehmen (z. B. durch Quersubventionen) sowie Steuervergünstigungen, sog. Wirtschaftsförderung;– Finanzierungsmodelle (mit Zinserleichterungen, Risikoverteilung, Bürgschaften ...);– Interessenkonflikte zwischen Vermieter und Mieter, zwischen Inanspruchnahme von Vermögens- und Verwaltungshaushalten bei budgetfinanzierten Nachfragern, zwischen Beteiligung an Energieerzeugung und an Wärmeverbraucher

5.1 Ausreichender Markt und Gewinn als Voraussetzung

Nach den durchgeführten Analysen besteht zur Zeit für eine ex- und intensivere Nutzung der vorhandenen Abwärme fast kein ökonomisches Interesse. Das betrifft gleichermaßen die Industrie als Erzeuger, die privaten und gewerblichen Kunden als Endverbraucher sowie die Betreiber von Wärmenetzen als zwischengeschaltete Vermittler.

Einerseits fehlt offensichtlich auf der Angebotsseite (von industriellen und gewerblichen Wärmebereitstellern) ein lukratives Preisangebot, um als Startimpuls für eine auszulösende Nachfrage zu gelten. Andererseits tritt der Konsument nicht mit einer lukrativen Preispräferenz auf, die der Angebotsseite genügend ökonomische Anreize verheißt. Dabei versteht sich

jeweils „lukrativ“ als der individuell beste Nutzenswohlfahtseffekt des Anbieters bzw. Nachfragers, und zwar im Vergleich zwischen Nutzen zu Kosten von Abfallwärme gegenüber anderen Alternativen.

So ist für die Industrie der Vergleich mit den erzielbaren Renditen (beispielsweise als Kapitalrendite, d. h. Gewinn zu Kapitaleinsatz) anderer Produktionsaufgaben/Geschäftsfelder und für die Kunden der Renditevergleich gegenüber anderen Konsumtionsvarianten maßgebend.¹⁶ Nach gegenwärtiger Erkenntnis würde die Industrie erst Interesse zeigen, wenn der Abwärmeverkauf etwa um 10 % Rendite verspricht, zumal längerfristige Wärmelieferverträge durchaus Risiken einschließen können (beispielsweise durch Havarien und Wegrationalisierung der Wärmebereitstellung).¹⁷

Wenn nicht ein angemessener Gewinn in Aussicht steht, scheuen sich beispielsweise die Anbieter selbst vor den auf dem Markt anfallenden Transaktionskosten, obwohl zumindest an bestimmten Produktions- und Umwandlungsstandorten qualitativ und quantitativ genügend Abwärmepotentiale zur Verfügung stehen können. Selbst das relativ kleine Risiko, zunächst nur einen Teil der Transaktionskosten, nämlich die Anbahnungskosten für Informationsbeschaffung, Marktaufklärung etc. vorschießen zu müssen, wird dann nicht in Kauf genommen. Ähnlich verhält es sich auf der Nachfrageseite, wobei die zwischengeschaltete Vermittlung der Wärmeversorgungsgesellschaften mit ihren (zuerst nicht bekannten) Kostenunsicherheiten (für die Netzfunktion) die Situation weiter zuspitzt.

Für die Verbraucher wird die Ab-/Fernwärme erst lohnend, wenn ihr Marktpreis (sog. anlegbarer Wärmepreis), der alle Kosten dieses Versorgungssystems einschließt, die Gesamtkosten einer Alternativversorgung (bspw. mit Hilfe eines eigenen Gas-Brennwertkessels) unterschreitet. Insofern unterliegt die Wärme dem Wettbewerb. Im Gegensatz zur bisherigen Strom- und Gasversorgung erlaubt er grundsätzlich keine Monopolpreise.

Folgt man dem obengenannten Erklärungsmodell für das Entstehen von Austauschbeziehungen, d. h. eines Wärmemarktes, so liegt die Schlussfolgerung nahe, dass sich das rationale, aber eigennützige Verhalten der Akteure erst ändern wird, wenn sich die Wirtschaftlichkeit der Abfallwärmeverwertung verbessert. Prinzipiell kann das auf zwei Wegen erfolgen:

¹⁶ Da die Interaktionen von Angebot und Nachfrage zwischen unabhängigen eigennützig handelnden Akteuren stattfinden, gibt es grundsätzlich kein anderes Entscheidungskriterium als die angestrebte Maximierung individueller Wohlfahrtseffekte. Wenn letzteres – wenigstens ansatzweise – nicht in Aussicht steht, wird es nicht zu Entwicklung eines „Teilmarktes Abwärme“ kommen.

¹⁷ So hat bspw. die RWE AG im Geschäftsjahr 1997/98 eine Kapitalrendite von 11,2 % erreicht, in: RWE AG, Geschäftsbericht 1997/98, Essen. Erfolgreiche Stadtwerke, bspw. die MVV Energie AG Mannheim, können mit einer durchschnittlichen Umsatzrendite von 15 ... 17 % durchaus auch diesen Wert realisieren.

- * Einerseits müssten sich die Effekte alternativer Systeme spürbar verringern. Steigende Brennstoffkosten für Kohlen, Gas und Heizöl aufgrund von Erhöhungen der Weltmarktpreise oder der Einführung ökologisch begründeter Energie- bzw. Emissionssteuern/-abgaben könnten dem beispielsweise zugrunde liegen.
- * Andererseits müsste eine Aufwertung der Abwärme zustande kommen. Das könnte das Resultat sowohl deutlicher Kostensenkungen als auch einer höheren Anerkennung des ökologischen Nutzens sein. So würde die angemessene Berücksichtigung der Einsparung von Primärenergie und Schadstoffemissionen (beispielsweise durch einen Ökobonus) offensichtlich zur Aufwertung von Abwärme beitragen.

5.2 Nachfrage- und angebotsorientierte Beeinflussung der Wirtschaftlichkeit

In der Regel wird die Wirtschaftlichkeit sowohl von der Nachfrage- als auch Angebotsseite beeinflusst. Auf der *Nachfrageseite* könnten relevante Wirkungen eintreten, wenn sich hauptsächlich die Konkurrenzenergien, vor allem das Erdgas, sowie die Heizkesselanlagen verteuern. Solange allerdings die Preise für Heizöl und Erdgas fast einen Tiefststand einnehmen, droht diese Entwicklung nicht.

Dass sich in den letzten Jahren die preisliche Wettbewerbsfähigkeit nicht gerade zugunsten der Fernwärme entwickelt, macht nachstehender Preisvergleich deutlich (vgl. Tabelle 3).

Während in den alten Bundesländern die Erzeugerpreise der Konkurrenzenergien im Dezember 1998 gegenüber 1991 grundsätzlich billiger wurden, verteuerte sich die Fernwärme. Das betrifft sowohl die Lieferungen für Wohngebäude als auch für Nichtwohngebäude.¹⁸

¹⁸ Zu gleichlautenden Aussagen kommt auch der Bundesverband der Energieabnehmer (VEA) in Hannover, der seit 1978 regelmäßig einen Fernwärmepreisvergleich veröffentlicht. Zur Zeit erfasst dieser Vergleich 95 Fernwärmeversorgungsunternehmen mit insgesamt 104 Fernwärmenetzen. Demnach kostete zum 01.10.1998 in den alten Bundesländern die Fernwärme (bei einer Wärmeleistung von 600 kW) durchschnittlich 72,38 DM/MWh (85,43 im Vorjahr). Wie seit Jahren liegt der Preis in den neuen Bundesländern hierfür immer noch höher, zur Zeit mit durchschnittlich 87,17 DM/MWh (103,13 im Vorjahr) um etwa 21 %. Vgl. VEA, Fernwärmepreisvergleich 1998, Hannover.

Tabelle 3:
Index der Erzeuger-Energiepreise in den alten Bundesländern
- 1991 = 100 -

	Dezember 1998
Fernwärme insgesamt	102,5
<i>Fernwärme für Wohngebäude</i>	<i>102,6</i>
Erdgas insgesamt	84,0
<i>Erdgas für Haushalte</i>	<i>93,9</i>
leichtes Heizöl insgesamt	63,7
<i>leichtes Heizöl für Verbraucher</i>	<i>68,4</i>
Elektrizität insgesamt	89,9
<i>Elektrizität für Haushalte</i>	<i>99,1</i>

Quelle: SBA, Fachserie 17, Reihe 2, Dezember 1998.

Praktisch relevant sind außerdem auf der Nachfrageseite die Möglichkeiten zur Erhöhung und Verdichtung der Nachfrage von Wärme. Neuansiedlungen von gewerblichen und privaten Verbrauchern (mit einem Bedarf an Prozess- und Raumwärme, Warmwasser und Kälte), Zusammenschlüsse von Verbrauchern zu Einkaufskooperationen (im Rahmen der Nachfragebündelung) kommen hierfür ebenso in Frage wie die Ausgestaltung der kooperativen Wärmewirtschaft.¹⁹ Diese und andere Maßnahmen können helfen, die wirtschaftlich erstrebenswerte Wärmeanschlussdichte von mindestens 30 MW/km² zu erreichen und dadurch den Fixkostenanteil pro Kunden zu senken.²⁰ Dass es in dieser Beziehung noch Spielräume gibt, verdeutlichen nicht zuletzt Erfahrungen von Wärmeversorgern, die sich flexibel und konstruktiv dem Kundenwünschen gegenüber öffnen.

Überhaupt scheint es so, dass mehr Flexibilität in den Wärmelieferverträgen – und hier hauptsächlich in der Preisgestaltung – ein zusätzliches Nachfragepotential erschließen hilft. Können heutzutage (in Zeiten des verstärkten Wettbewerbs) bei der Fernwärme noch immer längerfristige starre Verträge mit konventionellen Preisregelungen überhaupt attraktiv sein? Sollte nicht in der Anlaufphase strikt auf niedrige Preise orientiert werden? Sollten z. B. die Kunden nicht wählen dürfen zwischen niedrigen Basispreisen (mit Preisanhebungen lt. Preisleitklauseln) und höheren Basispreisen von Anfang an (ohne entsprechende Erhöhungen)?²¹

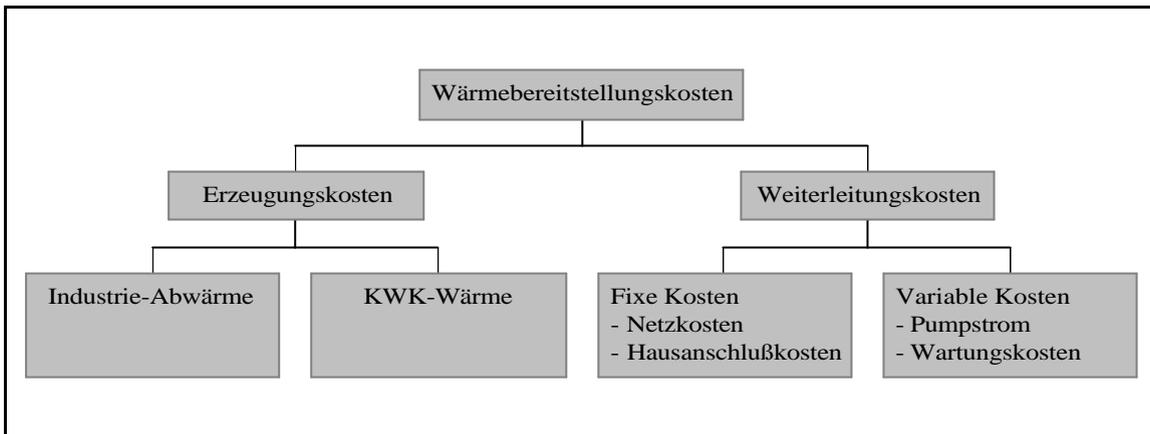
¹⁹ Vgl. Empfehlung der Verbände VIK, VKU und VDEW zur Förderung der kooperativen Kraft-Wärme-Wirtschaft, in: *VIK-Mitteilungen*, 4/1998, S. 82 ff.

²⁰ Vgl. SEIDEL, M.: Kompaß zum Ausbau der Fernwärme in der Zukunft, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 1-2/1996, S. 41.

²¹ Vgl. SEIFERT, B.: Die Fernwärmepreisbildung in der BRD, Dissertation an der Universität Köln, 1990.

Auf der *Angebotsseite* müssten namentlich die Wärmebereitstellungskosten günstiger werden. Sie umfassen sowohl Erzeugungs- als auch Weiterleitungskosten. Letztere stellen aufgrund ihres hohen Fixkostenanteils ein spezielles Problem dar (vgl. Abbildung 6):

Abbildung 6:
Kosteneinflussfaktoren



Bei der Industrie-Abwärme fallen die reinen Produktionskosten bisher nicht ins Gewicht, denn sie wird meist als nicht verkaufbares Kuppelprodukt in der betrieblichen Kostenrechnung mit „annähernd Null“ bewertet.

Bei der ausgekoppelten Wärme aus KWK-Prozessen – mit etwa 78 % Anteil an der deutschen Fernwärme – fallen dagegen schon heute die Erzeugungskosten ins Gewicht. Zwar konnten bisher die verrechneten Wärmekosten davon profitieren, dass der Strom (als zweites Kuppelprodukt) aufgrund fehlenden Wettbewerbs hohe Erlöse sichert. Dadurch kommt es praktisch bei der üblichen Kostenverteilungsmethode, der Subtraktions- oder auch Restmethode, zur internen Quersubvention. Das verbilligt die Wärme. Der Strom als Kuppelprodukt wird nicht besser und nicht schlechter gestellt als bei der alternativen Erzeugung (reine Stromproduktion).

Mit dem europäischen Liberalisierungsprozess geraten seit Mitte 1998 die deutschen Elektrizitätspreise stark unter Druck. Die Quersubvention wird nicht mehr aufrecht zu erhalten sein. Erwartet wird nunmehr, dass der Wärmeverkauf nicht nur angemessene Kostenanteile sondern zusätzlich auch einen Gewinnanteil erwirtschaftet. Um das zu ermöglichen, kommt es sicherlich stärker zur Kostenverteilung nach der Substitutionsmethode. Letztere besagt, dass die Erlöseinbußen beim Strom (aus der elektrischen Minderleistung im KWK-Prozess und aus der Marktsituation) voll als Kosten der Wärme betrachtet werden. Praktisch werden für die Wärme der Leistungsgrundpreis vom entgangenen Leistungspreiserlös sowie der Arbeitspreis vom Erlösausfall des Arbeitspreises des Stroms abgeleitet.

Da die Liberalisierung bereits zu Preisabsenkungen für den Industrie- und Haushaltsstrom bis zu 30 % führt, gerät die Kraft-Wärme-Kopplung teilweise in wirtschaftliche Schwierigkeiten. Das betrifft namentlich jene Stadtwerke, die Kohle verfeuern und deren Erzeugungs- und Netzanlagen noch nicht abgeschrieben sind.

Um die energiewirtschaftlich und ökologisch effizienten KWK-Prozesse und damit die verbrauchernahe Wärmeerzeugung zu unterstützen, wurden vorübergehende Anreizregelungen geschaffen.²² Höhere Stromkennzahlen erhöhen die Ausnutzung der KWK-Anlagen. Letztendlich könnten die Kosten sinken, zumal der Überschussstrom für den Einsatz elektrischer Wärmepumpen verkauft werden soll.

Wenn sich allerdings der Strompreis für große Kunden weiter stark absenkt sowie der Wettbewerb und Konzentrationsgrad im Strommarkt drastisch zunehmen, so drohen – besonders angesichts der hohen Überkapazitäten im deutschen Stromsektor sowie wachsender Billigstimporte – für die KWK-Prozesse weitere ernste Gefahren. Dann ist nicht auszuschließen, dass insbesondere BHKW-Anlagen massenweise stillgelegt werden, selbst wenn sie wärmegeführt bis 7.000 Stunden jährlich in Betrieb sind. Einerseits könnten die Stromerzeugungskosten (etwa bei 6 ... 7 Pf/kWh) nicht mehr mit den niedrigen Marktpreisen mithalten. Andererseits greift die Konkurrenz ein. Es häufen sich nämlich bereits Fälle, dass die leistungsstarken Energieversorgungsunternehmen den kleineren dezentralen Konkurrenten hohe „Stilllegungsprämien“ zahlen. Wenn also BHKW ihre Kunden nicht stromversorgen, sondern das den EVU überlassen, werden sie dafür mit hohen jährlichen Pauschalentschädigungen und äußerst niedrigen Strompreisen (für den Eigenbedarf etwa 5 Pf/kWh) honoriert. Ansonsten drohen die EVU mit außergewöhnlich teurem Zusatz- und Reservestrom für die BHKW.

5.3 Die besondere Wirkung der Fixkosten und ihr Senkungspotential

Grob geschätzt entfallen etwa die Hälfte der Fernwärmekosten (am Ort des Verbrauchers) auf die Weiterverteilung in den umfangreichen Netzen. Die Weiterleitungskosten hängen hauptsächlich von der Art und dem Umfang der Netzverlegung sowie der Hausanschlüsse ab. Weitere Einflüsse haben die Kosten für die Netznebenanlagen, die Wärmeverluste, der notwendige Pumpstrom sowie die Personal- und Gemeinkosten. Als Anhaltspunkt für die Kostenstruktur und Kostengewichte der Fernwärme kann man nachstehende Durchschnittswerte ansehen (vgl. Tabelle 4).

²² Vgl. Handbuch Stromeinkauf, B.2-4 Was wurde durch die Liberalisierung bereits erreicht? hrsg. von A. Richmann und M. Weisheimer, Raabe Verlag, Stuttgart, 1999.

Tabelle 4:
Struktur der Fernwärmebereitstellungskosten

	Pf/KWh	Prozent
Erzeugungskosten (Abschreibungen, Personal- und andere Betriebskosten)	2,5 ... 4	31
Verteilungskosten (Netzkosten, Pumpstrom, Verluste etc.)	2,5 ... 4	31
Anschluss- und Kundenanlagen	0,5 ... 1	8
Abrechnung	0,5 ... 1	8
Vertrieb	0,5 ... 1	8
Sonstige Gemeinkosten	0,5 ... 2	15
Summe	7,0 ... 13	≈ 100

Quelle: Fernwärme international, 7-8/1995, S. 340.

Aus diesen Anhaltspunkten wird ersichtlich, dass der hohe Anteil von Fixkosten für die Fernwärme charakteristisch ist, beispielsweise gegenüber den alternativen Versorgungssystemen durch öl- und gasgefeuerte Zentralheizungen. Damit ist der kapitalintensiven Fernwärme unter den gegenwärtigen Entwicklungsbedingungen ökonomisch ein Nachteil zu eigen. Die hohe Dynamik in der Erneuerung der Technik (Apparate, Anlagen etc.), die allgemein hohe Nachfragesättigung mit begrenztem Wirtschaftswachstum sowie die Wettbewerbsverschärfung durch die Liberalisierung und internationale Globalisierung verlangen nämlich zunehmend kürzere Kapitalrückflusszeiten bei höheren Kapitalerträgen. Dieser Forderung entsprechen kleinere netzunabhängige Wärmebereitstellungen mit hoher Flexibilität naturgemäß mehr.

Zugleich ergibt sich aus dem hohen Fixkostenanteil, dass die Fernwärme von Veränderungen der Brennstoffpreise nicht so stark betroffen wird wie die zuvor genannten Systeme. Mit anderen Worten: Von sinkenden Erdgas- und Heizölpreisen profitiert der Fernwärmepreis nicht in dem Maße. Allerdings wird er bei der Brennstoffverteuerung auch nicht so belastet.

Für die nahe Zukunft könnte sich daraus ableiten, dass mit der Einführung des Wettbewerbs auf dem Gasmarkt und den wahrscheinlichen Gaspreis-Nachlässen die Fernwärme vielfach unter zusätzlichem Kostendruck gerät.²³ Es bleibt nicht zuletzt aus diesem Grunde unverzichtbar, die Wirtschaftlichkeit der Fernwärme konsequent zu verbessern. Das kann und muss eine Hauptschlussfolgerung aus der erreichten Situation und den zu erwartenden Entwicklungstendenzen sein. Angesichts des erreichten technischen Fortschritts im Netzbau (z. B. durch Einführung von Kunststoffmantelrohren sowie von Flexrohren mit moderner

²³ So muss spätestens zum August 2000 die EU-Binnenrichtlinie Gas in deutsches Recht umgesetzt und der Wettbewerb auf dem Gasmarkt ermöglicht werden. Bisher steht die „Verbändevereinbarung Gas“ über konkrete Netzzugänge und Durchleitungsentgelte noch nicht zur Verfügung.

Verlegetechnik von der Kabeltrommel) existieren bei der Weiterleitung offensichtlich bedeutsame Kostensenkungspotentiale. Aus der Literatur sind Einschätzungen von Kostenabsenkungen bis 30 % bekannt.²⁴

Aufgrund des hohen Anteils der Fixkosten für die Netze und die Hausanschlüsse werden bei der Preisbildung für Fernwärme überwiegend zweiteilige Preissysteme angeboten. Zur Abdeckung der Fixkosten kommen Grund- bzw. Leistungspreise in DM/kW und zur Realisierung der variablen Kosten die Arbeitspreise in DM/MWh bei den Kunden in Frage. Da die Grund- oder Leistungspreise im Allgemeinen sehr hoch veranschlagt sind, hängen die tatsächlichen durchschnittlichen Wärmepreise stark von der jährlichen Benutzungsdauer ab. Letzteres scheint hauptsächlich für gewerbliche Nutzungen von besonderem Interesse. Bei Raumheizungen variiert nach Erfahrungen die gewöhnliche Heizungsdauer nicht so stark, in der Regel zwischen 1.500 bis 2.000 h/a.

Demnach lautet eine wichtige Frage für weitere Kostensenkungen: Wie lassen sich Benutzungszeiten erhöhen? Welche Beiträge können beispielsweise die Bereitstellung von Warmwasser und von Kälte aus Fernwärme hierfür leisten?

5.4 Anlegbarkeit und Spielräume der Wärmepreisgestaltung

Um die Variationsbreite und marktzulässige Höhe (Anlegbarkeit) von Wärmepreisen zu kennzeichnen, werden nachstehend Wärmelieferverträge und eine durchgeführte Vergleichsrechnung ausgewertet.

Für einen konkreten Abnahmefall, beim Neuanschluss von 200 kW Wärmeleistung (etwa für zehn Mietwohnungen) mit einer Ausnutzungsdauer von 1.500 h/a, können z. B. folgende Teilpreise in Wärmelieferverträgen vereinbart sein:

Jahresgrund- bzw. Leistungspreis	30 ... 90 DM/kW a
Arbeitspreis	40 ... 80 DM/MWh
Jahresverrechnungspreis	150 ... 500 DM/a
Anschlusskostenbeitrag	50 ... 300 DM/kW

Die Spielräume bei den Preisen reflektieren offizielle Versorgungsangebote in Deutschland. Dabei sind natürlich die Fernwärmeverkäufer bei der Kundenakquisition zunächst gezwungen, nicht unbedingt ihre vollen Kosten inkl. der üblichen Gewinnmarge zu realisieren, sondern anlegbare Wärmepreise im Vergleich zu den Konkurrenzsystemen. Wenn erst einmal der Versorgungsvertrag abgeschlossen ist, wird die Kostensicherung dominieren. Bei der Anbahnung von Verträgen muss man dagegen die Preisspielräume soweit nutzen, wie es jeweils der Wärmemarkt im lokalen Raum und bei der Kundengruppe verlangt.

²⁴ Vgl. SCHÖNBERG, I.; ALTHAUS, W.: Technische Innovationen und kostenorientierte Strategien für den marktgerechten Fernwärmeausbau, *Fernwärme international*, 4-5/1996, S. 279.

- Nach den obengenannten Vertragsangeboten kostet die Kilowattstunde Fernwärme (für bisherige Kunden) beim billigsten Versorger etwa 6 Pf und beim teuersten etwa 14 Pf.²⁵ Im arithmetischen Mittel kostet sie 10 Pf/kWh.
- Das entspricht z. B. dem gegenwärtigen Wärmepreis in der Stadt Halle (Saale).
- Unter Einbeziehung der einmaligen Anschlusskosten (auf zehn Jahre verteilt) zahlen neue Kunden etwa 12 Pf/kWh im Durchschnitt, minimal 8 Pf/kWh und maximal 16 Pf/kWh. Damit bleibt der Wärmepreis für neue Kunden nicht generell unter den Kosten für eine neu installierte eigene Wärmebereitstellung.
- Für letztere errechnet sich ein Vergleichspreis von etwa 13,4 Pf/kWh, beim durchschnittlichen Preis für Erdgas von 7,6 Pf/kWh und für den kompletten Brennwertkessel pro Wohnung von etwa 10.000 DM. Das deutet darauf hin, dass die teuren Fernwärme-Anbieter mehr als die anlegbaren wettbewerbsfähigen Wärmepreise fordern, alle anderen Gesichtspunkte der Entscheidung über das Versorgungssystem einmal außer Acht gelassen.

Zu beachten ist dabei, dass die örtlichen/regionalen Spezifika von bemerkenswertem Einfluss sein können. In Einheit mit der Benutzungsdauer bestimmen insbesondere die unterschiedlichen örtlichen Wärmebedarfsdichten die jeweiligen spezifischen Verteilungskosten (Fixkostenanteile). So ist nachvollziehbar, warum im Allgemeinen insbesondere zerstreute Siedlungsgebiete spürbar teure Fernwärmepreise aufweisen als günstige Innenstadtbereiche. Allein die Hausanschlusskosten variieren beispielsweise von 150 DM/kW (für >100 kW Leistung) bis 1.000 DM/kW (für <10 kW Leistung).²⁶

In diesem Kontext soll auf einen zunehmenden Widerspruch aus der allgemeinen technischen Entwicklung kurz aufmerksam gemacht werden. Es geht um die tendenzielle Abnahme der spezifischen Verbrauchsdichte mit wachsender Verbesserung der Verbrauchseffizienz. So ist zu erwarten, dass insbesondere bei vollständiger Umsetzung der Anforderungen der Wärmeschutzverordnung und ihrer laufenden Qualifizierung, d. h. bei immer besserer Wärmedämmung, die spezifischen Verteilungskosten (in DM/kWh) mit sinkendem Wärmeverbrauch sukzessive steigen. Zugleich könnte daraus ein Zuwachs in der elektrischen Wärmebereitstellung (mittels Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen etc.) resultieren. Für Wohnungsgebäude mit hoher Dämmung (etwa im Sinne von Niedrigenergiehäusern mit bis 80 kWh/m² a) könnte die preiswerte Elektrizität zunehmend zur Konkurrenz von Fernwärmeversorgungssystemen werden.

²⁵ Dabei dokumentiert der jüngste Fernwärmepreisvergleich per 01.10.1999 wiederum, dass die ost- gegenüber westdeutschen Preise durchschnittlich teurer sind, um ca. 25 % zum o. g. Zeitpunkt. Vgl. Fernwärme-Preisvergleich 1999, hrsg. vom Bundesverband der Energie-Abnehmer (VEA), Hannover, Dezember 1999.

²⁶ SCHÖNBERG, I.; ALTHAUS, W.: Kostenschätzung und Kostenrechnung in der Fernwärmewirtschaft, *Fernwärme international*, 3/1995, S. 110.

5.5 Ökologische Effekte und ihre Berücksichtigung bei Bewertungen

Um die notwendige Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Fernwärme zu sichern, reichen offenbar konsequente Rationalisierungen aller Prozessabläufe bei der Erzeugung und Verteilung mit entsprechenden Kostensenkungen nicht aus. Zugleich scheint eine Aufwertung des Nutzens – namentlich hinsichtlich des Umwelt- und Klimaschutzes – unverzichtbar. Es scheint so, dass die angemessene Bewertung ökologischer Vorzüge der Fernwärme der maßgeblichste Faktor ist, der gegenwärtig die oftmals ungenügende Wirtschaftlichkeit überwinden kann. Dass mit der Nutzung von Abwärme und auch von ausgekoppelter KWK-Wärme deutliche Einsparungen an erforderlicher Primärenergie und an ausgestoßenen Emissionen (Staub, SO₂, NO_x, CO₂, CH₄ etc.) einher gehen, bleibt weitgehend unbestritten.

Nach einer jüngsten Publikation²⁷ ist für die BRD in 1995 festzustellen:

- * Von den insgesamt etwa 96,3 Mrd. kWh Fernwärme stammen 75 % aus KWK-Anlagen. Etwa 82 % der Fernwärme wird für Raumwärme und Warmwasser in Haushalten, öffentlichen Einrichtungen und Gewerbe benötigt. Der Rest geht in die Industrie.
- * Die Einsparung von Primärenergie beträgt bei KWK-Anlagen (gegenüber einer zentralen gasgefeuerten Frischwärmeerzeugung) in etwa 20 %. In Städten mit höherem KWK- und Fernwärmeanteil, bspw. in Duisburg, können bis zu zwei Drittel des Brennstoffeinsatzes vermieden werden.
- * Brennstoffkosten werden dementsprechend deutschlandweit etwa 45 % und für Duisburg bis 90 % eingespart.

Dass die Emissionen stark reduziert werden können – etwa um 30 % –, folgt aus der Brennstoffersparnis und ihrer Struktur. So liegt bei der spezifischen Emission die Fernwärme recht günstig, etwa bei 214 CO₂-Äquivalent/kWh_{End}, wie bereits Tabelle 2 in Kapitel 4 zeigt. Das sind bspw. etwa die Hälfte der Emissionen der Braunkohlenverbrennung. Es versteht sich, dass die Fernwärme ökologisch in dem Maße weiter aufgewertet wird, wie der bisher noch bedeutende Kohleanteil (von etwa 50 % der eingesetzten Brennstoffe) zugunsten von Erdgas (bisher etwa ein Drittel Anteil) zurückgeht.

Auch Untersuchungen zur optimalen CO₂-Reduktionsstrategie in Österreich belegen, dass im Raumwärmebereich der Ausbau der Fernwärmeversorgung, verbunden mit KWK-Anlagen, besonders attraktiv ist. Zwar können die Wärmedämmung und der Einsatz von Hackschnitzelheizungen quantitativ die größten CO₂-Einsparungen realisieren helfen, aber bei

²⁷ BAER, E. et al.: Ende oder Fortbestand der KWK-Fernwärmeversorgung? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 5/1999, S. 324-329.

gleichzeitiger Berücksichtigung der Reduktionskosten liegt die Fernwärme als kostengünstigste CO₂-Ersparnis an der Spitze.²⁸

Dass die Fernheizung auf Basis der KWK-Technologie bei gleichen Energiespareffekten der kostenintensiveren Wärmedämmung (allerdings mit höheren CO₂-Spareffekten) überlegen ist, weist auch eine Analyse der Entwicklung in Ostdeutschland (für 1989 bis 1997) nach.²⁹

Selbst gegenüber modernen gasgefeuerten Brennwertkesseln in Zentralheizungen genießt die Fernwärme noch ökologische Vorteile. Das gilt um so mehr, wenn es sich einerseits um (bisher nicht mehr verwertbare) Abwärme der Industrie handelt. Sie ist praktisch mit „Null-Emissionen“ und „Null-Energieaufwand“ verbunden, denn die rechnerischen Anteile für die Abwärme sind bei der verkaufbaren/nutzbaren Industrierwärme verrechnet.

Das gilt andererseits aber auch für die Kopplungswärme, wenn sie durch gasgefeuerte GuD- und BHKW-Anlagen erzeugt wird. Dann sind nämlich höhere Wirkungsgrade gegenüber kleineren gasgefeuerten Anlagen zu erwarten. Das trifft erst recht zu, wenn ebenfalls Brennwertkessel unter Ausnutzung der Rauchgaswärme zum Einsatz kommen.

Die Ersparnis von Primärenergie und Emissionsfolgeschäden ist aus ökonomischer Sicht weitgehend mit externen Nutzenswirkungen gleichzusetzen. Als solche sind weder die Ersparnis noch die Nicht-Ersparnis in den gegenwärtigen Energiepreisen voll widerspiegelt.

- Das ist bei den tatsächlich noch ausgestoßenen Emissionen offensichtlich, denn ihre Schadens- bzw. Vermeidungskosten sind im Preis nicht kalkuliert. In den Produktionskosten und Preisen wird dagegen die unterlassene Emission (aufgrund verschiedener durchgeführter Vermeidungsmaßnahmen) anhand der damit verbundenen Vermeidungskosten teilweise berücksichtigt. Richtet sich dieser Widerspruch nicht gegen das ökonomische Interesse der Unternehmungen? Es fehlt der Anreiz zur Senkung der (noch nicht vermiedenen) Emissionen.
- Beim Einsatz von primären Energieressourcen verhält es sich analog. Die eingesparte Primärenergie fließt praktisch über verminderte Brennstoffkosten in die Produktionskosten und Preise der einzelnen Versorgungssysteme ein. Wer beispielsweise weniger Kohle oder Erdgas einsetzt (aufgrund höherer Anlagenwirkungsgrade, besserer Brennstoffeinsatzoptimierung etc.), der belastet auch seine Produkte wie Strom und Wärme weniger mit Energiekosten. Kommt keine Einsparung zustande, dann bleiben die Kosten hoch. Genügt aber diese betriebswirtschaftliche Kostenbetrachtung?

²⁸ HABERL, H. et al.: Volkswirtschaftlich optimale Strategien im Raumwärmebereich, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 1-2/1998, S. 75-80.

²⁹ ZSCHERNIG, J.: Fernwärmeversorgung und Energiesparverordnung, *Euroheat & Power, Fernwärme international*, 3/1999, S. 22-28.

Das Problem besteht deshalb vordergründig darin, dass aus ökologischer Sicht die gegenwärtigen Preise als Bewertungsinstrument den Anforderungen der nachhaltigen Ressourcenschonung und Emissionsminderung nicht umfassend gerecht werden. Wenngleich an der Überwindung der Defizite international gearbeitet wird, existieren nach gegenwärtigen Erkenntnissen bisher noch keine allgemein akzeptablen Lösungsvorschläge.

Das schließt die geldliche Bewertung von Emissionen ein. Insbesondere für den Einfluss auf das Weltklima (durch CO₂, CH₄, NO_x etc.), der letztendlich von ausschlaggebender Bedeutung zu sein scheint, gibt es trotz intensiver Forschungen bis jetzt noch keine überzeugende anwendbare Lösung zur Monetarisierung.

Deshalb können gegenwärtig nur Näherungslösungen weiterhelfen. Eine besteht beispielsweise darin – ausgehend von überschläglichen Berechnungen –, die Emissionen insgesamt mit pauschalen Vermeidungskosten bzw. Näherungswerten der Folgeschäden zu bewerten. Eine Berücksichtigung der langfristigen Ressourcenschonung bleibt dabei allerdings noch außen vor. Denkbar wäre hierfür eine längerfristige, sozialökonomisch begründete Verzinsung bzw. Diskontierung der Ressourcen. In der Schweiz wird geprüft, inwieweit ein „Belastungsfaktor“ die heutigen Marktpreise korrigieren (erhöhen) kann. Er soll den jährlichen höheren Ressourcenabbau gegenüber dem auf „nachhaltigem Niveau“ ausdrücken.³⁰

- * Für die Emissionsproblematik ist als eine Näherungslösung z. B. denkbar, zunächst im Industrie- und Gewerbesektor mit einem pauschalen CO₂-Vermeidungskostensatz von 285 DM/t CO₂ zu arbeiten.³¹ Letzterer hat sich bei verschiedenen Untersuchungen als eine Orientierungsgröße für den notwendigen Zusatzaufwand herausgestellt, um bei Modernisierungen und Rekonstruktionen von Energieanlagen die CO₂-Emissionen um eine Tonne zu senken.³²
- * Eine zweite Näherungslösung wird darin gesehen, für alle nicht-regenerierbaren Energien eine generelle CO₂-Steuer bzw. eine Energiesteuer, die von allen Emissionsintensitäten ausgeht, einzuführen.³³ Dabei wäre eine allgemeine Energiesteuer dann besonders geeignet, wenn sie möglichst viele energierelevante Umwelt- und Klimawirkungen einschließt. Neben den CO₂-Emissionen sollten daher auch die CH₄-Emissionen und andere Treibhausgase in ihrer Wirkung berücksichtigt werden. Damit wäre eine einfache praktische Handhabung gegeben, allerdings ist keine gezielte emissionspezifische Wirkung zu erwarten.

³⁰ Vgl. Vortrag von P. Suter auf der BBAW-Konferenz am 02./03.12.1999.

³¹ Vgl. z. B. FRITSCH, U. et al.: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Version 2.0, Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten, Wiesbaden, 1993.

³² In der Literatur finden sich mitunter wesentlich geringere Vermeidungskosten, etwa nur ein Zehntel des o. g. Wertes. Dem liegt in der Regel zugrunde, dass es sich nur um geringe CO₂-Minderungsmengen handelt. Vgl. *Information in Elektrizitätswirtschaft*, 9/1997, S. 399.

³³ Energiesteuern schließen hier auch Energieabgaben ein. Die Begriffe werden synonym verwendet, da die abgabenrechtlichen Unterschiede hier nicht relevant sind.

In diesem Zusammenhang sind die Bestrebungen europäischer Staaten zur Einführung einer Ökosteuer zu sehen. Mittlerweile hat die Mehrzahl der EU-Staaten durchaus Elemente einer ökologischen Steuerreform mit dem Schwerpunkt höherer Energiesteuern eingeführt und beschlossen (vgl. Tabelle 5).

Tabelle 5:
Jahre der Einführung/Änderung von Ökosteuern

Großbritannien	1993, 1996, 2001
Niederlande	1991, 1996, 2001
Belgien	1993
Finnland	1990, 1997
Schweden	1991, 1993, 1997
Norwegen	1991
Dänemark	1992, 1993, 1996, 2000
Slowenien	1997, 1998
Österreich	1995, 1996
Schweiz	1997, 2004
Italien	1999
Frankreich	2000
Deutschland	1999, 2000, weitere Etappen folgen

Quelle: SCHLEGELMILCH, K.: Energiesteuern im Europa-Überblick und Perspektiven, in: Blick nach vorn, hrsg. von der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, Bonn, 1999, S. 10.

Es fehlt insgesamt aber die Koordinierung, der einheitlichen EU-Beschluss zur Harmonisierung. Dadurch erfolgt die praktische Umsetzung schleppend und nicht konsistent, nicht zuletzt um einseitige (nationale) Wettbewerbsbehinderungen zu vermeiden. Es scheint so, dass die Niederlande und Dänemark – in starker Anlehnung an den ursprünglichen EU-Vorschlag von 1992 – bisher die umfangreichsten praktischen Erfahrungen gesammelt haben.

Theoretisch und empirisch belegen durchgeführte Untersuchungen immer wieder, dass die Preissteuerung auch beim Strukturwandel in der Energieversorgung besonders vorteilhaft wirkt. Im Gegensatz zur ordnungsrechtlichen Steuerung, (staatlichen) Technologiepolitik, Kontext- und ökologischen Selbststeuerung ermöglicht nämlich die bewusste Veränderung von Preisrelationen den Unternehmungen und privaten Haushalten noch genügend Spielraum für die wettbewerblichen Suchprozesse (optimaler Lösungen). Sie impliziert eine relativ geringe wirtschaftspolitische Intervention bei ausreichender Wirkung, wenn die (sukzessiven) Preisimpulse entsprechend hoch und langfristig (zwecks Anpassung) angelegt sind.³⁴

³⁴ LINSCHIEDT, B.: Nachhaltiger technologischer Wandel aus Sicht der Evolutorischen Ökonomik, in: Umweltökonomische Diskussionsbeiträge, FiFo Köln, Nr. 99-1.

Wollte man die Verteuerung der Energiepreise auf bestimmte ökologische Wirkungen ausrichten, dann müssten differenzierte Zuschläge zu den Preisen entwickelt und genutzt werden. Dass auch diese Methode durchaus praktisch verwendet werden kann, lässt sich am **Beispiel der Schweiz** erklären:

- In der Schweiz werden seit Jahren zur Berücksichtigung externer Umweltkosten geltende Energiepreise durch kalkulatorische Energiepreiszuschlägen korrigiert. Mit diesen Zuschlägen ist beabsichtigt, externe Kosten der Energiebereitstellung, -umwandlung und -nutzung in „erweiterte“ Wirtschaftlichkeitsberechnungen einzubeziehen. Um die einseitige betriebswirtschaftliche Bewertung zu überwinden, haben drei Bundesregierungsämter hierzu eine gemeinsame Methodik erarbeitet.
- Ausgehend von den spezifischen Emissionen der verschiedenen Energieträger sowie der Bewertung der Emissionen in Geldeinheiten, ergeben sich differenzierte Energiepreiszuschläge. So betragen die Zuschläge für Umweltkosten beim leichten Heizöl etwa 4,5 Rp/kWh oder 150 % des Marktpreises sowie bei Erdgas etwa 3 Rp/kWh oder 75 % des Preises. Ebenso werden für die Elektrizität, für die Fernwärme und für andere Energien je nach Bereitstellungsverfahren differenzierte Preiszuschläge vorgegeben. Sie können zusätzlich noch weiter untergliedert werden, sollen aber für fünf Jahre fest vorgegeben sein. Dadurch können sich die Entscheidungsträger längerfristig orientieren.
- Die Energiepreiszuschläge kommen hauptsächlich bei öffentlichen Aufträgen, staatlich subventionierten Vorhaben und bei einigen anderen Entscheidungen zur Anwendung. Die staatlichen Bauvorhaben des Bundes, der Kantone und der Gemeinden erlangen dabei die zentrale Bedeutung. Dadurch wird die Methode schätzungsweise für 50 % der schweizerischen Gebäude genutzt. In der privaten Wirtschaft muss sie nicht, sie kann aber angewandt werden. Im Interesse der Umwelt und des betrieblichen Images werden freiwillig durchaus Entscheidungen der Unternehmungen anhand der höheren Energiepreise getroffen.
- Im Ergebnis dieser ökologisch begründeten Energiepreisverteuerung werden energiewirtschaftliche Entscheidungen marktkonform beeinflusst. Das vermindert laufende staatliche Eingriffe. Von dieser „erweiterten“ Wirtschaftlichkeit profitieren insbesondere jene Energien, die nicht oder wenig beaufschlagt werden, wie beispielsweise regenerative Energien (Biomasse, Wasserkraftwerke etc.). Die ökonomischen Vorteile fossiler Energien werden dagegen gegenüber der betriebswirtschaftlichen Effizienz vermindert. So kommt es zu einer Prioritätsverschiebung bei der Energieausstattung von Neubauten, Umbauten und Rekonstruktionen sowie bei anderen staatlichen Entscheidungen.

5.6 Zur speziellen Abwärmeabgabe und ihrer Wirksamkeit

Eine weitere Möglichkeit zur Stimulierung energierelevanter Emissionsabsenkungen besteht in der Einführung einer speziellen Abgabe, die an die spezifische Emissionsmenge anknüpft und durch ihre Höhe sowie Bemessungsgrundlage Vermeidungseffekte initiiert. Außerdem sollte sie für die nichtabgesenkte CO₂-Emission eine Strafe, einen Aufwand für die Emittenten bedeuten, um damit hervorgebrachten Folgeschäden gerecht zu werden. Das verlangt, die Einnahmen aus dieser Abgabe für Zwecke des Umwelt- und Klimaschutzes, speziell für Maßnahmekomplexe zur CO₂-Reduktion einzusetzen. Eine solche Abgabe wirkt daher im Allgemeinen nicht so marktkonform wie beispielsweise die kalkulatorischen Energiepreiszuschläge in der Schweiz oder eine generelle Energiesteuer.

Im Auftrag der Landesregierung von Nordrhein-Westfalen wurden 1997 vom Ökoinstitut Freiburg und vom Finanzwissenschaftlichen Forschungsinstitut der Universität Köln die Voraussetzungen, Ausgestaltungen und Wirksamkeiten einer speziellen Abwärmeabgabe untersucht. In Auswertung der Ergebnisse und der beiden Gutachten lässt sich Folgendes feststellen:

- * Das Konzept des *Ökoinstituts* schlägt in verschiedenen Varianten eine Abwärmeabgabe auf die nicht genutzte Abwärme zwischen 0,05 ... 0,25 DM/GJ vor, d. h. maximal 0,09 Pf/kWh.³⁵ Geht man von einem durchaus anlegbaren Marktpreis der Fernwärme von etwa 9 Pf/kWh aus, so wird klar, dass die maximale Abgabe gerade einmal 1 % beträgt. Aus praktischen Erfahrungen kann man schlussfolgern, dass die Emittenten in der Regel diese 1 Prozent eher aus ihrem Gewinn zu zahlen vorziehen, als sich zu bemühen, entsprechende Vermeidungstechnik, zusätzliche Verwertungsaktivitäten und dergleichen durchzuführen. Natürlich schließt das nicht aus, dass relativ einfache und billige Maßnahmen dennoch stärker initiiert und gefördert werden. Allein die Größenordnung von 0,09 Pf/kWh dürfte aber durch eine Kostensenkung bzw. Verbesserung des Preis-Leistungs-Verhältnisses bei der verkaufbaren Fernwärme leichter zu verkraften sein, z. B. durch die Erhöhung des Verkaufspreises bei Einräumung neuer Dienstleistungen.
- * Der Anfall nicht genutzter Abwärme würde rechnerisch maximal um 2,8 ... 5,8 %/a sinken, die CO₂-Emission nur um 0,9 ... 1,6 %/a. Insgesamt könnten von dem technisch vorhandenen Verwertungspotential (von etwa 10 %) unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen etwa nur 2% zusätzlich verwertet werden. Daraus lässt sich einschätzen, dass die Abgabe keine überzeugende Lenkungswirkung bei den Emittenten auslöst.
- * Allerdings wird erwartet, dass die Wirksamkeit der Mittelverwendung relevant sein könnte. Die Einnahmen aus der Abgabe und ihre gezielte Verwendung wären also für den Umwelt- und Klimaschutz das eigentliche interessante Instrument. Dabei stimmt diese Einschätzung

³⁵ Vgl. Öko-Institut: Umweltabgaben in Nordrhein-Westfalen, Werkstattreihe Nr. 102/1997.

mit anderen Autoren weitgehend überein, z. B. zur Wirksamkeit der ökologischen Steuerreform, namentlich bei kleinen Steuersätzen. Damit ist gemeint: Wenn die Mittel partiell oder total beispielsweise für die Förderung der Fernwärme (Netzerweiterung und Rekonstruktion etc.) verwendet werden, kann die Abwärmeabgabe durchaus eine bemerkenswerte Wirkung erzielen.

- * Das Konzept des *Finanzwissenschaftlichen Instituts* zielt von Anfang an darauf hin, nicht nur über die Aufkommensverwendung, sondern auch schon im Verhalten des Emittenten eine Lenkung zu initiieren.³⁶ Mit Abgabenhöhen zwischen 1 ... 5 DM/GJ, d. h. maximal das 20-fache gegenüber dem Ökoinstitut, also maximal 1,8 Pf/kWh, könnte das Sinn machen. Praktisch können bei diesen hohen Abgaben aber vor allem beachtliche Einkommen akkumuliert werden. Deren Verwendung für Umweltschutzmaßnahmen, insbesondere zur Förderung des Fernwärmeeinsatzes und der weiteren Nutzung von Abfallwärme im unmittelbaren betrieblichen Prozess, wäre praktisch wiederum das entscheidende Stimulierungsergebnis.
- * Geht man vom gegenwärtigen Förderbetrag für die Fernwärme in Nordrhein-Westfalen aus, von etwa 25 Mio. DM/Jahr, so entspricht das mögliche Aufkommensvolumen der Abwärmeabgabe etwa dem 20- ... 100-fachen. Mit anderen Worten: Ein gewaltiges Subventionsvolumen stünde zur Verfügung, mit dem in der Tat ein durchgängiger „Fernwärmeboom“ auszulösen ist. Die unbefriedigende Wirtschaftlichkeit von ausgekoppelter Wärme und nicht genutzter industrieller Abwärme wäre mit dieser finanziellen Hilfe zu überwinden. Das Fernwärmenetz könnte beispielsweise über große Strecken auf den neuesten Stand gebracht werden.
- * Im Grunde genommen entspricht aber eine solche selektive Förderung bzw. eine Förderung nach dem Gießkannenprinzip nicht dem Effizienzkriterium. Insbesondere sichert sie nicht optimale dezentrale Entscheidungen. Das Konzept erhöht zwar die Wirksamkeit einer Abwärmeabgabe, es sichert aber nicht unbedingt eine hohe Effizienz in der Nutzung der Einnahmen. Eine allgemeine Energiesteuer oder eine Anhebung der Energiepreise würde im Allgemeinen sinnvoller sein. Letzteres würde in der Marktwirtschaft „automatisch“ die zweifelsohne vorhandenen Effizienzverluste reduzieren. Bekanntlich sind hierfür Preissignale am effizientesten.

Trotz der diskutierten Schwächen von staatlichen Förderungen und Subventionen bei der Fernwärme machen praktische Erfahrungen dennoch immer wieder deutlich, dass allein eine allgemeine Energiepreisverteuerung bzw. eine Energiesteuereinführung politisch in der gewünschten Höhe nicht durchsetzbar ist. Daraus folgt, dass Kompromisse zu finden sind, die sowohl staatliche ordnungspolitische und finanzpolitische Instrumente sowie eine marktkonforme Preisgestaltung umfassen. Theoretisch sind Subventionen und selektive

³⁶ Vgl. Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität Köln: Umweltafgaben in Nordrhein-Westfalen, unveröff. Endbericht, April 1997.

Steuerungen bei der Fernwärme durchaus begründbar, da sich ein Marktversagen nachweisen lässt.

5.7 Zur staatlichen Wirtschaftsförderung

Aus der Sicht der Wettbewerbstheorie nimmt die Fernwärmeversorgung eine besondere Stellung ein. Einerseits unterliegt die Fernwärme beim Verkauf an Endverbraucher (vor allem private Haushalte, öffentliche Einrichtungen sowie Gewerbe- und Industriekunden) den Wettbewerbsbedingungen des allgemeinen Wärmemarktes. Letzterer ist dadurch charakterisiert, dass es verschiedene alternative Systeme für die Wärmebereitstellung gibt. Dazu gehören namentlich die zentrale Wärmebelieferung (als Nah- und Fernwärme) sowie die dezentrale Eigenerzeugung in Zentralheizungen, Ölöfen, Stromheizungen etc. Dabei stehen die verschiedenen Möglichkeiten zur Deckung des Wärmebedarfs in Substitutionswettbewerb. Sie können sich grundsätzlich gegeneinander austauschen.

Andererseits existiert innerhalb des verzweigten Fernwärmeversorgungssystems kein brancheninterner Wettbewerb. Das ist das Ergebnis dessen, dass die Fernwärme zwar durch unterschiedliche Erzeuger mit differenzierten Technologien und Brennstoffen angeboten, aber nur durch Weiterleitung und Verteilung mittels des Wärmerohrnetzes an die Endkunden geliefert werden kann. Da die Errichtung inklusive Betreuung des Wärmenetzes mit erheblichen Kosten verbunden ist, namentlich Fixkosten, kann sie bis zu 50 % der gesamten Wärmekosten ausmachen. Aus diesem Grund verbieten sich in der Regel parallele Rohrverlegungen. Die spezifischen Kosten würden dadurch kaum reduziert werden.

Aufgrund dieser Subadditivität und der Tatsache, dass es keine Durchleitungspflicht für die Netzbetreiber gibt, besitzen die Wärmenetze die Eigenschaft natürlicher Monopole. Die Betreiber der Netze, die in der Regel zugleich Eigentümer der Erzeugungskapazitäten sind, können somit ihre (uneingeschränkte) Marktstellung monopolartig ausnutzen. Damit scheint der Tatbestand der Wettbewerbsverzerrung gegeben zu sein. Selbst lokale und regionale Netze unterbinden für die Kunden die freie Auswahl verschiedener Angebote.

Zugleich erfolgt die Wärmeweiterleitung und -verteilung aus technisch-ökonomischen Gründen (Begrenzung der Verluste etc.) ohnehin nur lokal bzw. begrenzt regional. Das unterbindet die Möglichkeiten, beispielsweise weiter entfernt liegende Anbieter mit gegebenenfalls günstigeren Preis- und Lieferbedingungen in Anspruch zu nehmen. Endverbraucher können praktisch auf dem Wärmemarkt überhaupt nicht frei agieren und sich die billigste Wärmeversorgung frei auswählen. Das bedeutet wettbewerbsrechtlich eine Marktverzerrung und Ausschluss marktwirtschaftlicher Konkurrenz.

Nach wissenschaftlichen Theorieansätzen lässt sich eine solche (missbräuchliche) Ausnutzung monopolartiger Marktstellung im Sinne des Preis- und Kartellrechts hauptsächlich dadurch begegnen und überwinden, dass hierfür Kostenpreise gebildet und angewendet werden. Ihre Angemessenheit wird dann durch staatliche Aufsicht geprüft, bestätigt und kontrolliert.

Bei der Fernwärme verbietet sich eine solche Lösung. Der Fernwärmepreis muss nämlich beim Endverbraucher den dort herrschenden Wettbewerbsbedingungen gerecht werden. Das heißt: Kostenpreise können nicht realisiert werden. Der Markt „deckelt“ sie hinten auf der Nachfrageseite. Nur wettbewerbsgerechte marktfähige Preise haben eine Chance.

Um angesichts dieses Marktversagens dennoch die betriebswirtschaftliche Effizienz als Entscheidungskriterium nicht völlig zu verzerren und um einen entsprechenden Nachteilsausgleich für das moderne zukunftsfähige (ökologisch äußerst vorteilhafte) Fernwärmesystem zu erreichen, können praktisch nur bewusste staatliche Interventionen Hilfe versprechen. Somit ist aus theoretischer Sicht eine gewisse Begründung für das umfangreiche anwendbare Instrumentarium des Ordnungsrechts und der Prozesssteuerung durchaus ableitbar.

Als ordnungsrechtliche Instrumente kommen für den Erhalt und Ausbau der Fernwärmeversorgung z. B. in Frage:

- spezielle Bestimmungen zur intensiven Nutzung der Wärme inklusive der Abwärme, wie beispielsweise der Entwurf der Wärmenutzungsverordnung sowie die Novellierung von Wärmeschutz- und Heizungsanlagenverordnung (in Form der Energiesparverordnung),
- die Ausweisung von Fernwärme-Vorranggebieten sowie von Emissionsschutzgebieten in der Landes-, Stadt- und Kommunalplanung,
- der Erlass von Verbrennungsverboten sowie speziellem Anschluss- und Benutzungszwang.

Praktisch finden stringente Maßnahmen (Gebote, Verbote etc.) nur wenig Anwendung. Unverbindliche Orientierungen überwiegen, wie beispielsweise der Ausweis von Fernwärmevorranggebieten. Sie müssen aber nicht unbedingt realisiert werden.

Als finanz-, abgaben- und steuerrechtliche Instrumente kommen neben den bereits vorn genannten Veränderungen der Energiepreise und -steuern namentlich in Frage:

- * Förderungsprogramme der EU, des Bundes, der Länder und Gemeinden, um sowohl der Industrie, den Fernwärmegesellschaften als Vermittler und den Endkunden beispielsweise Investitionshilfen für die Sanierung und Erweiterung der Wärmeversorgung einzuräumen. Aus der Vergangenheit ist bekannt, dass dadurch Externalitäten, Marktversagen und Anlaufschwierigkeiten bei der längerfristig ökonomisch zweckmäßigen und ökologisch vorteilhaften Fernwärmeversorgung begegnet werden kann. In Einzelnen schließen diese Förderungen vor allem Investitionszulagen, Investitionszuschüsse, zinsvergünstigte Kredite und Darlehen, Übernahme von Bürgschaften sowie Steuererleichterungen ein.³⁷

³⁷ Diese Mischfinanzierung ist beispielsweise typisch für die neuen Heizkraftwerke ostdeutscher Stadtwerke. So wurde Ende 1997 in Frankfurt (Oder) ein neues HKW mit 49 MW_{el} und 100 MW_{th} für ca. 165 Mio. DM in Betrieb genommen. Dabei kamen 30 % Fördermittel, 25 % zinsgünstige ERP-Kredite und 45

- * So wurden beispielsweise den neuen Bundesländern in den Jahren 1992 bis 1995 im Rahmen des Bund-Länder-Sanierungsprogramms für die Fernwärme als nicht rückzahlbare Investitionszuschüsse etwa 1,2 Mio. DM insgesamt gewährt. Das löste fast das 5-fache an Investitionen aus. Dabei konzentrierte sich die Förderung zu 56 % auf die Erzeugung, zu 28 % auf die Verteilung und zu 15 % auf die Übergabe- und Hausanschlussanlagen.³⁸
- * In Westdeutschland wurde die Fernwärme besonders stark im Ballungsraum Rhein-Ruhr gefördert. Mit ca. 220 Mio. DM Fördermitteln wurde hier ein Investitionsvolumen von 1,2 Mrd. DM angestoßen.³⁹
- * Darüber hinaus bewähren sich zunehmend moderne Finanzierungsformen, wie Contracting- und Leasingmodelle. Dadurch können z. B. sowohl Wärmeanbieter als auch Nachfrager von den Steuervorschriften profitieren. Bei den Contractingverträgen konzentrieren sich bisher fast zwei Drittel auf die Wärmeversorgung.

Bezogen auf die generelle Problematik der weiteren Nutzung von Abfallenergien – also auch vom Biomasse – sind jene Fördermöglichkeiten von besonderer Bedeutung, die den Kapitaleinsatz für Investitionen begünstigen. In erster Linie gehören hierzu:

- allgemeine Investitionszulagen im Rahmen der Grundförderung (anstelle der bisherigen Sonderabschreibungen in Ostdeutschland),
- ausgewählte Investitionszuschüsse im Rahmen der Gemeinschaftsaufgabe (GA) von Bund und Ländern zur Verbesserung der regionalen Wirtschaftsstruktur,
- zinsermäßigte Kredite/Darlehen für Existenzgründer sowie Eigenkapitalhilfen, vor allem im Rahmen von ERP,
- analoge Kredite im Rahmen der Wohnraum-Modernisierung sowie des Umweltschutzes, vor allem aus ERP- und DtA-Mitteln.⁴⁰

% normale Bank- sowie steuerbegünstigte Anlagenfonds-Kredite zum Einsatz. Für das bis Juni 1999 fertiggebaute HKW in Cottbus können nur etwa 18 % Fördermittel aus dem Land und der EU mobilisiert werden.

³⁸ Vgl. BMWi-Dokumentation: Fernwärme in der Bundesrepublik Deutschland, Nr. 410/1996, S. 11.

³⁹ Vgl. BACHMANN, H. G.; IIST, M.: Fernwärme in Mülheim – Kraft-Wärme-Kopplung an der Ruhr, Euroheat & Power, *Fernwärme international*, 9/1997, S. 436-442 sowie Westdeutsche Allgemeine Zeitung vom 19.02.1998, Essen.

⁴⁰ Die meisten Gelder fließen im Rahmen der GA. Während ab 2000 bis 2003 Ostdeutschland insgesamt weiterhin zum GA-Fördergebiet gehört, kommen in Westdeutschland nur die strukturschwächsten (altindustriellen und ländlichen) Regionen hierfür in Frage. Deshalb muss jeweils beim einzelnen Standort geprüft werden, ob er im Rahmen der Gemeinschaftsaufgabe durch Bund und Länder sowie zusätzlich durch den EU-Regionalfonds bestimmte Fördermittel für Investitionen zur Unterstützung von Beschäftigungsprogrammen erhalten kann.

Außerdem kommen, allerdings mit weitaus geringerem Fördervolumen, noch Unterstützungen von Lohn-, Gehalts- und sonstigen Ausgaben für die Forschung und Entwicklung (inkl. der Erarbeitung energiewirtschaftlicher Konzeptionen) sowie für den laufenden Betrieb von Anlagen in Frage.

Maßgeblich für die praktische Wirksamkeit der Förderung der gewerblichen Wirtschaft und der wirtschaftsnahen Infrastruktur ist, dass die staatliche Unterstützung der Investitionen insgesamt bis zu 50 % bzw. 35 % ausmachen kann.⁴¹ Die obere Grenze trifft für klein- und mittelständische Unternehmen (KMU mit ≤40 Mio. DM Umsatz, ≤250 Beschäftigten) zu. Die 35 % kommen für größere Unternehmen maximal in Frage. Die Kumulation der Förderung auf den maximal möglichen Insgesamt-Betrag kann dadurch entstehen, dass neben den Investitionszulagen und -zuschüssen noch weitere staatliche Mittel in Anspruch genommen werden.

Für die hier untersuchten Investitionen der weiteren Nutzung von Abfallenergie ist es möglich, außerdem noch auf Zuschüsse, zinsgünstige Darlehen und Kredite aus dem Umweltprogramm zurückzugreifen. So kommt beispielsweise für die Errichtung und Betreibung von energetischen Pilot- und Demonstrationsvorhaben seitens des Bundesministeriums für Umwelt und Naturschutz ein nicht rückzahlbarer Zuschuss bis zu 40 % in Frage.

Günstig für die weitere Nutzung vorhandener Abwärmepotentiale dürfte sich auswirken, dass ab 1999 erstmals neben den beweglichen Wirtschaftsgütern (Ausrüstungen/Anlagen) auch Betriebsgebäude und Modernisierungsmaßnahmen fremd- sowie eigengenutzter Wohngebäude in den Genuss von Investitionszulagen kommen.⁴²

Als Folge dieser und weiterer Fördermöglichkeiten verbilligt sich die Investition relativ, z. B. gegenüber den als Brennstoff eingesetzten Energieträgern. Allerdings kommt diese „Verzerrung“ der Anlagenpreise nach den jetzigen Regelungen, die meist keine besondere Förderung der Abfallenergieverwertung vorsehen, auch alternativen Energiesystemen mit ihrem Investitionsbedarf zugute. Weitgehend trifft das auch auf Steuervergünstigungen zu, bspw. für Energieanlagen, für die erhöhten Abschreibungs-Afa-Sätze nach § 82 a EStD oder auf die allgemeinen früheren Sonder-Afa bis 50 % in Ostdeutschland und nach § 4 Fördergebietsgesetz.⁴³

⁴¹ Diese Förderhöchstsätze gelten für das sog. A-Fördergebiet, d. h. für Berlin und die neuen Bundesländer. Für das B-Fördergebiet (Westdeutschland) kommen etwas niedrige Obergrenzen in Frage, so 28 % statt 35 %. Vgl. TETSCH, F. et al.: Die Bund-Länder-Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der regionalen Wirtschaftsstruktur“, O. Schmidt-Verlag, Köln, 1996, S. 67 ff.

⁴² Vgl. *Finanzwirtschaft* 9/1997, S. 194 ff.

⁴³ Vgl. BGBl. Teil III/FNA 611-1-1 sowie BGBl. Teil I, S. 1654.

5.8 Zum Einfluss der Finanzierung

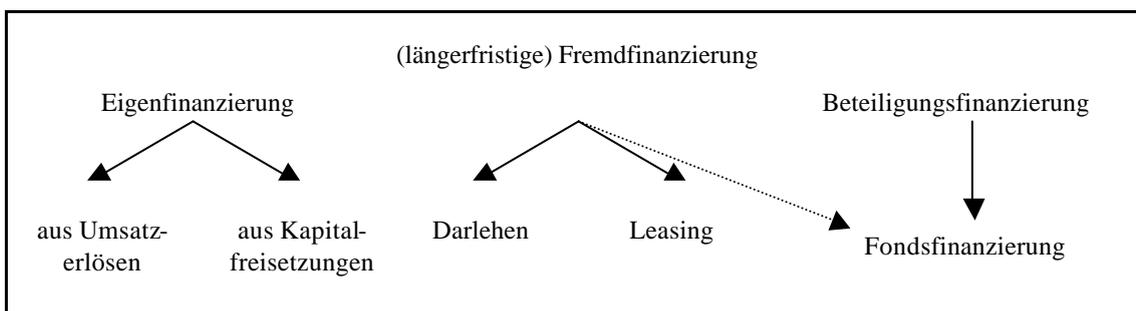
Für die Umsetzung von Entwicklungsstrategien ist die Wirtschaftlichkeit zwar eine notwendige, aber noch keine hinreichende Bedingung. Insbesondere muss sich die Strategie finanzieren lassen. Bevor über Finanzierungsformen und -modelle entschieden wird, muss eine grundsätzlich positive Wirtschaftlichkeitsanalyse vorliegen. Zwar kann eine effiziente Finanzierung die Ausgaben mindern und damit die Wirtschaftlichkeit verbessern, aber grundsätzlich verlangt ein solides Finanzierungskonzept zunächst ein ausgewogenes Kosten-Nutzen-Verhältnis. Es bleibt weiteren Untersuchungen vorbehalten festzustellen, ob eine gute Finanzierung eine ungenügende Wirtschaftlichkeit ersetzen kann. Bisherige Erfahrungen stimmen eher pessimistisch als optimistisch.

Dessen ungeachtet, gewinnen moderne Finanzierungsformen – innerhalb der ökonomischen Rahmenbedingungen für die rationelle Energienutzung – zunehmend an Bedeutung. Die angespannte Finanzsituation maßgeblicher Akteure, wie private Haushalte, Abnehmer mit Landes-, Stadt- und Kommunalbudgets, verstärkt diese Dimension. Außerdem trägt dazu bei, dass in letzter Zeit auch im Energiebereich neben den klassischen Finanzierungsmethoden eine Reihe neuer Finanzierungsmodelle entwickelt und schrittweise eingesetzt werden.

Als klassisch gilt für die Investitionsfinanzierung vor allem die Erschließung und Verwendung von Fremdkapital. Aus verschiedenen Gründen, nicht zuletzt wegen der Risikostreuung, wird erfahrungsgemäß darauf geachtet, dass das Eigenkapital maximal ein Drittel Anteil ausmacht. In der Regel stammt es aus Gewinnen, Ansammlungen von Abschreibungen und Rückstellungen. Der überwiegende Teil des Mittelbedarfs wird klassisch durch langfristige Kredite, sog. Darlehen, abgedeckt (vgl. Abbildung 7).

Abbildung 7:

Mögliche Finanzierungsmodelle für die Abfallenergieverwertung



Hierbei erarbeitet ein Dritter (sog. Contractor) die energiewirtschaftlichen Lösungen. Er installiert, finanziert und betreibt ggf. die einzusetzenden Anlagen. Diese Dienstleistungen bezahlt der Kunde mit monatlichen Raten (für Finanzierung, Betrieb und Wartung). Zur Amortisation der Investitionen werden maximal zwölf Jahre angesetzt.

Als neue moderne Finanzierungsform bieten sich insbesondere Contracting-Modelle an.⁴⁴

Dadurch können sich einerseits die Verbraucher auf ihre originären Hauptaufgaben, wie die Produktion von Gütern oder die Nutzung gemieteter Räume, konzentrieren. Andererseits liegt bei den Contractoren die Energieeinsparung sowie weitere Verwertung von Abfallenergie in professionellen Händen, die auch über Erfahrungen in der Beschaffung öffentlicher Fördermittel verfügen.

Handelt es sich um die bewusste Absenkung des Energieverbrauchs, sollte zweckmäßigerweise von **Einspar-Contracting** gesprochen werden. Mit **Anlagen-Contracting** wird dagegen die Errichtung und Finanzierung von Anlagen für die weitere Verwertung von Abfallenergien gemeint, z. B. im Sinne der kaskadenförmigen Abwärmenutzung.

Die Bezahlung von Kosten und Investitionen erfolgt durch den Contractor. Dieser ist in der Regel eine Projektgesellschaft. Die Ausgaben müssen sich beim Einspar-Contracting aus den organisierten Einsparungen und beim Anlagen-Contracting aus den zusätzlichen Erlösen für den Verkauf der Abfallenergie refinanzieren lassen. Dass der Contractor neben seinen vollen Kosten (inkl. Kapitaldienst für Investitionen) auch einen angemessenen Gewinn realisieren will, versteht sich. Nicht zuletzt werden damit die übernommenen Risiken abgedeckt. Im Falle der Abfallenergieverwertung entspricht das hauptsächlich dem längerfristigen Bonitätsrisiko der Wärmeabnehmer.⁴⁵

Die längerfristige Kapitalbindung und der mehrjährige Mittelrückfluss (Streckung der Amortisationszeit) scheinen gerade für Contracting-Modelle charakteristisch zu sein, denn die erwartete Rentabilität wird unterhalb der sonst üblichen Durchschnittsrentabilität liegen. Das verlangt, die gegenüber der konventionellen Unternehmensfinanzierung größeren Risiken besser zu verteilen. Das erfordert zugleich, Potentiale der Wirtschaftsförderung – insbesondere vorhandene Steuererleichterungen – zu erschließen und zu nutzen. Eine Möglichkeit hierfür ist offenbar die Entwicklung mehrerer differenzierter Finanzierungsmodelle, der jeweiligen individuellen Aufgabe angepasst.

Als Hauptform der Finanzierung haben sich die üblichen **Darlehen** (langfristige Kredite), ergänzt um Leasing- und Fondsfinanzierung, herausgebildet.

Die **Leasingfinanzierung**, die von der Vermietung der Anlagen ausgeht, ist im Energiebereich (z. B. gegenüber der Autoanmietung) noch nicht so verbreitet. In diesem Fall plant,

⁴⁴ Vgl. VON BRAUNMÜHL, W. et al.: Handbuch Contracting, Krammer Verlag Düsseldorf, 1997, sowie JUNKER, H. J.: Finanzierungsmodelle im Rahmen von Contracting-Lösungen, in: *Elektrizitätswirtschaft*, 17/197, S. 906-908.

⁴⁵ Dass Unsicherheiten und Risiken auch beim Lieferer von Abwärme nicht ausgeschlossen sind, macht das Beispiel Firma Krupp in Rheinhausen deutlich. Mit der Schließung des dortigen Produktionsstandortes entfiel plötzlich die Fernwärmeversorgung ganzer Wohngebiete.

errichtet, finanziert und vermietet eine entsprechende Projektgesellschaft die zusätzlich benötigten Energieanlagen. Für die Miete/Pacht müssen Leasing-Raten gezahlt werden. Kostenvorteile für den Nutzer/Mieter können dadurch auftreten, dass eine Steuereinsparung sowie eine gewisse Entlastung in den Anfangsjahren bei höherer Belastung der Endjahre involviert ist.

So sind die Leasingraten (als Betriebsausgaben) sowohl bei den einkommens- als auch körperschaftsteuerlichen Einkünften voll absetzbar, ggf. sogar in größerem Umfang als die Zinsen plus lineare Afa-Abschreibung ausmachen. Für den Leasingnehmer können sich außerdem Liquiditätsvorteile und Vorteile beim Kauf der Anlage nach der Grundmietzeit ergeben. In Auswertung der bisherigen Leasingfälle wird eingeschätzt, dass sich die Risiken hauptsächlich beim Leasinggeber (Vermieter) konzentrieren. Sie bestehen namentlich im Bonitätsrisiko des Mieters und im Restwertisiko der vermieteten Anlage.

In der Praxis bedienen sich gern öffentliche Haushalte des Leasings, da sich hiermit „das Haushaltsrecht gleich mehrfach umgehen“ lässt.⁴⁶ Budgetbegrenzte öffentliche Haushalte (mit ihrer Trennung von Vermögens- und Verwaltungshaushalten) zahlen lieber jahrelang Leasingraten und verschulden sich damit ggf. in der Zukunft, als dass sie Kommunalkredite oder andere Darlehen aufnehmen bzw. zusätzliche Investitionen durchführen. Sie nutzen damit Finanzierungsvorteile, die vor allem aus Steuererleichterungen resultieren, auf Kosten aller Steuerzahler. Deshalb dürften Leasingverträge nur dann vertretbar sein, wenn die in Frage kommende Investition ohnehin eine Wirtschaftlichkeit aufweist und dadurch der Mittelrückfluss gesichert ist.

Wird ein Teil des benötigten Kapitals vom Nutzer/Mieter selbst aufgebracht, so kommt es zu einer **Fondsfinanzierung**. Für den Nutzer eröffnen sich dann als Teilhaber der Fondsgesellschaft – meist in Form eines geschlossenen Fonds – größere Steuererleichterungen. Durch Verlustzuweisungen, vor allem in der Investitionsphase, werden Steuerminimierungen und damit letztendlich auch effektiv niedrigere Mieten für die volle Nutzung der Energieanlagen möglich.

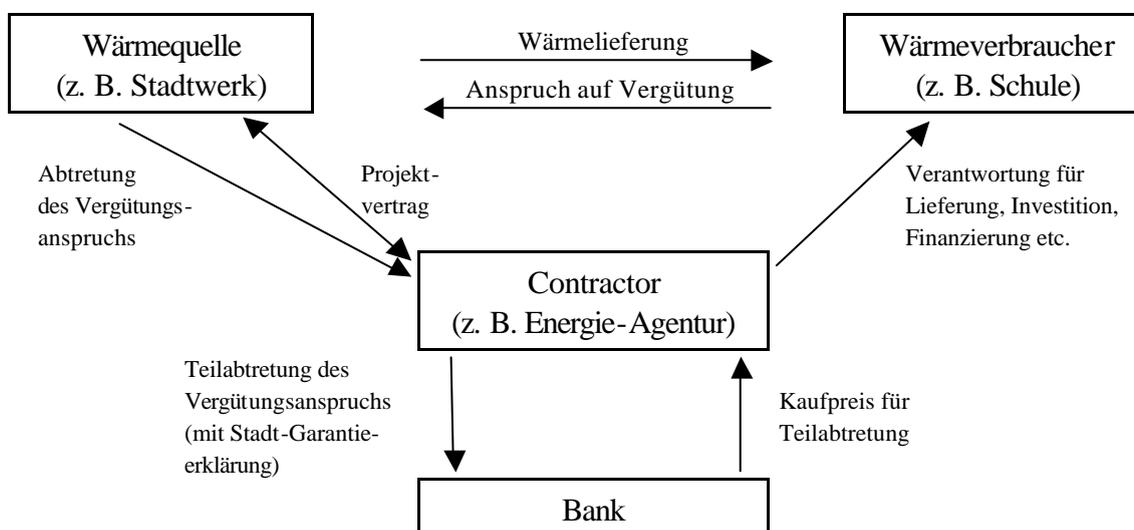
Da in bestimmten Fällen bei Kapitalmangel die Finanzierung nicht nur der Anlagenerrichtung, sondern auch der -betriebs schwer fällt, wurde die **Forfaitierung bzw. Factoring** als ein weiteres Finanzierungsmodell entwickelt. Es beruht darauf, dass – allerdings erst nach der Bauphase – die künftigen Erlöse aus zusätzlichen Energielieferungen (einer weiteren Verwertung der Abfallenergie) an die Kreditgeber verkauft werden. Die später als Verkaufserlöse zurückfließenden Mittel werden praktisch zum Barwert abgezinst und stehen dem Nutzer bzw. Mitinvestor der Energieanlage für die Unkostendeckung ab Inbetriebnahme zur Verfügung. Abgesehen von diesem Liquiditätsvorteil und gewissen Erleichterungen bei der

⁴⁶ Vgl. die Leasingserie in der *Frankfurter Allgemeinen Zeitung* vom 23.09.1997, insbesondere die Seite B 13.

Gewerbsteuer scheinen die Vorteile dieser Finanzierung nicht so überzeugend, als dass sich eine breite Anwendung ergeben könnte.

In der Praxis vermischen sich oft die einzelnen Finanzierungsmodelle des Contracting.⁴⁷ Das ermöglicht individuelle modifizierte Lösungen. Die Einbeziehung von Factoring-Aspekten sowie von kommunalen Garantien und Bürgschaften wird von den Contractoren besonders geschätzt, da dadurch ihre Finanzkraft und Risikobereitschaft nicht so beansprucht werden. Wie sich dann die Verantwortungen aufteilen können, vermittelt nachfolgendes Schema (vgl. Abbildung 8):

Abbildung 8:
Schema der Factoring-Finanzierung einer Abwärmenutzung



Maßgebliche Contractoren, wie z. B. die Kommunalfinanzbank Hamburg, andere Finanzierungsinstitute und die Energie-Agenturen haben bisher durchaus eine Reihe praktischer Erfahrungen sammeln können, allerdings fast ausschließlich beim Einspar-Contracting (Wärme- und Stromeinsparung).⁴⁸

Bei den (relativ wenigen) Anlagen-Contracting-Fällen stehen solche Energiebereitstellungsprozesse im Vordergrund, die relativ gesicherte Vergütungen für den erzeugten Strom und die Wärme aufweisen. Das sind BHKW-Anlagen, Windkraftanlagen etc., wofür die Stromeinsparvergütung günstige Rahmenbedingungen bietet. Angestellte Recherchen, ein

⁴⁷ Deshalb darf es nicht verwundern, wenn in der Definition und Abgrenzung der einzelnen Elemente noch keine Übereinstimmung herrscht. So werden m. u. „Betreibermodelle“, bei denen der private Investor die Anlage errichtet/finanziert und betreibt, nicht zum Contracting gezählt. Nur Leasing- und sonstige Investorenmodelle, bei denen Betrieb und Nutzung durch den Kunden erfolgen, werden dann dem Contracting zugeordnet. Vgl. z. B. STRUHKAMP, T.: Energiespar-Contracting, *Finanzwirtschaft*, 7/1997, S. 161.

⁴⁸ Vgl. insbesondere Hessische Energieagentur, Jahresbericht 1995 und 1996, Eigenverlag Wiesbaden.

Demonstrationsbeispiel für den hier interessierenden Fall der weiteren Verwertung von Abwärme zu finden, sind bisher erfolglos geblieben.

Es scheint so, dass für diese Aufgabe wegen der offensichtlich nur geringen Wirtschaftlichkeit die verschiedenen modifizierten Finanzierungsarten bisher praktisch noch nicht getestet wurden. Deshalb ist für die Nutzung von Contracting-Modellen hierfür Vorsicht geboten. So sind die Risiken, sowohl auf der Verbraucher- als auch auf der Angebotsseite vergleichsweise hoch. Sie lassen sich angesichts der geringen Wirtschaftlichkeit durch Gewinnaufschläge (Prämien) nicht angemessen berücksichtigen.⁴⁹ Nach gegenwärtigen Erkenntnissen handelt es sich vor allem

- für relativ kleine Quellen von Abfallenergie um die Risiken aus Wachstums- und Konjunkturgründen sowie aus Produkt- und Verfahrensgründen (z. B. hinsichtlich des Umweltschutzes),
- für relativ kleine Abnehmer um die Risiken der Mengenabnahme und der Liquidität.

Darüber hinaus würden erforderliche back-up-Technologien/Anlagen die entstehenden Bereitstellungskosten zusätzlich belasten. Die Einbindung in zu schaffende Verbundnetze und die Ausnutzung ihrer vorübergehenden Puffermöglichkeiten – vgl. das Beispiel von Oberhausen – sowie in bestimmten Fällen die Entwicklung und Nutzung temporärer Wärmespeicher könnte dagegen die Risikofrage besser lösen helfen.⁵⁰

6. Das Beispiel Biomasseverwertung – wie kann ihre Wirtschaftlichkeit beurteilt und verbessert werden?

6.1 Der wesentliche Unterschied zur Abwärmeverwertung

Während die Verwertung von Abwärme – aus industriellen Produktionsprozessen und aus gekoppelter KWK-Stromerzeugung – besonders für Ballungszentren von Industrie und Verwaltung interessant ist, kann die Biomasseverwertung vor allem in der dezentralen Energieversorgung weniger dicht besiedelter Versorgungsräume eine Bedeutung gewinnen. Da Abwärme in der Regel mit einem vergleichsweise hohem Potential (nach der Menge und der Temperatur) anfällt, verlangt ihre wirtschaftliche Verwertung sowohl einen mehr oder minder langen Transport durch Wärmenetze als auch eine hohe Verbrauchsdichte pro Netzanschlussstelle. Deshalb bleiben hier die spezifischen Netzkosten in DM/m² * Einwohner eine Determinante der Ökonomie.

⁴⁹ Aus dem gleichen Grund verbietet sich die Schaffung von Reservekapazitäten beim Anbieter von Abfallenergie, um die Besicherung/Sicherheit der Lieferungen zu erhöhen.

⁵⁰ Vgl. MATHENIA, T.; POGGEMANN, R.: Das Fernwärmeverbundsystem Oberhausen, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 4/1997, S. 212-216.

Die Verbrennung/Vergasung/Verstromung von verschiedenen Holzarten (aus dem Wald, der Industrie, Abfällen), schnell wachsenden Energiepflanzen, Klärschlammen etc. erreichen – wegen des vergleichsweise geringen Energieinhalts dieser Stoffe – diese Dimension nicht. Da für die ländlichen Gebiete eine zentrale Wärmeversorgung – aufgrund der geringen Verbrauchsdichte pro Abnahmestelle – nicht in Frage kommt, bedrängt die Fernwärme/Abwärme auch nicht die Biomasseverwertung.

6.2 Ökonomische Nachteile und Vorzüge im Überblick

Auf dem ländlichen Wärmemarkt tritt die Biomasse fast ausschließlich mit der individuellen Heizung/Warmwasserbereitung durch Kohle und Öl sowie zunehmend durch Gas in den Wettbewerb. Für die wirtschaftliche Biomasse-Nutzung resultieren aus dieser Spezifik erhebliche Probleme:

- * Einerseits sind die Bezugspreise für die herkömmlichen Brennstoffe zwar nominal hoch, aber spezifisch je Heizwert, relativ gering. Dem liegen namentlich die seit Jahren und auch mittelfristig weiterhin billigen Öl- und Erdgasimporte zugrunde. Bei der Biomasse stehen dem hohe Sammel-, Transport- und Lagerkosten gegenüber.
- * Andererseits sind die notwendigen technischen Kapazitäten zur Biomasseverwertung vergleichsweise teuer. Das betrifft hauptsächlich die Vergasung, aber vielfach auch noch die gekoppelte Verstromung sowie teilweise die separate Wärmeerzeugung. Die Ursache liegt darin, dass bedeutend größere Stoffmengen durchgesetzt und die Herstellungspreise bzw. -kosten der Apparate und Anlagen wegen fehlender Stückzahlen und Anbieterkonkurrenz erst noch optimiert werden müssen.
- * Außerdem fällt es in der Regel schwer, in ländlichen Gebieten eine hohe Jahresauslastung der teuren Anlagen zu erreichen. Der saisonal stark schwankende Wärmebedarf privater Haushalte ist hierfür maßgebend. Ausgleichende gewerbliche und sonstige Abnehmer stehen in der Regel zunächst nicht zur Verfügung.
- * Aufgrund dieser Zusammenhänge rechnet man z. B. in der Schweiz bei automatischen Holzfeuerungen mit folgender Kostenstruktur: Brennstoffe 50 %, Amortisation und Kapitalkosten. 40 % sowie Wartungs- und Unterhaltungskosten 10 %.⁵¹
- * Weiterhin tragen auch sozial und historisch bedingte Faktoren dazu bei, dass sich die Wirtschaftlichkeit nicht ohne weiteres einstellt, beispielsweise wegen des Wunsches nach weitgehender Versorgungsunabhängigkeit von Dritten.

Bei der Bewertung der Biomassenutzung sollte grundsätzlich hervorgehoben werden, dass es sich hierbei um ein längerfristiges Ziel der Nachhaltigkeit handelt. Es werden weder

⁵¹ Vgl. KEEL, A.: Holzenergie schafft Arbeitsplätze, Fachtagung vom 03.09.1997 in Brig.

erschöpfbare fossile Energievorräte noch die Deponiepotentiale der Natur in Anspruch genommen. Allerdings erscheinen diese externen Nutzenskomponenten bisher in der einfachen Wirtschaftlichkeitsrechnung nicht, bekanntlich auch nicht als Kostenkomponenten der konkurrierenden konventionellen Energiesysteme. Daher sollten künftig die Externalitäten in einer erweiterten Kosten-Nutzen-Betrachtung ihren Niederschlag finden. Eine Gutschrift in Form des Ökobonus wäre beispielsweise ein Lösungsbeitrag.

Der besondere ökonomische Vorteil kann deshalb nur darin bestehen, örtlich vorhandene Ressourcen in kleineren dezentralen Anlagen in der Nähe zum Verbraucher zu verwerten. Natürlich wirkt sich dabei vorteilhaft aus, wenn stärkere „Nachfrageinseln“ existieren, wie etwa in ostdeutschen Dörfern mit größeren Wohnkomplexen und z.T. sogar Wärmeleitungen. Nach internationalen Erfahrungen sollte beim Neubau bestenfalls auf „Nahwärme“-Netze (in etwa bis 0,5 km Länge) orientiert werden.

Insgesamt leuchtet ein, dass sich die ökonomischen Vorzüge in dem Maß verbessern, wie es gelingt,

- die eingesetzten biogenen Stoffe möglichst niedrig zu bewerten,
- die anlagebezogenen Kosten der Bereitstellung (Abschreibung, Kapitaldienst, Instandhaltungs- und Wartungskosten) je erzeugter Energieeinheit niedrig zu halten,
- die Konkurrenzenergie aus der individuellen Bereitstellung möglichst hoch zu bewerten (beispielsweise durch eine generelle Steuer auf fossile Energieträger oder durch differenzierte kalkulatorische Energiepreiszuschläge, vgl. Abschnitt 5.5).

6.3 Zur Bewertung biogener Einsatzstoffe

Auf die Bewertung der eingesetzten Biomasse nehmen insbesondere die Bezugskosten und die externen ökologischen sowie ökonomischen Effekte einen besonderen Einfluss. Innerhalb der Kosten für die Beschaffung haben die für Lagerung und Transport einen vergleichsweise hohen Anteil. Das hängt wiederum mit der geringen Energiedichte von Holz/Pflanzen zusammen. Sie beträgt pro Tonne Holzschnitzel weniger als ein Zehntel des Heizöläquivalents. Hinzu kommt, dass die schwankenden Nachfrage- und Angebotsbedingungen, beispielsweise der Kontrast von Nachfragespitze und Angebotsflaute im Winter, eine erhebliche Bevorratung erfordern. Zugleich verlangen der Transport und die Lagerung, dass in der Regel die Verarbeitungsmengen und das Einzugsgebiet aus Kostengründen begrenzt bleiben.

Vereinfachend kommen für ein (relativ großes) Heizkraftwerk mit Waldholz folgende Parameter in Frage:⁵²

- Bei 12 MW Leistung und 6.000 h/a werden 72.000 MWh zur Verfügung gestellt.
- Bei einem durchschnittlichen Brennwert von 4,32 kWh/kg Holz werden jährlich 40.512 m³ Holz verbraucht.
- Bei einem Holzanfall von 2,4 m³/ha Waldfläche setzt die Anlage etwa 16.880 ha Wald (ein Umkreis im Radius von 7,33 km) voraus.

Das verdeutlicht, dass Transport- und Lagerkosten wesentlich den geeigneten Standort bestimmen. In Einheit mit den Holzeinkaufspreisen nehmen sie auf die gesamte Rentabilität einen starken Einfluss. Die Einkaufspreise sind Marktpreise von Angebot und Nachfrage. Da letztere zeitlichen und örtlichen Schwankungen (z. B. im Sommer/Winter/und nach Sturmschäden) unterliegen, ist den Preisen eine ausgeprägte Volatilität und der Charakter von lokalen Spotmarktpreisen zu eigen.

Nach schweizerischen Erfahrungen differieren die Einsatzpreise der verschiedenen biogenen Stoffe merklich. Demnach ist Restholz (bspw. aus Sägereien) am billigsten und Waldholz am teuersten. Ihre Schnitzelpreise schwanken von 25 ... 45 sFr./m³.⁵³ Beim Waldholz ist dabei Nadel- gegenüber Laubholz – entsprechend ihrer Heizwertrelation von 0,075 : 0,097 t Heizöläquivalent – preiswerter. Damit die hohen Schnitzelpreise annähernd konkurrenzfähig werden, müssten sie um mehr als die Hälfte – etwa auf 10 sFr./m³ – sinken. Andernfalls müsste sich der gegenwärtige Ölpreis etwa verdoppeln. Untersuchungen für Deutschland und Dänemark kommen zu vergleichbaren Aussagen.⁵⁴ Letztendlich bedeutet das, die Bewertung der Einsatzstoffe durch verschiedene Förder- und Finanzierungsmaßnahmen spürbar zu beeinflussen.

Dabei dürfen positive ökologische und ökonomische Effekte nicht unberücksichtigt bleiben. Das betrifft einmal die notwendige Waldpflege mit ihren positiven Langzeitwirkungen.

Zum anderen lösen Anbau/Pflege, Ernte/Sammeln und die Verarbeitung besonders in den wirtschaftsschwachen ländlichen Gemeinden bemerkenswerte Beschäftigungsimpulse aus. Deren Bedeutung ist nicht nur darin zu sehen, dass bestimmte Arbeitsplätze geschaffen werden. Zugleich werten sie insgesamt das ländliche Milieu auf. Sie tragen zum Erhalt dörflicher Traditionen, zum Abwanderungs-Stop und zur Ansiedlung weiterer gewerblicher Beschäftigung bei. Aus der Sicht nachhaltiger Entwicklung, beispielsweise wegen überzogener

⁵² Entnommen aus BAUMERT, M.: Energie aus Holz, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 10/1999, S. 695.

⁵³ Schweizerische Vereinigung für Holzenergie: Wirtschaftlichkeit der Holzenergienutzung in der Gemeinde, Zürich, Dezember 1994.

⁵⁴ Vgl. NAGEL, J.: Feste Biomasse-Möglichkeiten und Grenzen des wirtschaftlichen Einsatzes im Rahmen der Wärmeversorgung im Land Brandenburg, *Forum der Forschung* 5.2, S. 131, BTU Cottbus, 1997.

Agglomeration in den Städten und Speckgürteln, wegen der Straßenverkehrsprobleme, wegen der sozialen Einseitigkeit und Überalterung dörflicher Bevölkerung usw. kann das nicht hoch genug bewertet werden.

Wenngleich diese Einflüsse auf die gesamtwirtschaftliche und gesamtgesellschaftliche Bewertung zur Zeit kaum quantifizierbar sind, sollte es aber Grund genug sein, intensive Finanzierungs- und Fördermaßnahmen für diese Aufgaben zu rechtfertigen. Dass es hierfür praktische Erfahrungen gibt, lässt sich besonders in der Schweiz und Österreich, aber auch in Bayern und Baden-Württemberg studieren. So machen z. B. Studien für die Schweiz deutlich:

- * Mit der Verwertung des eigenen Holzes gehen eine hohe lokale und regionale Wertschöpfung sowie Gewinnrealisierung einher. Demgegenüber bleibt bei Importen von Öl und Gas etwa die Hälfte des Wertes im Ausland.
- * Neben den direkten Arbeitsplätzen (an den Holzfeuerungsanlagen) werden zusätzlich etwa nochmals 50 % indirekte (in den vor- und nachgelagerten Produktionsstufen) geschaffen. Die Prozesskette Holzschnitzel sichert durchschnittlich fast doppelt soviel Arbeitsplätze in der Schweiz wie der Einsatz von (importiertem) Öl.
- * Im Vergleich der Prozessketten liegen allerdings die jährlichen Gesamtkosten der Holzverwertung doppelt so hoch. Weitaus höhere Amortisation und Kapitalkosten sowie Brennstoffkosten bilden die Ursache hierfür.⁵⁵
- * Ökologisch ist besonders vorteilhaft, dass die eigene erneuerbare Holzenergie die CO₂-Emissionen reduziert. Langfristig trägt die Waldholznutzung zur qualitativen Verbesserung von Waldpflege und Forstwirtschaft bei.

6.4 Zum Auslastungsgrad und zu den Anlagekosten

Wie bei anderen neuen Technologien und Techniken, z. B. der Erzeugung von Windstrom und Solarwärme, leiden die eingesetzten Bio-Apparate und -Anlagen unter Marktzutrittserschwermissen. So profitieren langetablierte Konkurrenzkapazitäten von niedrigen Einkaufspreisen. Letztere resultieren aus dem Anbieterwettbewerb und aus Kostensenkungen aufgrund der Größen- und Mengendegression in der Produktion. Dagegen müssen neue Bio-Anlagen – meist als Einzelfertigung mit kleiner Kapazität – vergleichsweise teuer eingekauft werden. Grundsätzlich gilt auch hier, dass sich größere Kapazitäten relativ verbilligen. Nach ersten Erfahrungen sollten die Anlagen möglichst nicht unter 800 kW_{th} liegen. Größere Anlagen sind zwar preiswerter, aber in (kleineren) ländlichen Gebieten nicht wirtschaftlich auslastbar.

⁵⁵ In der Schweiz gilt zur Orientierung, dass die kWh-Wärme zur Zeit aus Öl etwa 9 Rappen und aus Schnitzelholz bis 19 Rappen – idealerweise mindestens 12 Rappen – kostet.

Das Verkräften der hohen Investitionskosten hängt allerdings nicht nur vom Anlagenpreis, sondern gleichermaßen auch vom jährlichen Auslastungsgrad ab. Erste praktische Erfahrungen und Sensitivitätsabschätzungen im Ausland verweisen darauf, dass der Auslastungsgrad die Wärmeerzeugungskosten am stärksten zu beeinflussen scheint. Nach Erfahrungen in der Schweiz sind bei der reinen, ungekoppelten Verfeuerung mindestens 2.000 Volllastbetriebsstunden jährlich anzustreben. Weitaus mehr Betriebsstunden (>5.000 h/a) erfordert ein BHKW. Seine spezifischen Investitionskosten sind bedeutend (>10-fach) höher. Allerdings wirkt sich hier die hohe Vergütung für die Stromeinspeisung ökonomisch vorteilhaft aus.⁵⁶

6.5 Zur Finanzierung und staatlichen Förderung

Aus den genannten Gründen sind für die Weiterentwicklung der Biomasse-Verwertung spezielle Finanzierungs- und Förderhilfen unumgänglich. In den Bundesländern können spezielle Investitionszuschüsse und Förderungen gewährt werden, aber angesichts der generellen Hilfen für Investitionen und der erschwerten speziellen Marktzutrittsbedingungen für Biomasse bieten diese Einzelmaßnahmen oft keine sonderliche Attraktivität. Das ist natürlich dann anders, wenn anstatt der üblichen etwa 20 % insgesamt vom Bund und Land (hier Bayern) etwa 48 % der Investitionskosten übernommen werden.⁵⁷

Die Investoren und Betreiber, oftmals die Gemeinden bzw. Teile ländlicher Bevölkerung, werden durch die Förderung für ihre initiierten positiven gesellschaftliche Effekte honoriert. Zugleich versteht sich die Unterstützung als Nachteilsausgleich, beispielsweise für strukturschwache Regionen und für Erschwernisse im Marktzutritt. Diese Unterstützungen sollten allerdings nicht nur vom Staat gefordert werden.

Private Interessengemeinschaften, die längerfristig und indirekt von diesen Energiestrategien profitieren können, sollten auch ihren Beitrag leisten. So können folgende Erfahrungen aus der Schweiz, in der die Holzverfeuerung ähnlich wie in Österreich und in Bayern sowie Baden-Württemberg weit vorangeschritten ist, nachahmenswert sein:

- * In der Schweiz werden bereits seit 1992 staatliche Finanzhilfen gewährt.⁵⁸ Die Mehrkosten (für Brennstoffe und Investitionen) gegenüber Öl/Gasfeuerungen können bis zu 30 % zentral durch den Bund und zusätzlich bis insgesamt 50 % durch die Kantone (vglb. mit Ländern) übernommen werden. Tatsächlich wurden in den letzten Jahren durchschnittlich etwa 17 % der Mehrkosten dadurch finanziert. Betroffen sind hiervon 330 herkömmliche

⁵⁶ Vgl. HANSEN, U.; ADAM, J.; WICKBOLDT, P.: Dezentrale Kraft- und Wärmeerzeugung aus Biomasse, *Brennstoff – Wärme – Kraft*, 5/1997, S. 48 ff.

⁵⁷ Das betrifft das Biomassen(Holz, Gräser etc.)-Heizkraftwerk Altenstadt, etwa mit 60 Mio. DM Investition für ca. 30 MW Leistung. Vgl. GIERSE, H.: Biomasse – ein neues Kraftwerksprojekt, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 10/1999, S. 697.

⁵⁸ Vgl. Energie 2000: Förderprogramm Holz, Finanzhilfen für Holzenergieprojekte, Zürich, Dezember 1997.

Holzfeuerungsanlagen (zur Wärmeerzeugung) und sieben Pilot- und Demonstrationsanlagen für die kombinierte Wärme- und Stromerzeugung.

- * Zugleich gewinnen private Förderungen/Finanzierungen im Rahmen erweiterter Betreibergesellschaften an Bedeutung. Seit 1998 unterstützen sich beispielsweise im „Holzenergiefonds“ die Waldbesitzer, privaten Forstbetriebe, Rest-, Altholz- und Waldholzerzeuger, Anlagenbauer, Holzhändler, Transporteure, Energieerzeuger- und -verbraucher.
- * Weitere Finanzierungsbeiträge können von den Gemeinden, Verbrauchern (in Form von Anschlussgebühren), Ökobanken (in Form zinsverbilligter Kredite) und durch Contracting-Modelle der Anlagenbauer kommen.

Aus den jüngsten Lehren der Wettbewerbsintensivierung in der Elektrizitätswirtschaft – aufgrund der weltweiten Liberalisierung dieses bisherigen Monoporsektors – wird darüber hinaus eine weitere Schlussfolgerung für diskutierenswert gehalten:

- * Warum sollten beispielsweise die Betreiber von Biomasse-Verwertung ihre Wirtschaftlichkeit nicht auch dadurch verbessern, dass sie die Wettbewerbsattraktivität ihrer Produkte (Wärme und zum Teil Strom) über die Preisgestaltung hinaus erweitern, indem sie beispielsweise zu umfassenden Dienstleistern in der ländlichen Region werden?
- * Warum sollten sie nicht auch – analog zur Tendenz großer Energieversorger in den Städten und Ländern – komplette gewinnträchtige Paketlösungen für Energielieferungen einschließlich verschiedener Energieberatungen, Energieversichererung, Beteiligungsfonds (bspw. für Anlagenbau) mitentwickeln?

Nicht zuletzt muss daran erinnert werden, dass die Biomasseverarbeitung bei gekoppelten Anlagen „grünen Strom“ erzeugt, der durchaus einen höheren Verkaufspreis rechtfertigt und auch zunehmend als solcher von Verbrauchern geschätzt wird. Im Rahmen des „Öko-Stromhandels“ eröffnet sich damit eine zusätzliche Finanzierungsquelle für die etwa 20 % höheren Bereitstellungskosten. Mit diesem Beitrag rechnen vor allem Finnland – als erfahrenster Verstromer/Verwerter von Holz – sowie die Niederlande mit dem bisher größten Biomassekraftwerk (mit 27,4 MW_{el}) Europas.⁵⁹

In Deutschland kann der in gekoppelten Biomasse-Anlagen erzeugte Strom in das öffentliche Stromnetz zu einem ansehnlichen Preis eingespeist werden, so dass sich dadurch die Wirtschaftlichkeit verbessert.

⁵⁹ Vgl. FRANKEN, M.: Strom und Wärme aus Holzabfällen, Handelsblatt vom 22.09.1999, S. 59.

Nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), welches das bisherige Stromeinspeisungsgesetz ablöst, wird seit 01.04.2000 – bei Abnahmeverpflichtung – folgende Vergütung gezahlt:⁶⁰

bis 500 kW	20 Pf/kWh
bis 5 MW	18 Pf/kWh
bis 20 MW	17 Pf/kWh

Zu beachten ist, dass sich ab 01.01.2002 die Vergütungshöhe jährlich um 1 % verringert.

7. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Aus der Analyse der gegebenen ökonomischen Rahmenbedingungen und ihrer Wechselbeziehungen zu den energietechnischen, juristischen und sozialen Erfordernissen lassen sich nachstehende – thesenhaft formulierte – Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen für die Anwendung und weitere Vervollkommnung der ökonomischen Bewertung ableiten:

- Eine ökonomische Bewertung von Strategien der Abfallenergieverwertung ist unverzichtbar. Sie erlaubt für verschiedene technische/technologische Optionen einen Aufwand-Nutzen-Vergleich im einheitlichen Preis- bzw. Geldausdruck. Weitergehende Betrachtungen, wie beispielsweise soziale Anforderungen und Konsequenzen, kann sie nicht ersetzen. Für die Zukunft ist zu beachten, dass insbesondere bei den Fixkosten im internationalen Vergleich Kostenreduktionen um ca. 25 % möglich erscheinen.
- Vorhandene Zielkonflikte zwischen Ökologie und Ökonomie, zwischen kurz- und langfristig orientierter sowie zwischen engen betriebswirtschaftlichen und komplexen gesamtwirtschaftlichen Interessen verlangen, externe Kosten- und Nutzenskomponenten in die ökonomische Bewertung mit einzubeziehen. So besteht bspw. ein Interessenkonflikt zwischen den Industriebetrieben – als Wärmebereitsteller möglichst nur kurz- oder bestenfalls mittelfristige (verbindliche) Lieferverträge einzugehen – und den Wärmeverbrauchern sowie Netzbetreibern an langfristiger Versorgungssicherheit. Des Weiteren sei darauf verwiesen, dass sich i. a. die Zeitstrukturen der Wärmeanbieter und Wärmeverbraucher deutlich unterscheiden, was zusätzliche technische Investitionen erfordern kann. Als externe Aufwands- und Nutzenskomponenten kommen z. B. Vermeidungs- oder Schadenskosten sowie überbetriebliche ökologische Vorteile (verringerte Klimabelastung etc.) infrage.
- Gerade angesichts der durch die Liberalisierung des Strom- und Gasmарketes initiierten starken Preissenkung herkömmlicher Energieträger kommt es darauf an, dem entgegenzuwirken, dass die Verwertung von Abwärme und Biomasse als unwirtschaftlich

⁶⁰ BGBl. Teil I, Nr. 13/2000.

angesehen wird und unbeachtet bleibt. Wesentlich kann hierzu beitragen, wenn es gelingt, die Kosten der Schadstoffemissionen (von CO₂, CH₄ etc.) sowie der Ressourcenbegrenzung fossiler Energien wirksamer in Wirtschaftlichkeitsvergleiche einzubeziehen. Nur eine betriebswirtschaftliche Bewertung ist nicht ausreichend. Der Vergleich miteinander konkurrierenden Energiesysteme verlangt eine erweiterte komplexe Bewertung.

- Aufgrund der externen Effekte und des Marktversagens im Wettbewerb mit den bereits etablierten Energiesystemen sind für die Abfallenergieverwertung staatliche Förderungen, Finanzhilfen und andere Interventionen gerechtfertigt und notwendig. Marktkonforme Instrumente, wie längerfristig vorgegebene Entwicklungen der Energiepreise und Energie-/Ökosteuern sollten dabei den Vorzug vor einzelnen Subventionen und Steuerermäßigungen haben. Bei der konkreten Ausgestaltung könnten insbesondere die praktischen Erfahrungen der Schweiz mit kalkulierbaren Energiepreiszuschlägen ausgewertet werden.
- Unter bestimmten Marktbedingungen erscheint eine staatliche (Vor-)Finanzierung der Netze für die Wärmeleitung und -verteilung im Rahmen von Infrastrukturinvestitionen gerechtfertigt, nicht zuletzt mit Hinweis auf die Bereitstellung anderer infrastruktureller Anlagen (wie Wasser- und Abwasseranlagen, öffentliche Straßen etc.). Diese Marktbedingungen lassen sich nach gegenwärtigen Erkenntnissen wie folgt charakterisieren:
 - Entweder liegt ein großes Potenzial vorhandener, noch nicht genutzter Abwärme (aus der Industrie und aus KWK-Prozessen) vor, oder es ist mit einer starken Nachfrage nach Fernwärme (dank anschlussbereiter Industrie-, Gewerbe-, Haushaltskunden) zu rechnen. In beiden Fällen kann nämlich das investitionsintensive Wärmenetz zum Hemmnis werden.
 - Nach der Errichtung des Netzes wird seine allgemeine, diskriminierungsfreie Nutzung, d. h. das faktische Durchleitungsrecht für alle Anbieter und Betreiber, gewährleistet.
 - Für die Nutzung des (zunächst im staatlichen Eigentum befindlichen) Wärmenetzes kommen – in Analogie zur Strom- und Gasdurchleitung – Durchleitungsentgelte und damit die üblichen Wettbewerbsregeln zur Anwendung.
- Da in der Wirtschaftspraxis meist nur Kompromisse politisch durchsetzbar sind, werden auch spezielle Regelungen zu berücksichtigen sein. An die in Frage kommenden selektiven Subventionen und Finanzhilfen sollten allerdings von vornherein mindestens zwei Anforderungen gestellt werden: Einerseits sollten sie befristet und degressiv gestaffelt sein, um ständig und zunehmend auf die Kostensenkung/Rationalisierung/Wettbewerbsverbesserung zu drängen. Andererseits geht es darum, nur solche Fälle zu unterstützen, für die nach Expertenmeinung eine begründete ökonomische Erfolgsaussicht für die Verwertung besteht, d. h. wenn die Mehrkosten der

Abfallenergieverwertung gegenüber der Konkurrenzenergie bestimmte vorgegebene Grenzwerte nicht überschreiten.

Für eine entropieorientierte Strategie der Abfallenergieverwertung erscheint es hilfreich, wenn staatliche Interventionen in den Marktmechanismus jene energetischen Prozesse begünstigen, die mit vergleichsweise geringen Irreversibilitäten und damit geringem Entropiezuwachs einhergehen. Das könnten namentlich Prozesse mit Stoffrecycling und hoher Abfallenergieverwertung sein. Letztere lassen sich näherungsweise durch einen hohen Ausnutzungsgrad der eingesetzten Primärenergie und durch eine geringe Emissionsdichte charakterisieren. Markante Beispiele hierfür sind die Kraft-Wärme-Kopplung und die Biomassennutzung. Konzentriert man sich auf die beiden genannten Indikatoren, so ist zu erwarten, dass die Optimierung von Entwicklungsstrategien nach dem Kriterium „hohe Wirtschaftlichkeit/niedrige Gesamtkosten“ (unter Einschluss der Emissionen) weitgehend mit der nach dem Kriterium „begrenzter Entropiezuwachs/Exergieverlust“ korreliert.

Abschließend wird es für erforderlich gehalten, neue Entwicklungstrends weiterhin ökonomisch zu analysieren und zu erforschen. Hauptsächlich geht es um zwei Fragen. Wie werden sich die gegenläufigen Preiseffekte der Strom- und Gasmarktliberalisierung auf die Wärmepreise auswirken, kann sich im Wärmepreis die Preissenkungstendenz durchsetzen? Wie stark wird in der Europäischen Union – als Beitrag zur Nachhaltigkeit – die Entwicklung regenerativer Energien (inklusive der Abwärme und Biomasse) forciert und gefördert, kommt es zur weitgehenden Harmonisierung von Energie-/ Ökosteuern und anderen Regulierungen?