

am 24. Dezember 1956 ein schönes Geschenk zu beschenken. Das Parlament wollte den Bauerndörfern eine milde Gabe zum Christfest schenken. »Das Gesetz stieß jedoch wirkungslos ins Leere«, so der Kommentar, »weil es die durch §1 der KAE vernichteten Vertragsabreden nicht ausdrücklich ›originär neu entstehen‹ ließ. Denn mangels entsprechend eindeutiger Fassung der gesetzlichen Bestimmung ist das nicht geschehen. Der ›gesetzgeberische Wille‹ — gemeint sind hier die Motive des Gesetzgebers — allein war dazu nicht imstande. Dieser mehr grammatikalischen und begriffsjuristischen Argumentation wird man schwer ohne Einschränkung folgen können.«

Das Kartell aus Stromern, Reaktionären, gekauften, dummen oder feigen Politikern, furchtbaren Juristen, Geschäftsmachern und Beamten braucht also die Fortdauer des Zweiten Weltkriegs — das Offenhalten der »deutschen Frage« —, um ihre Macht nach allen Regeln des Gesetzes zur »Wehrhaftmachung der Energieversorgung« ausbauen zu können, getarnt hinter den technokratischen Nebelwerfern aus der Nazizeit und in vier Jahrzehnten perfektioniert durch juristische Spitzfindigkeiten. Fast überall ist der Zweite Weltkrieg schon längst beendet — nur nicht für die deutsche Energiewirtschaft. Was uns fehlt, sind mutige Richter, mutige Beamte, mutige Politiker in allen Parteien, die in Regierungen, Bundestag und Bundesrat sowie in den Gerichten das sagen, was die Kinder schon seit vierzig Jahren in der Schule lernen: daß der Zweite Weltkrieg seit dem 8. Mai 1945 bedingungslos zu Ende ist.

Die deutsche Energiewirtschaft führt also noch immer Krieg, und daher gibt es in der Bundesrepublik Deutschland keine »friedliche« Nutzung der Atomenergie: Die Wiederaufarbeitung des Atommülls zu waffenfähigem Plutonium liegt in den Händen der von Hitler ermächtigten Stromdiktatoren. Ob das die Alliierten wissen?

Literatur und Quellen

- AG Atomindustrie, Berlin, und Arbeitskreis Chemische Industrie Köln (Hrsg.): RWE — Ein Riese mit Ausstrahlung, Köln 1984
- Berkenhoff, Georg: Energie von A bis Z, München 1954
- Broszat, Martin: Der Staat Hitlers, München 1969
- Bundesrat (Hrsg.): Zehn Jahre Bundesrat, Bonn September 1959
- Congressional Research Service (Hrsg.): Gold At The End Of The Rainbow, Washington, D.C., Dezember 1984
- Eggebrecht, Axel (Hrsg.): Die zornigen alten Männer, Hamburg 1979
- Eiser, Riederer, Obernolte, Danner: Energiewirtschaftsrecht, Kommentar, Band I und Band II, München/Stand Juli 1984
- Energy and Defense Project (Hrsg.): Dispersed, Decentralized and Renewable Energy Sources: Alternative to National Vulnerability and War, Washington, Dezember 1980
- Fraenkel, Ernst: Der Doppelstaat, Erstausgabe 1941, Frankfurt am Main 1974
- Friedrich, Alexander: Staat und Energiewirtschaft, Berlin 1936
- Ders.: Die unsichtbare Armee, Berlin 1942
- Friedrich-Ebert-Stiftung (Hrsg.): Möglichkeiten und Probleme der Energieversorgung, Heft 1, Bonn, Dezember 1982
- Friedrich, Jörg: Die kalte Amnestie, Frankfurt am Main 1984
- Gerwin, Robert: Atomenergie in Deutschland, Düsseldorf 1964
- Gramsch-Ausschuß: Bericht des von dem Reichswirtschaftsminister, von dem Reichsminister des Inneren, dem Generalbevollmächtigten für die Energiewirtschaft, dem Stellvertreter des Führers und Beauftragten für den Vierjahresplan eingesetzten Energieausschusses, Berlin, 25. Januar 1941
- Gröner, Helmut: Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft, Baden-Baden 1979

- IZE (Hrsg.): Sachverhalte, Frankfurt am Main, Oktober 1982; »Stromthemen« und »Basisthema Strom«, div. Ausgaben
- Karweina, Günter, Der Strom-Staat, Hamburg 1984
- Kohler, Stephan: Geschichte der deutschen Elektrizitätswirtschaft und ihre Auswirkungen auf die kommunale und regionale Energieversorgung, Institut für Angewandte Ökologie (Hrsg.), Darmstadt 1984
- Luther, Hans: Elektroversorgung im politischen Bilde Westdeutschlands, Vortrag, Köln 1952
- Marcuse, Herbert: Der eindimensionale Mensch, Darmstadt und Neuwied 1967
- Neumann, Franz: Behemoth, Frankfurt am Main 1984
- Picker, Henry: Hitlers Tischgespräche im Führerhauptquartier, Wiesbaden 1983
- Römer, Peter (Hrsg.): Der Kampf um das Grundgesetz, Frankfurt am Main 1977
- Schacht, Hjalmar: Abrechnung mit Hitler, Berlin 1949
- Ders.: Kapitalmarktpolitik, Hamburg 1957
- Schleswag-Protokoll der Aufsichtsratssitzung vom Mai 1979
- Schmidt, Matthias: Albert Speer: Das Ende eines Mythos, München und Bern 1982
- Tacke, Gerhard: Stromschnellen, Frankfurt am Main 1979
- Toffler, Alvin: Die Zukunftschance, München 1980
- VDEW (Hrsg.): Das Zeitalter der Elektrizität, Frankfurt am Main 1967
- Ders.: Die öffentliche Elektrizitätsversorgung, Frankfurt am Main 1983
- VIK (Hrsg.): Jahrestagung 1984, Essen 1984
- VKU (Hrsg.): Beiträge zur Kommunalen Versorgungswirtschaft, Köln 1950, 1964, 1965, 1966 und 1967
- Der Minister für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen (Hrsg.): Energiebericht NRW, Düsseldorf 1982
- Ders.: Energiepolitik in NRW — Positionen und Perspektiven von 1984, Düsseldorf 1984

Anhang

Abschätzung des Stromerzeugungspotentials und der Primärenergieeinsparung

aus: Energie- und gesellschaftspolitische Perspektiven der dezentralen Wärme-Kraft-Kopplung von Dr. Eike Schwarz

Unsere Energiesituation und die Schadstoffbelastung unserer Umwelt verlangen eine rationelle Umwandlung und Nutzung von Energie. Die heute übliche Stromerzeugung gleicht jedoch eher einer Energieverschwendung. Durch den Einsatz der Wärme-Kraft-Kopplung könnten 14% unseres Primärenergieeinsatzes eingespart werden, ohne daß der Endverbraucher in Haushalt, Verwaltung und Gewerbe seinen gewohnten Verbrauch an Strom und Wärme einschränken müßte. Die Wärme-Kraft-Kopplung läßt sich zentral mit Heizkraftwerken und Fernwärmenetzen sowie dezentral mittels Blockheizkraftwerken (BHKW) und Energieboxen verwirklichen. Beides ergänzt sich in sinnvoller Weise: Fernwärme für die Ballungszonen der Städte und dezentrale Wärme-Kraft-Kopplung mit BHKW und Energieboxen für die weniger dicht besiedelten Gebiete. Ihr Potential ist annähernd doppelt so groß wie dasjenige der zentralen Wärme-Kraft-Kopplung mittels Fernwärme:

Grundprinzip

Bisher sind keine Untersuchungen bekannt geworden, die das Gesamtpotential der Wärme-Kraft-Kopplung einschließlich seines nur dezentral erschließbaren Anteils umfassen. Die nachfolgende Abschätzung geht vom

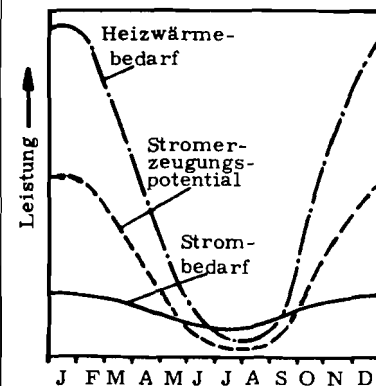


Abbildung 1: Wärme- und Strombedarf sowie Stromerzeugungspotential aus Wärme-Kraft-Kopplung

Niedertemperatur-Wärmebedarf der Haushalte und Kleinverbraucher für Raumheizung und Warmwasserbereitung aus, ermittelt die dabei mögliche Stromerzeugung durch Wärme-Kraft-Kopplung und setzt diese in Beziehung zum tatsächlichen Stromverbrauch aus dem öffentlichen Elektrizitätsnetz (einschließlich Übertragungsverluste).

Abbildung 1 zeigt die typischen Verläufe des Heizwärmebedarfs ($\leq 80^\circ\text{C}$) sowie des Strombedarfs während eines Jahres /7/. Auf der senkrechten Achse sind die jeweiligen Wärme- bzw. Stromleistungen eingetragen, auf der waagerechten Achse die Monate. Bei der Wärme-Kraft-Kopplung fallen die beiden Produkte Wärme und Strom in einem durch die sogenannte Stromkennziffer ausgedrückten Koppelverhältnis

an. Sie wurde zu $0,55 W_{el}/W_{th}$ bestimmt (siehe Abbildung 3). Über die Stromkennziffer ist in Abbildung 1 aus dem Heizwärmebedarf unmittelbar das Stromerzeugungspotential aus Wärme-Kraft-Kopplung ermittelt und dem Strombedarf gegenübergestellt worden.

Stromerzeugungspotentiale der zentralen und dezentralen Wärme-Kraft-Kopplung

Da die Kurven in Abbildung 1 in zeitlicher Hinsicht nur wenig gegeneinander verschoben sind, lassen sich die verschiedenen Stromerzeugungspotentiale anschaulich mit Hilfe von Jahresdauerlinien verdeutlichen (Abbildung 2).

Die waagerechte Achse gibt die Zeit an, während der die jeweilige Leistung im Laufe eines Jahres anfällt. Ausgangspunkt ist zunächst der maximale Wärmebe-

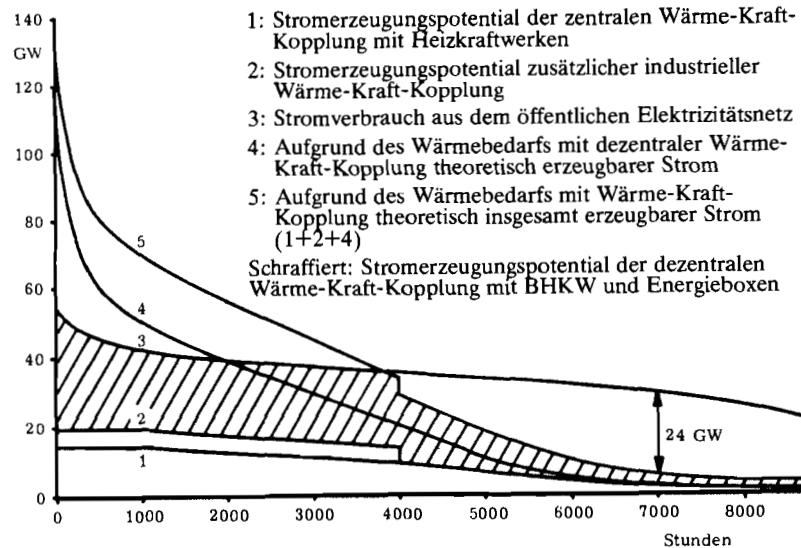


Abbildung 2: Stromerzeugungspotential der Wärme-Kraft-Kopplung

bedarf des Bereichs Haushalt und Kleinverbrauch für Niedertemperaturwärme von 288 GW (Einsparungsfall für 1990 aus /8, S. 75/; zum Vergleich: Die heutige Anschlußleistung beträgt rd. 315 GW, diejenige des Szenarios »Starke Einsparung« bezogen auf das Jahr 2000 aus /9, Bd. I, S. 317/ nach Umrechnung auf 1850 [Voll-]Benutzungsstunden 340 GW). Bei dieser Nutzungsdauer errechnet sich hieraus ein jährlicher Wärmebedarf von 533 TWh.

Für die zentrale Wärme-Kraft-Kopplung mit Heizkraftwerken (HKW) und Fernwärme werden Gebiete mit Wärmeanschlußdichten $\leq 40 \text{ MW/km}^2$ als geeignet angesehen, woraus sich ein Anteil von 25% am Niedertemperatur-Wärmebedarf des Bereichs Haushalt und Kleinverbrauch ergibt /8, S. 64 und 78/. Unter der als hoch erscheinenden Voraussetzung, daß dieses Potential in der Praxis zu 80% ausgeschöpft werden kann, ergibt sich ein durch zentrale Wärme-Kraft-Kopplung abdeckbarer Wärmebedarf von 107 TWh. Bei 3000 Vollbenutzungsstunden (vgl./10/), einem Spitzenlastanteil von 40% und einer Stromkennziffer von $100 W_{el} : 141 W_{th}$ (siehe Abbildung 3) folgt hieraus eine in HKW zu installierende elektrische Leistung von 15,1 GW. Kurve 1 in Abbildung 2 stellt den hiermit maximal erzeugbaren Stromanteil dar. Die Nutzungsdauer beträgt 4800 Stunden jährlich.

Mit Kurve 2 ist ein zusätzliches industrielles Stromerzeugungspotential aus Wärme-Kraft-Kopplung berücksichtigt worden. Da sich über seinen Umfang derzeit nur Vermutungen anstellen las-

sen, ist in Anlehnung an/11/ angenommen worden, daß ein hoher zusätzlicher Stromerzeugungsanteil von $5 \text{ GW} \cdot 4000 \text{ Stunden} = 20 \text{ TWh}$ erbracht werden kann.

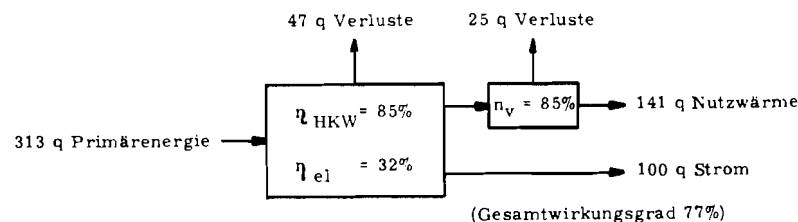
Kurve 4 stellt das Potential der dezentralen Wärme-Kraft-Kopplung dar, das aufgrund des verbleibenden Wärmebedarfs theoretisch erzeugt werden könnte. Seine Ermittlung geht von 80% des obengenannten Wärmebedarfs aus, der bei 1850 Vollbenutzungsstunden und einer Stromkennziffer nach Abbildung 3 von $100 W_{el} : 203 W_{th}$ für BHKW und Energieboxen zu einer in ihnen zu installierenden elektrischen Leistung von 114 GW führt (Jahresdauerlinie einschließlich Warmwasserbereitung nach /12/).

Kurve 5 ist die Summe der Kurven 1, 2 und 4 und gibt den aufgrund des Wärmebedarfs mit Wärme-Kraft-Kopplung theoretisch insgesamt erzeugbaren Strom an. Kurve 3 kennzeichnet den Stromverbrauch aus dem öffentlichen Elektrizitätsnetz (Spitzenwert aus /1/ in Verbindung mit Jahresdauerlinie aus /13/). Sie schneidet aus dem Angebot an Stromerzeugung aus Wärme-Kraft-Kopplung denjenigen Teil heraus, der maximal genutzt werden könnte. Als Restgröße behandelt ist das Potential der dezentralen Wärme-Kraft-Kopplung mit BHKW und Energieboxen (schraffiert). Diese Vorgehensweise bedeutet zugleich, daß ein Nichtausschöpfen der Potentiale der zentralen Wärme-Kraft-Kopplung oder der zusätzlichen industriellen Wärme-Kraft-Kopplung eine entsprechende Ausweitung des Potentials der dezentralen Wärme-Kraft-Kopplung zur Folge hat.

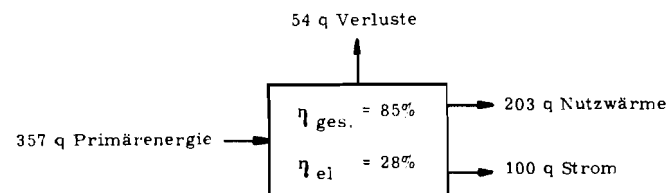
Im einzelnen ergeben sich folgende Anteile dieser Potentiale am Stromverbrauch aus dem öffentlichen Elektrizitätsnetz in Höhe von 304 TWh 1979/1/ (einschließlich Übertragungsverlusten): zentrale Wärme-Kraft-

Kopplung 36% des Wärme-Kraft-Kopplung-Potentials entsprechend 25% des Stromverbrauchs, also 76 TWh; dezentrale Wärme-Kraft-Kopplung 54% des Potentials entsprechend 38% des Stromverbrauchs, also 116

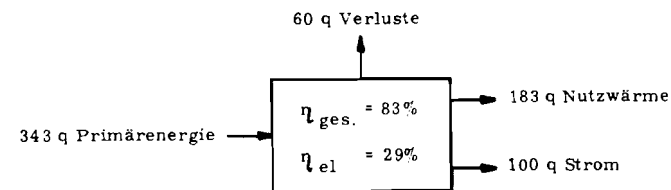
Energieflüsse bei HKW



Energieflüsse bei BHKW und Energieboxen



Fiktives Wärme-Kraft-Kopplungsaggregat durch Mischung von 31% HKW und 69% Energieboxen und BHKW (einschl. Industrieerzeugung)



$$\text{Stromkennziffer: } \frac{100 \text{ W}_{el}}{183 \text{ W}_{th}} = 0,55 \text{ W}_{el}/\text{W}_{th}$$

Abbildung 3: Energieflüsse bei verschiedenen Wärme-Kraft-Kopplungsaggregaten (q = relative Energieeinheit; η = Wirkungsgrad; ges. = gesamt; v = Verteilung)

TWh. Einschließlich der zusätzlichen industriellen Wärme-Kraft-Kopplung in Höhe von 20 TWh könnten somit theoretisch maximal 212 TWh, also 70% des Stromverbrauchs aus dem öffentlichen Elektrizitätsnetz durch Wärme-Kraft-Kopplung gedeckt werden.

Der Anteil der dezentralen Wärme-Kraft-Kopplung kann mit rd. 5,2 Mio. Aggregaten ausgefüllt werden (Durchschnittsleistung 12 kW_{el}, 1850 Vollbenutzungsstunden). Hiervon können 2,5 Mio. Aggregate installiert werden, bevor ihre Stromerzeugung im Spitzenbereich den Verbrauch übersteigt (Stromerzeugungspotential 56 TWh, resultierende Primärenergieeinsparung 4,2%). Die Installation weiterer BHKW und Energieboxen kann dann nur noch entsprechend dem Anwachsen des elektrischen Spitzenbedarfs erfolgen bzw. erfordert zur Anpassung der Stromerzeugung im Spitzenbereich an den Verbrauch den gleichzeitigen Einbau von Wärmespeichern und Spitzenheizkesseln bzw. den Ausbau der elektrischen (Wärmepumpen-)Heizung.

Aus der Sicht des für die Aufstellung der BHKW und Energieboxen geeigneten Gebäudebestandes bestehen keine Beschränkungen für die dezentrale Wärme-Kraft-Kopplung, da die Anzahl geeigneter Gebäude mit Zentralheizung außerhalb der Innenstädte zu mindestens 5 Millionen angenommen werden kann /9, Bd. I, S. 248, Bd. II, S. 16/.

Einsparung an Primärenergie

Unter Berücksichtigung der spezifischen Kopplungsverhältnisse zwischen Primärenergiebedarf, Wärme- und Stromerzeugung ge-

mäß Abbildung 3, eines durchschnittlichen Umwandlungswirkungsgrades bei Kraftwerken (einschließlich Stromverteilungsverlusten) von 32% und bei Heizungskesseln von 75% ergeben sich aus den obengenannten möglichen Anteilen am Stromverbrauch folgende Einsparungen an Primärenergie: 142,5 TWh = 17,5 Mio. t SKE (32%) bei der zentralen, 262,4 TWh = 32,3 Mio. t SKE (58%) bei der dezentralen und 45,2 TWh = 5,6 Mio. t SKE (10%) bei der zusätzlichen industriellen Wärme-Kraft-Kopplung. Insgesamt summiert sich die Primärenergieeinsparung auf 450,1 TWh = 55,4 Mio. t SKE (100%). Dies entspricht 13,5% des Primärenergieverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland in 1979, oder anders ausgedrückt: 63% der Steinkohleförderung (87,5 Mio. t SKE).

Die dezentrale Wärme-Kraft-Kopplung mit BHKW und Energieboxen kommt mit den bereits vorhandenen Energienetzen und -transportsystemen aus. Darüber hinaus kann sie die Vorteile der Serienproduktion und eines vielfältigen Wettbewerbs nutzen. Sie ist deshalb volkswirtschaftlich sinnvoll und im Verwaltungs-, Gewerbe- und Privatbereich wirtschaftlich einsetzbar. Ein Problem stellen allerdings die prohibitiv niedrigen Preise dar, die von den EVU für ins Netz eingespeisten Strom gezahlt werden.

Wirtschaftlichkeitsfragen

Spezifische Investitionskosten verschiedener Strom- und Wärmeversorgungssysteme

Ein Vergleich der spezifischen

vestitionskosten bei verschiedenen Stromversorgungssystemen gibt einen Überblick über die erforderlichen Kapitalfestlegungen. Der Vergleich muß neben den eigentlichen Energieumwandlungsanlagen auch die wesentlichen zugehörigen Transport- und Verteilungseinrichtungen (Fernwärme-, Gas- und Stromnetz) berücksichtigen. Vorgelagerte Investitionen zur Gewinnung der Primärenergieträger konnten im Rahmen dieser Untersuchung allerdings nicht in den Vergleich mit einbe-

zogen werden. Tabelle 1 enthält zunächst eine Zusammenstellung der Stromnetzskosten (nach /15, Tafel 5.1, S. 120 und 187/, mit Steigerungsfaktor 1,2 auf heutigen Preisstand hochgerechnet). Bei der Energiebox wurde die Hälfte der Niederspannungsnetzskosten angesetzt, da sie direkt in dieses Netz einspeist und es in beiden Stromrichtungen ausnutzt. (Nach /78/ sind die Kosten im Mittel- und Hochspannungsbereich für 1980 50–100% höher anzusetzen.)

	Großkraftwerke	Heizkraftwerke	Energieboxen
Hochspannungsnetz (110–380 kV)	240	—	—
Mittelspannungsnetz	410	410	—
Niederspannungsnetz (380 V)	960	960	480
insgesamt	1610	1370	480

Tabelle 1: Spezifische Investitionskosten in DM/kW für Transport, Umwandlung und Verteilung bei verschiedenen Stromerzeugungsvarianten

In Tabelle 2 sind Anhaltswerte für die spezifischen Investitionskosten verschiedener Strom- und Wärmeversorgungssysteme, bezogen auf die installierte Leistung, zusammengestellt. Die Angaben über Kraftwerke sind gemittelte Werte aus /24–26/, diejenigen der Energiebox beruhen auf einem Angebot der Firma FIAT für das TOTEM. Der zukünftige Preis bei der Energiebox beruht auf der Vorstellung, daß eine entsprechende Kostenreduktion durch Großserienproduktion (d. h. einige zehntausend Aggregate jährlich) und Marktwettbewerb möglich ist, da das TOTEM als Hauptkomponente den Motor des FIAT 127 enthält, der als komplettes Automobil nur 8000

DM (!) kostet. Die Annahme einer solchen Kostenreduktion erscheint aufgrund der »Erfahrungskurve« gerechtfertigt, wonach mit jeder Verdopplung der kumulierten produzierten Menge ein Kostensenkungspotential von 20–30% der Stückkosten erschlossen werden kann (vgl. Abbildung 4, aus /27/). Die relativ niedrigen spezifischen Investitionskosten haben u. a. auch darin ihre Ursache, daß sich der leistungsspezifische Preis von Verbrennungsmotoren mit abnehmender Motorleistung vermindert. Dieser Zusammenhang ist als Ergebnis einer Statistik in Abbildung 5 dargestellt. Erst bei Leistung unter 10 kW steigt der kW-Preis wieder an (aus /28/).

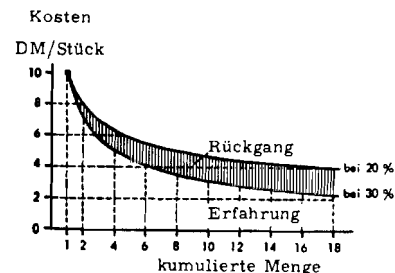


Abbildung 4: Die Kosten-Erfahrungskurve

Die Kosten für Fernwärmenetze betragen rd. 360 DM/kW (nach /4, S. 185–188/, Preise hochgerechnet auf 1981). Kosten für Gasnetzerweiterungen brauchen nicht in Ansatz gebracht zu wer-

	Stromerzeuger DM/kW	Stromnetz DM/kW	Fernwärmenetz DM/kW	Summe DM/kW
Kernkraftwerk	2670	1610	—	4280
Steinkohlekraftwerk	1620	1610	—	3230
Steinkohle-Heizkraftwerk	2100	1370	360 · 1,66	4070
Erdgas-Heizkraftwerk	1500	1370	360 · 1,66	3470
Erdgas-Energiebox				
heutiger Preis	1000	480	—	1480
zukünftiger Preis	560	480	—	1040

Tabelle 2: Spezifische Investitionskosten verschiedener Strom- und Wärmeversorgungssysteme (Multiplikatoren beim Fernwärmenetz nach Abbildung 3)

Auch unter Berücksichtigung der unterschiedlichen jährlichen (Voll-) Benutzungsstunden und der Nutzungsdauer von großen Kraftwerken sowie von BHKW und Energieboxen ergeben sich vergleichsweise günstige (energie-) spezifische Investitionskosten bei in Großserie hergestellten dezentralen Wärme-Kraft-Kopplungs- Aggregaten (Tabelle 3).

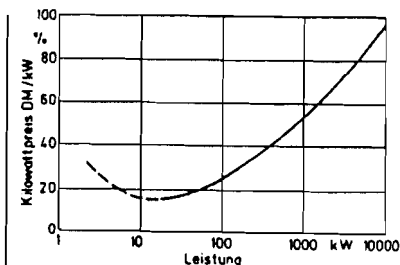


Abbildung 5: Einfluß der Größe der Leistungseinheit von Dieselmotoren auf den Kilowattpreis

den, da das Gasnetz bereits so gut ausgebaut ist, daß das gesamte, mit Erdgas betreibbare Potential an Energieboxen aus dem vorhandenen Gasnetz versorgt werden kann /9, 29/.

Wirtschaftlichkeitsabschätzung für Energieboxen

Bei der Energiebox werden Wärme und Elektrizität als Koppelprodukte, die in einem festen Verhältnis zueinander stehen, erzeugt. Die Gesamtbetriebskosten setzen sich somit aus den Kosten für die Wärme- und die Elektrizitätserzeugung zusammen. Zur Abschätzung der Wirtschaftlich-

	(leistungs-) spez. Investitions- kosten DM/kW	Benutzungs- stunden pro Jahr	Nutzungs- dauer Jahre	(energie-) spez. Investitions- kosten Pf/kWh
Kernkraftwerk	2670	6500	20	2,05
Steinkohlekraftwerk	1620	4500	20	1,80
Steinkohle-Heizkraftwerk	2100	4500	20	2,33
Erdgas-Heizkraftwerk	1500	4500	20	1,67
Erdgas-Energiebox heutiger Preis	1000	1850	15	3,60
zukünftiger Preis	560	1850	15	2,02

Tabelle 3: Spezifische Investitionskosten verschiedener Stromerzeuger unter Berücksichtigung unterschiedlicher Benutzungsstunden und Nutzungsdauer

keit werden zunächst die Gesamtbetriebskosten eines konventionellen Gasheizungskessels ermittelt und als Bezugsbasis für die Wirtschaftlichkeit der Energiebox verwendet. Um unterschiedliche Preissteigerungen bei Gas, Strom sowie Wartung und Instandhal-

tung berücksichtigen zu können, wurde eine dynamische Wirtschaftlichkeitsabschätzung durchgeführt /24, 30, 31/. In Tabelle 4 sind die Ausgangsdaten für das erste Betriebsjahr mit einem als typisch angesehenen Satz von Parametern zusammengestellt.

		Gasheizungs- kessel 1. Betriebs- jahr	Energiebox heutiger Preis 1. Betriebs- jahr	(FIAT-TOTEM) Großserien- preis 1. Betriebs- jahr
1 Investitionskosten	DM	5360	18150	11550
2 Nutzungsdauer	Jahre	20	15	15
3 Kapitalgebundene Kosten	DM/Jahr	520	2120	1350
4 Brennstoffkosten	DM/Jahr	5950	6750	6750
5 Wartungs- und Instand- haltungskosten	DM/Jahr	160	1200	1200
6 Gesamtbetriebskosten	DM/Jahr	6630	10070	9300

Tabelle 4: Kostenzusammenstellung für das 1. Betriebsjahr

Erläuterungen zu Tabelle 4:

Zu Zeile 1:
Investitionskosten
Die Nenn-Heizleistung (38 kW) ist die Auslegungsgröße für die Aggregate. Die Preisangaben beruhen auf dem Preisstand

1. 1. 1982 (ohne MWSt); keine Berücksichtigung staatlicher Zuschüsse (s. Tab. 4a)

Zu Zeile 2:
Nutzungsdauer
Nutzungsdauer konventioneller

	Gasheizungs- kessel in DM	Energiebox heutiger Preis in DM	(FIAT-TOTEM) Großserien- preis** in DM
Aggregat	3260	15000	8400
Anschlußkosten*	2100	3150	3150
Summe Investitionen	5360	18150	11550

Tabelle 4a

*geschätzt; **Erläuterung im Abschnitt »Spezifische Investitionskosten verschiedener Strom- und Wärmeversorgungssysteme«

Zentralheizungsaggregate 20 Jahre; Nutzungsdauer bei Energieboxen 15 Jahre (Vollwartungsvertrag lt. Angebot über 30 000 Betriebsstunden).

Zu Zeile 3:
Kapitalgebundene Kosten
Der Ermittlung der kapitalgebundenen Kosten liegen folgende Annahmen zugrunde: Fremdfinanzierung mit Kapitalverzinsung von 8 % p. a., Steigerung der Wiederbeschaffungskosten um 5 % p. a.

Zu Zeile 4:
Brennstoffkosten
Erdgas-Arbeitspreis 5,35 Pf/kWh (H₀); Grundpreis 420 DM/Jahr (Vollversorgungstarif II der Rheinische Energie AG Rhenag.); jährlich 1850 Vollbenutzungsstunden; Wirkungsgrad des Gasheizungskessels 75%; Brennstoffbedarf der Energiebox: 58 kW (s. Tabelle 4b).

Zu Zeile 5:
Wartungs- und Instandhaltungskosten
Gasheizungskessel: Jahrespauschale 160 DM; Energiebox: Vollwartungsvertrag incl. Öl, Ersatzteile, Motortausch usw. zu 0,65 DM/Betriebsstunde; 0,65 DM/h · 1850 h = 1200 DM.

Der Wirtschaftlichkeitsabschätzung liegen weiterhin folgende Annahmen zugrunde: Gaspreissteigerung: 9 % p. a.; Strompreissteigerung: 7 % p. a.; Steigerung der Wartungs- und Instandhaltungskosten: 5 % p. a.

Die für den erzeugten Strom anzusetzenden Einnahmen beruhen auf einer Jahreserzeugung von 15 kW · 1850 h = 27 750 kWh. Da über den anzusetzenden Strompreis nur schwer allgemeingültige Annahmen getroffen werden können und um zusätzlich eine Aussage über die Abhängigkeit

	Gasheizungskessel/DM	Energiebox (FIAT-TOTEM)/DM
Brennstoffkosten		
$\frac{38 \text{ kW} \cdot 1850 \text{ h}}{0,75} \cdot 0,059 \text{ DM/kWh} =$	5530	$58 \text{ kW} \cdot 1850 \text{ h} \cdot 0,059 \text{ DM/kWh} = 6330$
Grundpreis Gaslieferung	420	420
Summe Brennstoffkosten	5950	6750

Tabelle 4 b

der Wirtschaftlichkeit der Energiebox vom Strompreis zu erhalten, wurde der Strompreis als Parameter behandelt und variiert. Abbildung 6 enthält die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsabschätzung. Dargestellt sind jeweils für die Energiebox zu heutigen und zu zukünftigen Investitionskosten die Differenzkosten zum konventio-

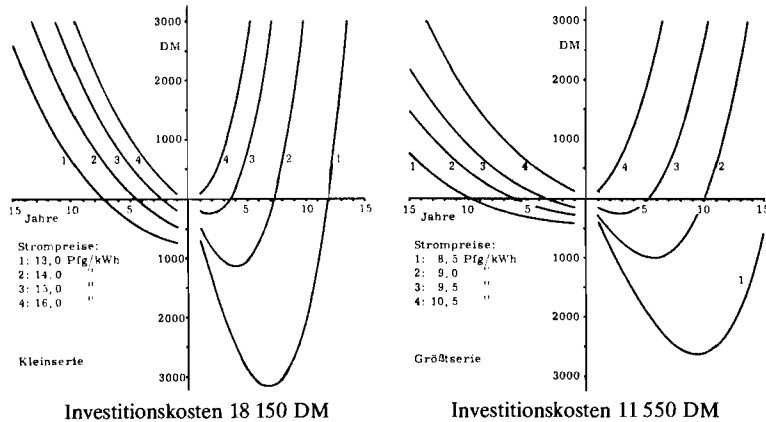


Abbildung 6: Wirtschaftlichkeitsabschätzung für die Energiebox

Die Abbildung läßt erkennen, daß die Wirtschaftlichkeit sehr stark vom anzusetzenden Strompreis abhängt. Bei einem nicht unrealistisch erscheinenden Strompreis von 12 Pf/kWh (insbesondere als Mischpreis aus Eigenverbrauch und Einspeisung sowie in der Spitzenstromerzeugung) erreichen Energieboxen sogar bei ihren hohen heutigen Investitionskosten schon im 3. Jahr die Gewinnzone. Auffällig ist ferner, wie schnell die Gewinne nach Überschreiten der Wirtschaftlichkeitsschwelle anwachsen.

Stromerzeugungskostenvergleich Großkraftwerke – Energiebox
In /24/ sind folgende finanz-

nellen Gasheizungskessel. Während auf der linken Seite der Diagramme die jährlichen Mehrkosten bzw. Einsparungen aufgetragen sind, sind auf der rechten Seite die kumulierten Jahresergebnisse angegeben, so daß die insgesamt aufgelaufenen Mehrkosten bzw. Gewinne bis zum jeweils betrachteten Jahr abgelesen werden können.

mathematische Durchschnittswerte für die Stromerzeugungskosten für 1989 in Betrieb gehende Steinkohle- und Kernkraftwerke ermittelt worden (Tabelle 5): Um mit diesen Werten die Stromerzeugungskosten von Energieboxen vergleichen zu können, wurden zunächst die in Tabelle 4 angegebenen Kosten auf das Jahr 1989 eskaliert (Investitionskosten mit 6 % jährlich, sonstige Annahmen wie in den Erläuterungen zu Tabelle 4 angegeben). Auf dieser Basis wurden danach nach /30/ finanzmathematische Durchschnittswerte für die Stromerzeugung von Energieboxen errechnet. Sie betragen bei jährlich 1850 (Voll-)Benutzungsstunden 24,8

Benutzungsdauer Stunden/Jahr	Kernkraftwerk Pf/kWh	Steinkohlekraftwerk bei einem jährlichen Kohle-Preisanstieg von	
		5,5 % Pf/kWh	7,5 % Pf/kWh
6500	16,8	25,0	32,7
3000	31,0	33,7	42,0

Tabelle 5: Stromerzeugungskosten von Kernkraftwerken und Steinkohlekraftwerken (heimische Kohle)

Pf/kWh für Energieboxen mit heutigen Investitionskosten von 18 150 DM bzw. 20,7 Pf/kWh bei heutigen Investitionskosten von 11 550 DM.

Der Brennstoffbedarf der BHKW und Energieboxen kann weitgehend mit Erdgas gedeckt werden, wenn das Gas nicht mehr wie jetzt für eine getrennte Erzeugung von Niedertemperaturwärme und von Strom verwendet wird. Da sich der Gasverbrauch durch einen solchen Einsatz nicht vergrößert und sogar Heizöl eingespart wird, nimmt die Abhängigkeit von Energieimporten ab. Zwecks weiterer Verminderung von Energie-

importen sollte aber auch Kohle bei der dezentralen Wärme-Kraft-Kopplung eingesetzt werden.

Zur Deckung des Brennstoffbedarfs bei der dezentralen Wärme-Kraft-Kopplung

Derzeitiger Brennstoffeinsatz für die Wärme- und Stromerzeugung

In Tabelle 6 sind diejenigen Energieträger zusammengestellt, die den Hauptanteil an der Wärme- bzw. Stromerzeugung in den hier interessierenden Verbrauchsbereichen haben (Zahlen für 1979, ohne Industrie).

	Erdgas		andere Gase (o. Gichtgas)		Summe	Steinkohle		Braunkohle		Summe	Heizöl	EL
	Mrd. Nm ³	TWh	Mrd. Nm ³	TWh		Mio. t	TWh	Mio. t	TWh			
Haushalt, Kleinverbrauch, Sonstige	16,9	149	2,1	19	168	4,4	36	—	—	36	43,9	521
öffentliche Kraftwerke	17,2	152	0,8	7	159	28,4	231	109	249	480	—	—

Tabelle 6: Gas- und Kohleinsatz zur Niedertemperaturwärme- und Stromerzeugung
Quelle: /1/; Tafeln 73 (Gas), 26, 28 (Kohle), 54, 58 (Heizöl)

Bei der heutigen getrennten Erzeugung von Wärme und Strom werden aus den in Tabelle 6 genannten Gas- und Kohlemengen

die in Tabelle 7 zusammengestellten Endenergiemengen gewonnen.

	Wärmeerzeugung (Haushalt, Kleinverbrauch, Sonstige)			Stromerzeugung (öffentliche Kraftwerke)		
	Brennstoff- einsatz TWh	Wirkungs- grad in %	Wärme TWh	Brennstoff- einsatz TWh	Wirkungs- grad* in %	Strom TWh
Gas	168	75	126	159	33	52
Kohle	36	60	22	480	32	154

Tabelle 7: Endenergiegewinnung ohne Wärme-Kraft-Kopplung

* einschließlich Verteilungsverlusten

Durch dezentrale Wärme-Kraft-Kopplung bei vorgegebener Wärmeerzeugung gewinnbare Strommengen und dazu benötigter Brennstoffeinsatz

Die nachfolgende Abschätzung beruht darauf, daß die Wärmeerzeugung nach Tabelle 7 die Führungsgröße darstellt, während Strom als Koppelprodukt anfällt (Tabelle 8). Dabei sollen 90% der Wärmeerzeugung mittels Wärme-Kraft-Kopplung und zwecks konservativer Abschätzung ein Rest von 10% mittels Spitzenheizkesseln erbracht werden (Spitzenheizkessel 50% der

Höchstlast; Benutzungsdauerlinie aus /10/). Die Kopplungsfaktoren zwischen Wärme, Stromerzeugung und Brennstoffbedarf lauten nach Bild 3: Brennstoffbedarf bei vorgegebener Wärmeerzeugung 357 : 203; resultierende Stromerzeugung 100 : 203.

Verdrängter Stromanteil aus Kondensationskraftwerken

Würde der mit dezentraler Wärme-Kraft-Kopplung erzeugte Strom in großen Kondensationskraftwerken erzeugt, dann würden die in Tabelle 9 genannten Brennstoffmengen benötigt.

	Wärmeerzeugung		Wärme-Kraft-Kopplung		Spitzen- deckung Brennstoff- bedarf TWh	Brennstoff- bedarf insgesamt TWh
	90 % TWh	10 % TWh	Strom- erzeugung TWh	Brennstoff- bedarf TWh		
Gas	113	13	56	199	17	216
Kohle	20	2	10	35	3	38

Tabelle 8: Ermittlung von Stromerzeugung und Brennstoffbedarf bei Wärme-Kraft-Kopplung

	Strom aus dezentraler Wärme-Kraft-Kopplung TWh	Kraftwerkswirkungsgrad einschl. Verteilungsverlusten in %	Brennstoff- bedarf TWh
Gas	56	33	170
Kohle	10	32	31

Tabelle 9: Brennstoffbedarf bei Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken

Resultierende Energieeinsparung
Entsprechend der in Tabelle 7 ermittelten Wärmeerzeugung und der in Tabelle 8 angegebenen Stromerzeugung kann die Wärmeerzeugung durch direkte Ver-

brennung und die Stromlieferung aus Kondensationskraftwerken zurückgenommen werden, so daß sich folgende Energiebilanz aufstellen läßt (Tabelle 10):

	Gas TWh	Kohle TWh	
Wärmeerzeugung durch direkte Verbrennung (aus Tabelle 7)	168	36	
Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken (aus Tabelle 9)	170	31	
Summe	338	67	
Brennstoffeinsatz für dezentrale Wärme-Kraft- Kopplung einschl. Spitzendeckung (aus Tabelle 8)	216	38	
resultierende Brennstoffeinsparung:	absolut relativ	122 36 %	29 43 %

Tabelle 10: Ermittlung der Brennstoffeinsparung

Diskussion der Ergebnisse

Bei Deckung des gegenwärtigen Bedarfs an Niedertemperaturwärme im Bereich Haushalt, Kleinverbrauch und Sonstige (ohne Industrie) durch dezentrale Wärme-Kraft-Kopplung lassen sich somit Einsparungen in Höhe von 36% des Gas- und 43% des Kohleverbrauchs erzielen, der heute für die Wärmebereitstellung durch direkte Verbrennung dieser Energieträger benötigt wird. Ohne Brennstoffmehrverbrauch kann aber bei Wärme-Kraft-Kopplung zusätzlich Strom in Höhe von 56 TWh aus Gas und 10 TWh aus Kohle, insgesamt also von 66 TWh, gewonnen werden. Wie ein Vergleich der Tabellen 7 und 8 zeigt, kann Gas zudem völlig aus der Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken herausgenommen werden.

Die resultierende Gaseinsparung von 122 TWh könnte ohne längere Vorlaufzeit für die Heizölverdrängung im Raumheizungssektor genutzt werden, da zum erheblichen Teil auch in mit Erdgasleitungen ausgestatteten Gebieten mit Öl geheizt wird. Bei Verwendung gasbetriebener Wärmepumpen ließe sich theoretisch eine Heizöleinsparung von 122 TWh : 0,45 = 271 TWh entsprechend 33 Mio. t SKE erreichen (Energieeinsparung von Gaswärmepumpen rd. 55%/35%). Eine solche Strategie könnte den Verbrauch an Heizöl (EL) von 521 TWh (1979) um 52% verringern — ohne Mehrverbrauch anderer Energieträger. Da diese Strategie aber aus thermodynamischen Gründen erst dann sinnvoll ist, wenn das Poten-

tial der Wärme-Kraft-Kopplung weitgehend ausgeschöpft ist, sollte das frei werdende Gas nicht in Wärmepumpen, sondern in weiteren BHKW und Energieboxen eingesetzt werden. Dadurch läßt sich eine zusätzliche Stromerzeugung von 122 TWh : 3,57 = 34 TWh realisieren. Somit würde die Stromerzeugung auf Gasbasis in BHKW und Energieboxen insgesamt 56 TWh + 34 TWh = 90 TWh betragen, so daß das Potential der dezentralen Wärme-Kraft-Kopplung von 116 TWh zu 78 % allein durch Gas ausgeschöpft werden könnte. Die mit diesem Einsatz des Gases verbundene Wärmeerzeugung belief sich auf 122 TWh · 2,03 / 3,57 = 69 TWh. Bei einem Kesselwirkungsgrad von 65 % entspricht dies 107 TWh entsprechend 13 Mio. t SKE Heizöl, die zusätzlich verdrängt werden könnten. Dies entspricht 20 % des im Jahre 1979 im Bereich Haushalt und Kleinverbrauch eingesetzten leichten Heizöls (vgl. Tabelle 6). Hinsichtlich der Kohle resultiert nach Tabelle 10 eine Einsparung von 29 TWh. Wird auch diese Energiemenge zur Stromerzeugung in Kohle-BHKW eingesetzt, dann lassen sich weitere 29 TWh : 3,57 = 8 TWh Strom gewinnen.

Damit beträgt das Potential der Stromerzeugung aus Kohle 10 TWh + 8 TWh = 18 TWh. Insgesamt können also Gas und Kohle eine Stromerzeugung von 90 TWh + 18 TWh = 108 TWh erbringen, was 36 % des Stromverbrauchs aus dem öffentlichen Elektrizitätsnetz des Jahres 1979 in Höhe von 304 TWh entspricht. Damit wäre zugleich das Gesamtpotential der dezentralen Wärme-Kraft-Kopplung von 116 TWh zu 93 % ausgeschöpft.

Die Umweltbelastung durch BHKW und Energieboxen ist im Nahbereich zwar größer als die von Heizkraftwerken mit Fernwärmenetzen, insgesamt gesehen jedoch geringer als bei der getrennten Erzeugung von Wärme und Strom. Weitere Emissionsverringerungen sind technisch und wirtschaftlich möglich.

Übersicht zur Schadstoffbelastung bei der Wärme- und Stromerzeugung

Eine Übersicht über die Emissionen verschiedener Wärmegewinnungssysteme bezogen auf die gelieferte Nutzwärme in g/kWh gibt die folgende Tabelle 11. R sind die um eine Gutschrift für den erzeugten Strom reduzierten Emissionen /38/.

	SO ₂	NO _x	CO	C _m H _n	Staub
Gasheizungskessel	0,09	0,17	0,14	0,058	0,01
Nachtstromspeicherofen	6,36	2,12	0,07	0,042	0,95
Wärmepumpe (elektr.-bivalent)	1,94	0,65	0,10	0,111	0,25
Heizkraftwerk mit Fernwärme	0,86	0,36	0,01	0,005	0,03
BHKW und Energiebox (Gasbetrieb)	0,08	2,48	1,02	0,817	0,01
	R:-2,53	1,61	0,99	0,800	-0,38

Tabelle 11: Schadstoffemissionen verschiedener Wärmegewinnungssysteme

Abkürzungsverzeichnis

- BHKW: Blockheizkraftwerk
- C: Grad Celsius
- el: elektrisch
- EVU: Elektrizitätsversorgungsunternehmen
- GW: Gigawatt (10⁹ Watt = 1 Mrd. Watt)
- h: Stunde
- HKW: Heizkraftwerk
- H_o: oberer Heizwert
- kV: Kilovolt
- kW: Kilowatt
- kWh: Kilowattstunde
- MW: Megawatt (10⁶ Watt = 1 Mio. Watt)
- Nm³: Normkubikmeter
- Pf: Pfennig
- q: relative Energie- oder Leistungseinheit
- SKE: Steinkohleneinheit
- th: thermisch
- TWh: Terawattstunde (10¹² Wh = 1 Mrd. kWh)
- W: Watt

Literatur

- 1 Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft, Statistik der Energiewirtschaft 1979/80
- 2 Stumpf, Grundsätze der Bewertung von Abwärme, VDI-Berichte Nr. 415, 1981
- 3 Maier/Gerken, Nutzung von Abwärme, VDI-Berichte Nr. 405, 1981, S. 49–58
- 4 Truß/Gaethke, Entwicklung von Niedrigtemperatur-Heizsystemen unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung, Bundesministerium für Forschung und Technologie-Forschungsbericht T 81–152, August 1981
- 5 Jochimsen/Rupp/Schwarz, Die Energiebox — eine energiesparende, wirtschaftliche und krisenfeste Wärme- und Elektrizitätsversorgung für Haushalt und Kleinverbrauch, Studie im Auftrag des hessischen Ministerpräsidenten, Wiesbaden 1978 (veröffentlicht in Karl Schneider [Hrsg.], Die Energiebox — Zwei Studien zu einem kontroversen Thema, Promotor-Verlag, Karlsruhe 1981)
- 6 Tandem-Kraft-Wärmepumpe bei Siemens, Heidenheim, gas-Zeitschrift für rationelle Energieanwendung, 1981, Heft 6, S. 361
- 7 Piller et al., VDI-Fortschrittsberichte, Reihe 6, Nr. 44 (1975), S. 38
- 8 Kollmann, Die räumliche Wärmebedarfsverteilung . . ., KFA-STE, Jül-Spez-65, Dez. 1979
- 9 Nitsch et al., Ausbau von Sekundärenergiesystemen in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahre 2000, AGF/ASA-Studie, Köln, Januar 1981
- 10 Bundesministerium für Forschung und Technologie, Gesamtstudie Fernwärme, Teil A.3, Abb. 3.5.2/1, Bonn 1977
- 11 Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft, Tätigkeitsbericht 1978/79
- 12 Rietschel/Raiß, Heiz- und Klimatechnik, 1. Bd. 15. Aufl., Abb. 653
- 13 Kraftwerk Union AG, Möglichkeiten und Grenzen der Ölsubstitution, 1980, Anhang Bild 31
- 14 VDEW, Die öffentliche Stromversorgung 1979, S. 11
- 15 Tröscher, Systemtechnische Methoden zur Untersuchung der Möglichkeiten zentraler und dezentraler Stromerzeugung unter besonderer Berücksichtigung der Energiespeicherung und der Kraft-Wärme-Kopplung, Dissertation GHS Essen, März 1979
- 16 Delhi, Technische und wirtschaftliche Möglichkeiten des Einsatzes von Blockheizkraftwerken, Studie, Energieversorgung Schwaben AG, Stuttgart 1978
- 17 Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (ASUE), Blockheizkraftwerke: Technik, Wirtschaftlichkeit und organisatorische Fragen, Vulkan-Verlag, Essen 1980
- 18 Energietechnik GmbH, Studie zur Technik und Wirtschaftlichkeit von Blockheizkraftwerken mit Verbrennungsmotoren und Gasturbinen, Forschungsbericht ET 5089 A des Bundesministeriums für Forschung und Technologie, Essen 1979
- 19 Sachverständigenrat für Umweltfragen, Sondergutachten Energie und Umwelt, März 1981
- 20 Buch, Ist die Entwicklung zu großer Leistungseinheiten im Kraftwerksbau berechtigt?, Energie 29 (1977), Heft 7, S. 198–204
- 21 Rittsteg, Die Kostenentwicklung und Preisbildung der Stromversorgung in den 80er Jahren, Elektrizitätswirtschaft 1981, Heft 17/18
- 22 Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft und Bundesverband der Deutschen Industrie, Grundsätze über die Intensivierung der stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit zwischen öffentlicher Elektrizitätsversorgung und industrieller Kraftwirtschaft vom 26.8.1977, VIK-Mitteilungen 1979, S. 71
- 23 Hein, Kraft-Wärme-Kopplung mit Verbrennungsmotoren, VDI-Berichte Nr. 392, 1981
- 24 Schmitt/Junk, Kostenvergleich der Stromerzeugung auf der Basis von Kernenergie und Steinkohle, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Nr. 2/1981, S. 77–86
- 25 Hein, Stadtwerke Heidenheim AG, persönliche Mitteilung
- 26 Stumpf, Wibera AG, persönliche Mitteilung
- 27 Gälweiler, Unternehmensplanung, Herder & Herder, 1974, S. 243
- 28 Pischinger, Motorentchnik im Blockheizkraftwerk, Seminar der VDI-Gesellschaft Energietechnik 14./15.2.1979, VDI-Bildungswerk, BW 3986, S. 6
- 29 Nitsch, DFVLR Stuttgart, persönliche Mitteilung, basierend auf einer Auswertung der Gebiete M 2 und M 3 von /13/
- 30 Rostek/Vossen, Energiekosten im Griff: Dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung — Voraussetzung für Systemvergleiche, Energie, Jg. 33, Nr. 4, April 1981, S. 74–77
- 31 Grebe, Frech, Großmann, Reinmuth, Dynamische Wirtschaftlichkeitsberechnung — eine unentbehrliche Entscheidungshilfe, Heizung-Lüftung-Klimatechnik-Haustechnik, 33 (1982), Nr. 1, S. 33–39
- 32 Klätte, Probleme und Perspektiven in der Stromversorgung, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 81 (1982), Heft 4, S. 89–93
- 33 Czerniejewicz, Ruhrgas AG, persönliche Mitteilung
- 34 İnden, Mikrobielle Methanerzeugung aus Biomasse durch anaerobe Fermentation im technischen Maßstab, Systemanalyse und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung — KFA Jülich, Bericht 1463, 1977
- 35 Bundesministerium für Forschung und Technologie, Studie des Battelle-Instituts: Wärmepumpen für Heizung, Kühlung . . ., Juli 1979, S. 28
- 36 Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundesimmissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft) vom 28.8.1974, GMBI. Nr. 24, S. 426
- 37 Oels, NO_x aus dem Zylinder, Energie, Jg. 32, Nr. 12, Dezember 1980, S. 468–472
- 38 Orth, Niedertemperatur-Wärmeversorgung . . ., KFA-STE, Jül-Spez-65, Dez. 1979,

- S. 141
- 39 Hamerak, Elektrische Verbundwirtschaft/Regelungstechnische Aufgaben, Technische Rundschau, 31.3., 5.5., 19.5., 23.6.1981
- 40 Schellstede, Leistungs-Frequenzregelung mit wirtschaftlich optimaler Lastaufteilung, Elektrotechnische Zeitschrift-a, Bd. 99 (1978), S. 416-421
- 41 Zimmermann, Auswirkungen der Regeleigenschaften auf den Netzbetrieb, Elektrotechnische Zeitschrift-a, Bd. 99 (1978), S. 410-415
- 42 Näser/Schmelzer, Die Problematik der Frequenzregelung im Inselnetz, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 77 (1978), S. 250-254
- 43 Quensel, Parallelbetrieb von Eigenstromerzeugungsanlagen mit dem Netz, Technische Rundschau, Bern, Nr. 40, 1980
- 44 VDEW, Stellungnahme zu Fragen der technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten des Einsatzes von Blockheizkraftwerken, Frankfurt, März 1979
- 45 VDEW, Stellungnahme zu Fragen der technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten des Einsatzes von Haushalts-Energieerzeugungsanlagen (Energieboxen), Elektrizitätswirtschaft, Jg. 79 (1980), S. 762-765
- 46 Schreiber, Grenzen und Ausichten der Rundsteuerung, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 80 (1981), S. 636-644
- 47 Grimm, Informationstechnik aus der Steckdose, Elektrotechnische Zeitschrift-a, Bd. 101 (1980), S. 230-234
- 48 Ebbinghaus / Küster / Verse, Stromverbrauch-Meßtechnik und Tarifstruktur-Möglichkeiten der Mikroelektronik, Brennstoff-Wärme-Kraft, Nr. 33 (1981), S. 303-312
- 49 Klingenberg, Elektrische Großwirtschaft unter staatlicher Mitwirkung, Elektrotechnische Zeitschrift, Bd. 37 (1916), S. 297 ff. sowie S. 714 ff.
- 50 Büdenbender, Zur Notwendigkeit geschlossener Versorgungsgebiete in der leitungsgebundenen Versorgungswirtschaft, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 12, Dezember 1978, S. 735-743
- 51 Klätte, Mehr Wettbewerb in der Elektrizitätsversorgung durch Aufhebung der Demarkationen und Verpflichtung zur Durchleitung - geht das oder führt das im ersten Schritt zum Verlust der Versorgungssicherheit und im zweiten Schritt zur Verstaatlichung?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 3, März 1979, S. 131-134
- 52 Michaelis, Der Streit um den Ordnungsrahmen für die leitungsgebundene Energieversorgung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 29. Jg. (1979), Heft 1, S. 24-37
- 53 Eckardt/Priewe, Die Gigawatt-Giganten, natur 1981, Heft 8, S. 89-95
- 54 Ewart, Whys and wherefores of power system blackouts, IEEE spectrum, April 1978, S. 36-41
- 55 Santoni, New Yorks Blackout: Too many questions, not enough answers, Electronic design 17 (1977), 16. August, S. 28-30
- 56 Sugarman, New York City's blackout: a \$ 350 million drain, IEEE spectrum, November 1978, S. 44-46
- 57 Handelsblatt, Stromleitung gesprengt, Nr. 81, vom 28. 4. 81, S.1
- 58 Stern, Späthe Stunde, Nr. 17 vom 15. 4. 81, S. 3
- 59 Comptroller General of the U.S., Report to the Congress: Federal Electrical Emergency Preparedness is Inadequate, U.S. General Accounting Office, May 12, 1981
- 60 Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEltV) vom 21. 6. 1979, BGBl. I, S. 684-692
- 61 Stumpf, Die Anpassung der Kraftwerksbauprogramme an die Erfordernisse wirtschaftlicher Fernwärmebeschaffung, in: Alternativen der Energiepolitik, Stimmen aus Energiewirtschaft, Wissenschaft und Politik, Technischer Verlag Resch KG, München 1978, S. 144-159
- 62 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung vom 24. 9. 1980, BGBl. I, S. 1761
- 63 Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft vom 13. 12. 1935, zuletzt geändert am 19. 12. 1977, BGBl. I, S. 2750
- 64 Fünfte Verordnung zur Durchführung des Gesetzes zur Förderung der Energiewirtschaft vom 21.10.1940, BGBl. III 1963, Folge 69, S. 82
- 65 Emmerich, Die Neuregelung der AVB (Allgemeinen Versorgungsbedingungen), Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 2, 1980, S. 110-123, insbesondere S. 119
- 66 Schwaiger, Zum Kontrahierungszwang bei der Industrie-stromeinspeisung, Technischer Verlag Resch KG, 1974
- 67 Marguerre, Denkschrift »Verbrauchsorientierte Stromerzeugung« des Verbands kommunaler Unternehmen (VKU) und der Arbeitsgemeinschaft der regionalen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (ARE), Dezember 1951
- 68 Gröner, Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft, Nomos Verlagsgesellschaft, 1975
- 69 Friedrich, Staat und Energiewirtschaft: Der Weg zum Energiewirtschaftsgesetz, Berlin 1936
- 70 Verordnung über allgemeine Tarife für die Versorgung mit Elektrizität (Bundestarifordnung Elektrizität vom 26. 11. 1971), BGBl. I, S. 1865
- 71 Schweppe, Power Systems »2000«: hierarchical control strategics, IEEE spectrum, July 1978, S. 42-47
- 72 Rößner, Kostenträgerrechnung in einem regionalen Elektrizitätsverteilungsunternehmen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 32. Jg. (1982), Heft 4, S. 300-314
- 73 Fagenbaum, Cogeneration: an energy saver, IEEE spectrum, August 1980, S. 30-34
- 74 Plugging Cogenerators into the Grid, EPRI Journal July/August 1981, S. 6-14
- 75 Morris and Plunkett, Facing the Grid: PURPA 210, from: Rodale's New Shelter, May/June 1981, S. 54-58
- 76 Gesetz über die weitere Sicherung des Einsatzes von Gemeinschaftskohle in der Elektrizitätswirtschaft (Drittes Verstromungsgesetz) in der Fassung vom 17. 11. 1980, BGBl. I, S. 2137
- 77 Programm für Zukunftsin-

- vestitionen 1977–1980 (873 Mio. DM) und Nachfolgeprogramm 1981–1985 (1200 Mio. DM)
- 78 Cwienk, Systeminterne Verrechnungsmodalitäten zwischen EVU der Verbund-, Regional- und Lokalstufe, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 32. Jg. (1982), Heft 1, S. 56–77
- 79 Ensuring Power System Stability, *EPRJ Journal*, November 1982, S. 6–13
- 80 Berliner Kraft- und Licht (Bewag)-Aktiengesellschaft, Erprobung der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung mit Verbrennungskraftmaschinen (Zwischenbericht Oktober 1981)
- 81 Dehli/Huber, Betriebswirtschaftliche und energiewirtschaftliche Bewertung von BHKW-Kleinaggregaten zur dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung, *Brennstoff-Wärme-Kraft* 34 (1982), Nr. 12, Dezember S. 520–527
- 82 Schwarz, Kommentar zu den Energiebox-Untersuchungen von BEWAG und EVS, *Sonnenenergie & Wärmepumpe*, Heft 5/6 (1982), S. 27–28