

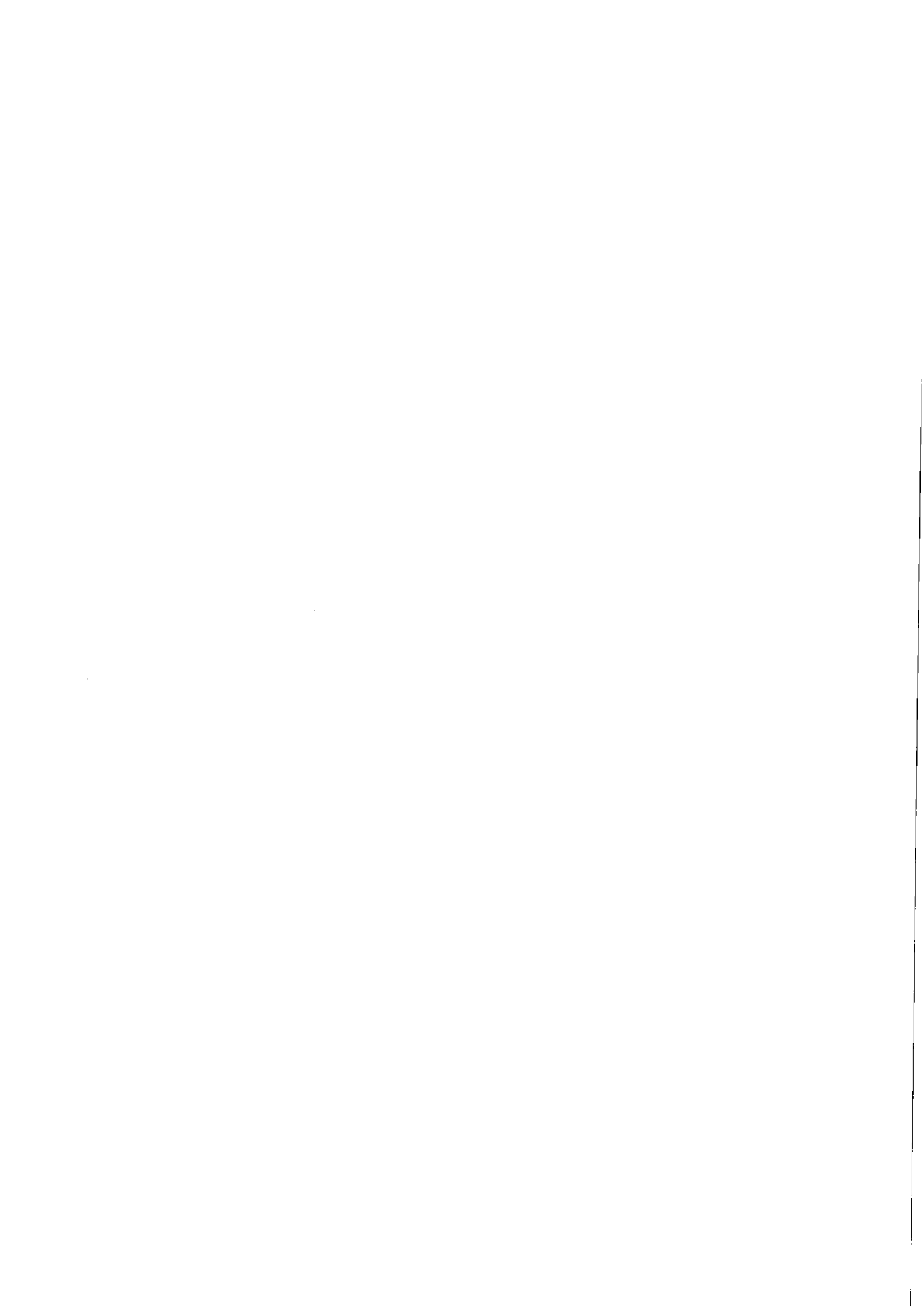


KfK 2978/I  
August 1980

# Optimierung des Energieversorgungssystems von Baden-Württemberg bei mehrfacher Zielsetzung

B. Fürniß, V. Schulz, H. Stehfest  
Abteilung für Angewandte Systemanalyse

Kernforschungszentrum Karlsruhe



KERNFORSCHUNGSZENTRUM KARLSRUHE  
Abteilung für Angewandte Systemanalyse

KfK 2978/I

Optimierung des Energieversorgungssystems  
von Baden-Württemberg bei mehrfacher Zielsetzung

B. Fürniß  
V. Schulz  
H. Stehfest

An der Studie, über die hier berichtet wird, haben die Herren P. Fiala,  
Ökonomische Hochschule Prag, und D. Hoch, z.Z. Queen's University,  
Kingston, Canada, zeitweise mitgearbeitet.

Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe

Als Manuskript vervielfältigt  
Für diesen Bericht behalten wir uns alle Rechte vor

Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH  
ISSN 0303-4003

## Optimierung des Energieversorgungssystems von Baden-Württemberg bei mehrfacher Zielsetzung

### Zusammenfassung

Es wird ein Modell für die Optimierung eines regionalen Energieversorgungssystems vorgestellt und auf das Bundesland Baden-Württemberg angewendet. Die technisch möglichen Kombinationen von Energieumwandlungsprozessen werden durch ein System von linearen Restriktionen beschrieben. Die verwendeten Zielfunktionen reichen von einfachen, linearen Kostenfunktionen bis zu nichtlinearen, mehrdimensionalen Nutzenfunktionen, die die subjektiven Präferenzordnungen über den verschiedenen Konsequenzen energiepolitischer Entscheidungen quantifizieren und durch Befragung bestimmt wurden.

Die Ergebnisse zeigen bei allen untersuchten Zielsetzungen eine dominierende Rolle der Kernenergie bei der Stromerzeugung. Daneben erscheinen bei der kostenoptimalen Lösung Braunkohle und Erdgas, während in den nutzenoptimalen Steinkohle und Erdgas auftreten. Gravierende Unterschiede zwischen Kosten- und Nutzenoptimum ergeben sich bei der Deckung des Bedarfs für Niedertemperaturwärme. Hier ist vor allem ein erheblich stärkerer Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung in den nutzenoptimalen Lösungen zu erwähnen. Neben der Fernwärme erweist sich in allen Fällen die Gaswärmepumpe als interessante Option für die Niedertemperaturwärme, während die Heizsysteme auf Elektrizitätsbasis wenig attraktiv erscheinen. Die Diskussion einzelner Modellösungen wird vervollständigt durch zahlreiche Sensitivitätsanalysen. Im Detail wurde die Verträglichkeit zwischen den Zielkriterien "Importunabhängigkeit", "Gesamtwirkungsgrad" und "Kosten" untersucht. Es zeigte sich, daß in der Nähe des Kostenminimums die Zielkonflikte relativ schwach sind, d.h. um ein Zielkriterium zu verbessern, hat man von den jeweils anderen beiden Kriterien nur wenig aufzugeben.

### Optimization of the Energy Supply System of Baden-Württemberg with Multiple Objectives

#### Summary

An optimization model for regional energy supply is presented and applied to the federal state of Baden-Württemberg (Federal Republic of Germany). A set of linear constraints describes the technologically feasible combinations of energy conversion processes. The objective functions used range from simple, linear cost functions to nonlinear, multi-attribute utility functions. The latter quantify the subjective preferences over the various consequences of energy policies, and have been determined through interrogation.

For all objective functions used the main primary energy source for electricity generation is nuclear energy. Minor contributions come from lignite and natural gas in case of cost optimization, and from coal and natural gas in case of utility maximizations. Large differences between cost and utility optimization occur for low temperature heat supply, the main one being the significantly higher proportion of combined cycle district heating in case of utility maximization. In all cases, gas-driven heat pumps appear to be the most favorable option for low temperature heat supply besides district heating, while electricity-based heating systems turn out not to be very attractive. The discussion of singular model solutions is supplemented by numerous sensitivity analyses. The trade-offs between the major objectives "high independence from imports", "high energy efficiency" and "low costs" are investigated in fairly great detail. A general result is that in the vicinity of the cost minimum the objectives are not very conflicting in the sense that improvement of one objective has to be paid for with only minor deteriorations of the other two.

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1. Methodische Grundlagen	1
2. Die berücksichtigten Energieversorgungsoptionen	14
3. Die Zielkriterien	38
4. Schätzung der Nutzenfunktionen	55
5. Struktur der kostenoptimalen Lösung und Sensitivitätsanalysen	63
6. Ergebnisse bei mehrfacher Zielsetzung	78
7. Literaturverzeichnis	93

Verzeichnis der Abbildungen

	<u>Seite</u>
Abb. 1.1: Schematische Repräsentation eines Energieversorgungssystems	5
Abb. 2.1: Veranschaulichung der Struktur des regionalen Energieversorgungssystems	15
Abb. 2.2: Schema der Kraft-Wärme-Kopplung	19
Abb. 2.3: Zulässige Elektrizitäts- und Heizwärmeleistungen bei der Kraft-Wärme-Kopplung	21
Abb. 2.4: Verteilungsfunktion für die Elektrizitätsnachfrage mit Approximation durch eine Treppenfunktion	23
Abb. 2.5: Verteilungsfunktion für die Nachfrage nach Niedertemperaturwärme mit Approximation durch eine Treppenfunktion	24
Abb. 2.6: Angenommene Tag-Nacht-Übergänge zwischen den Lastsituationen für die kombinierte Nachfrage nach Niedertemperaturwärme und Elektrizität	27
Abb. 2.7: Aufteilung der Niedertemperaturwärmefrage auf die wesentlichen Anwendungsgebiete sowie Darstellung des Einflusses der Gebäudeisolierung	31
Abb. 2.8: Mögliche Kombinationen von Umwandlungsoptionen bei der Niedertemperaturwärmeversorgung	34

	<u>Seite</u>
Abb. 2.9: Schematische Darstellung der Fernwärmeverteilung von einer Großstadt über die umliegenden Mittelstädte zu den Landgemeinden	37
Abb. 3.1: Ziele und Attribute für das Energieversorgungsmodell Baden-Württemberg	40
Abb. 3.2: Berechnungsschema für die Immissionskonzentrationen	44
Abb. 3.3: Veranschaulichung des Vielfältigkeitsindex	52
Abb. 4.1: Darstellung der präferenzunabhängigen Attributpakete bzw. -unterpakete für eine ausgewählte Nutzenfunktion	60
Abb. 5.1: Nutzenergiebedarfsdeckung bei der kostenoptimalen Lösung	66
Abb. 5.2: Struktur der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung bei der kostenoptimalen Lösung	67
Abb. 5.3: Unterschiede in der Bedarfsdeckungsstruktur der kostenoptimalen Lösung bei unterschiedlichen Kosten für Isoliermaßnahmen	74
Abb. 5.4: Kostenoptimale Fernwärmeversorgung für Baden-Württemberg in Abhängigkeit von Erdöl- und Erdgaspreis	77
Abb. 6.1: Nutzenergiebedarfsdeckung bei Maximierung der Nutzenfunktion $N_1$	79



	<u>Seite</u>
Abb. 6.2: Struktur der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung bei Maximierung der Nutzenfunktion $N_1$	80
Abb. 6.3: Nutzenergiebedarfsdeckung bei Maximierung der Nutzenfunktion $N_2$	81
Abb. 6.4: Struktur der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung bei Maximierung der Nutzenfunktion $N_2$	82
Abb. 6.5: Nutzenergiebedarfsdeckung bei Maximierung der Nutzenfunktion $N_3$	83
Abb. 6.6: Struktur der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung bei Maximierung der Nutzenfunktion $N_3$	84
Abb. 6.7: Attributprofile der kostenoptimalen Lösung und der nutzenoptimalen Lösungen	86
Abb. 6.8: Nutzenprofil der kostenoptimalen Lösung im Vergleich zum Maximum der Nutzenfunktion $N_1$	88
Abb. 6.9: Paretooptimale Fläche für die Zielgrößen Importunabhängigkeit, Gesamtwirkungsgrad und Gesamtkosten	91

## 1. Methodische Grundlagen

Die Energiepolitik ist heute einer der wichtigsten Politikbereiche. Dies rührt her von der Rolle der Energie als Motor der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung und neuerdings auch von Versorgungsschwierigkeiten bei Energierohstoffen. Dementsprechend groß ist die Zahl der Versuche, Instrumente zu schaffen, mit denen energiepolitische Entscheidungen rational durchdrungen und damit effizienter gemacht werden sollen. Einen wichtigen Platz nehmen hierbei die energiewirtschaftlichen Modelle ein, deren Spektrum von einfachen Regressionsrechnungen über Simulations- (Foell (1974), Friedrich et al. (1977), Kononov (1977)) und Input-Output-Modelle (Hudson und Jorgenson (1974), Conrad (1976), Friede (1976)) bis zu Optimierungsmodellen (Hoffman (1972), Finon (1974), Marcuse et al. (1975)) reicht, s.a. Charpentier (1974), Charpentier (1975), Beaujean und Charpentier (1976), Schmitz und Voss (1980).

Alle diese Modelle haben mindestens einen der folgenden Nachteile:

- a) Das Energieversorgungssystem wird nur unter Kostengesichtspunkten betrachtet. Dies gilt besonders für die Optimierungsmodelle, bei denen die zu minimierende Zielfunktion einfach durch die Kosten gegeben wird. In der Praxis spielen jedoch bei energiepolitischen Entscheidungen neben den Kosten auch andere Aspekte eine wichtige Rolle, beispielsweise Umweltbelastungen oder Importabhängigkeit. In manchen Optimierungsmodellen erscheinen zwar nichtmonetäre Zielkriterien in den Restriktionen (z.B. obere Grenzen für Schadstoffemissionen), aber das Abwägen verschiedener Zielkriterien durch systematische Variation dieser Restriktionen ist ein sehr mühsamer Prozeß.
- b) Fragen der regionalen Energieversorgung lassen sich nicht untersuchen. Meist wird ein völlig homogener, großer Wirtschaftsraum vorausgesetzt, für den Import und Export von Endenergie unbedeutend sind. Wichtige energiepolitische Entscheidungen werden jedoch auch auf regionaler Ebene gefällt (bei uns etwa auf Länderebene, s. z.B. Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr des Landes Baden-Württemberg (1975)). Ferner lassen sich gewisse Aspekte der Energie-

versorgung, wie Standortvorteile beim Primärenergieträgertransport oder bei den Auswirkungen von Schadstoffemissionen, nur dann erfassen, wenn man nach Regionen differenziert.

- c) Schließlich sind viele Modelle zu unübersichtlich, als daß sie energiepolitischen Entscheidungsträgern behilflich sein könnten. Insbesondere ist oft nicht klar erkennbar, an welchen Stellen subjektive Wertungen eingehen, so daß der politische Wille des Entscheidungsträgers nicht adäquat im Modell berücksichtigt werden kann. Dieser Mangel zeigt sich besonders bei Modellen, mit denen langfristige, zukünftige Entwicklungen analysiert werden, für die also Annahmen über die zukünftige Wirtschaftsentwicklung und über die Entwicklung der Lebensgewohnheiten gemacht werden müssen.

Aus diesen drei Nachteilen ergibt sich die Konzeption des Energiemodells, das im folgenden beschrieben wird: Es sollte ein überschaubares Instrument für die regionale Energiepolitik entwickelt werden, das es gestattet, in übersichtlicher Weise auch nichtmonetäre Beurteilungskriterien zu berücksichtigen.

Um die Überschaubarkeit des Modells zu gewährleisten, werden folgende Vereinfachungen zugrunde gelegt:

- Das Energieversorgungssystem wird als statisches (d.h. zeitlich unveränderliches) System beschrieben.
- Nur die wesentlichen Nachfragekategorien und Umwandlungsoptionen werden berücksichtigt.
- Rückwirkungen der Kosten (und anderer Zielerreichungsgrade) auf die Nachfrage nach Endenergie werden vernachlässigt.

Als Rechtfertigung für diese Vereinfachungen läßt sich anführen (s. auch Hanssmann (1976), Trenkler (1979)):

- Es existiert im marktwirtschaftlichen System keine Institution, die bestimmte Zubauraten für alle Bereiche der Energieversorgung gewährleisten kann. Für die Adressaten dieses Modells, nämlich die energiepolitischen Entscheidungsträger auf Landesebene, ist lediglich die Richtung interessant, in welche das Energieversorgungssystem mithilfe von Abgaben, Subventionen und ähnlichen Instrumenten gelenkt werden soll. Für die Beantwortung dieser Frage ist ein statisches Modell ausreichend. (Ein dynamisches Modell wäre wesentlich aufwendiger.)
- Zukünftige Entwicklungen sind mit großen Unsicherheiten behaftet, z.B. die Entwicklung des Rohölpreises. Fehlverhalten ist daher mit größerer Wahrscheinlichkeit aufgrund des mangelnden Informationsstandes zu erwarten als dadurch, daß die Rückwirkung der Zielerreichungsgrade auf den Bedarf vernachlässigt wird.
- Es ist häufig möglich, Fragen, die die Dynamik des Systems betreffen, durch Abänderung von Eingabegrößen näherungsweise zu erfassen. Bei Berücksichtigung der jeweils bestehenden Anlagen kann man auch dynamische Probleme in guter Näherung als Folge mehrerer statischer Probleme lösen.

Das im folgenden beschriebene Modell bestimmt also die "optimale" Kombination von Energieumwandlungen zu extern vorgegebener, zeitlich konstanter Nutzenergienachfrage. Die Bedeutung des Attributs "optimal" wird dabei noch zu präzisieren sein; es sei jedoch schon hier gesagt, daß in der Flexibilität hinsichtlich der zu verwirklichenden Zielvorstellungen ein Hauptvorteil des Modells gesehen wird. Ebenso ist der Begriff "Nutzenergienachfrage" noch zu konkretisieren. Er wird ziemlich pragmatisch gehandhabt: Abweichend vom üblichen Sprachgebrauch wird der Nutzenergiebedarf jeweils da angesetzt, von wo an in der von der Primärenergie ausgehenden Folge von Energieumwandlungen keine Substitutionsmöglichkeit durch andere Umwandlungsprozesse mehr betrachtet wird. Bei der Konkretisierung des Modells wird immer auf die Gegebenheiten von Baden-Württemberg Bezug genommen. Eine Übertragung auf andere Regionen ist aber relativ leicht möglich durch Abänderung einiger weniger Eingabegrößen.

### Beschreibung der technischen Möglichkeiten

Die möglichen Energieumwandlungsprozesse zur Deckung eines bestimmten Nutzenergiebedarfs lassen sich darstellen als sog. gerichteter Graph, wie er beispielhaft in Abb. 1.1 wiedergegeben ist. Die Rechtecke entsprechen den Primär-, Sekundär- und Nutzenergiekategorien, die Verbindungslinien den Umwandlungsprozessen (zu denen auch Transportvorgänge gerechnet werden). Zwischen zwei Energiekategorien können i.a. mehrere Umwandlungsprozesse geschaltet werden, wie es Abb. 1.1 für das Paar ( $S_2$ ,  $D_2$ ) zeigt. Das Rechteck  $S_1$  in der Abbildung entspricht einem Sekundärenergiespeicher. In manchen Fällen kann es sinnvoll sein, auf die Betrachtung einer Sekundärenergiestufe zu verzichten, was durch den direkten Übergang von  $P_3$  nach  $D_3$  in Abb. 1.1 symbolisiert wird. (Wegen der Konkretisierung des Schemas in Abb. 1.1 siehe Abb. 2.1.)

Das qualitative Modell, das Abb. 1.1 darstellt, wird in ein quantitatives überführt, indem zunächst zu jedem Umwandlungsprozeß Variable  $c_{ik}$  und  $x_{ik}$  definiert werden, die die installierten Kapazitäten bzw. die durch diese Kapazitäten gehenden jährlichen Energieflüsse darstellen. Dabei sind die Indizes  $i$  und  $k$  jeweils aus einer der Indexmengen PI, SI und DI, durch die die Primär-, Sekundär- bzw. Nutzenergiekategorien gekennzeichnet werden. Die Kapazitätsvariablen  $c_{ik}$  stellen per definitionem Abgabeleistungen dar, während die Flußvariablen  $x_{ik}$  die eingesetzten Energiemengen bedeuten, also die Umwandlungsverluste enthalten. Oft ist die jährliche Auslastung einer Kapazität fest vorgegeben. Es ist offensichtlich, daß in diesem Falle der Umwandlungsprozeß durch eine einzige Variable sich bereits vollständig charakterisieren ließe. Der Übersichtlichkeit und der Flexibilität wegen werden jedoch in den meisten Fällen Kapazitäts- und Flußvariable eingeführt. Allerdings wird zu Energieflüssen, die durch eine einzige Installation laufen, auch nur eine Kapazitätsvariable definiert.

Zwischen den so definierten Variablen lassen sich Beziehungen in Form von Gleichungen oder Ungleichungen aufstellen, die technischen Restriktionen bei den Energieumwandlungen entsprechen. Sie ergeben sich meist zwanglos

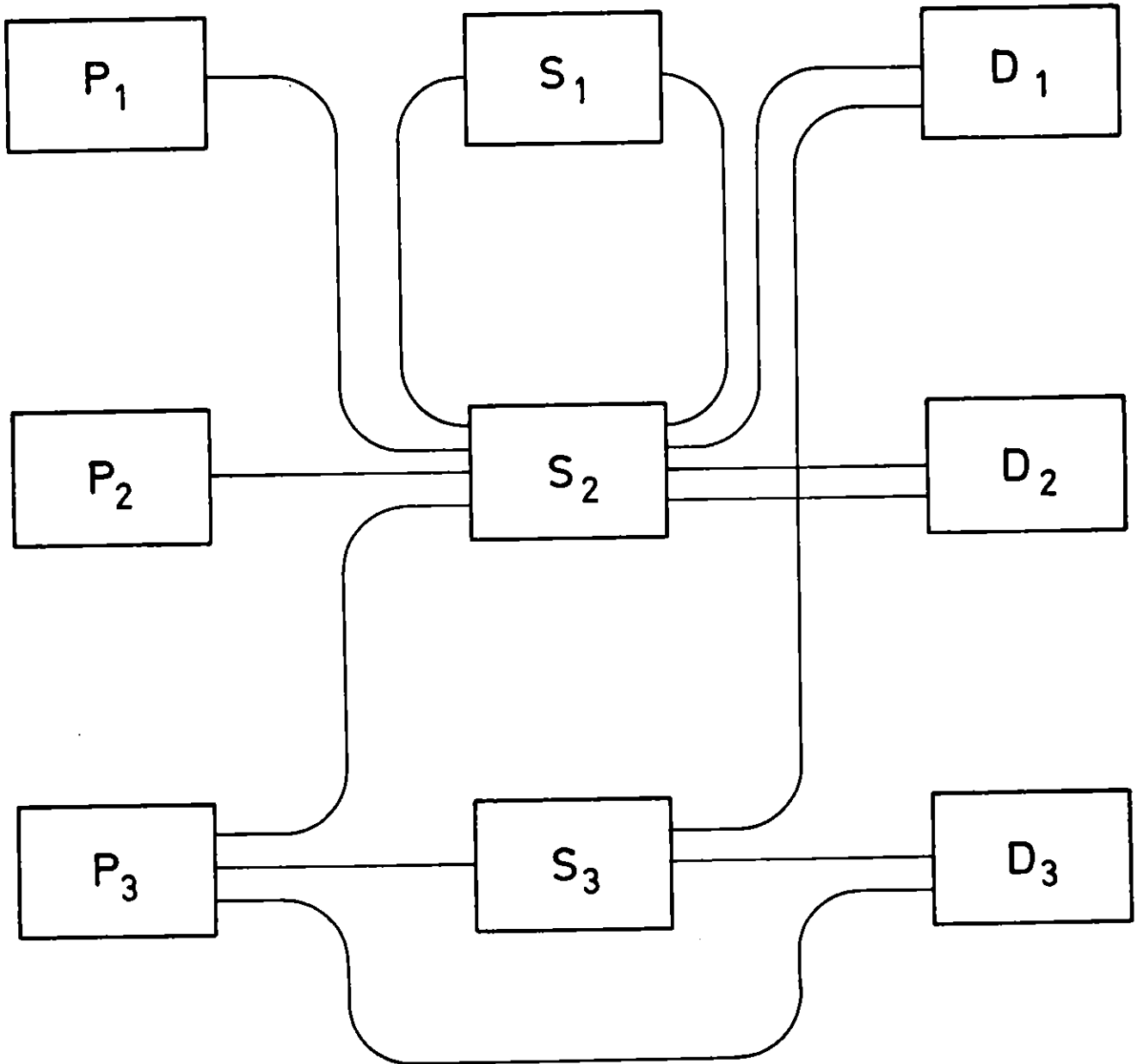


Abb. 1.1: Schematische Repräsentation eines Energieversorgungssystems.  
(Die Buchstaben P, S, D stehen für Primär-, Sekundär- und Nutzenergie.)

als lineare Restriktionen. Da wo dies nicht ohne weiteres der Fall ist, werden sie durch lineare Restriktionen approximiert, weil für Optimierungsprobleme mit linearen Restriktionen besonders effiziente Algorithmen existieren. Beispiele für derartige technische Restriktionen sind (die  $\alpha_i$  sind Parameter):

- Nachfragebefriedigung:

$$\sum_i \alpha_i x_{ik} \geq D_k \quad i \in SI \quad (1.1)$$

d.h. die Summe der an die k-te Nutzenergiekategorie gelieferten, mit ihrem Nutzungswirkungsgrad gewichteten Energiemengen muß zur Bedarfsdeckung ausreichen.

- Sekundärenergiebilanz:

$$\sum_i \alpha_i x_{ik} \geq \sum_l x_{kl} \quad i \in PI, l \in DI \quad (1.2)$$

d.h. die Summe der mit ihrem Wirkungsgrad gewichteten Flüsse zur k-ten Sekundärenergieform muß mindestens so groß sein wie die Lieferungen dieser Sekundärenergieform an alle Nachfragekategorien.

- Mengenverhältnis bei Kuppelprodukten:

$$x_{ik} - \alpha_1 x_{i1} \geq 0 \quad \text{und} \quad x_{ik} - \alpha_2 x_{i1} \leq 0 \quad (1.3)$$

d.h. die Energiemengen  $x_{ik}$  und  $x_{i1}$  werden in einem Verhältnis erzeugt, das zwischen  $\alpha_1$  und  $\alpha_2$  schwanken kann.

- Nichtnegativität der Variablen.

Die Gesamtheit der Restriktionen definiert über den Variablen  $x_{jk}$ ,  $c_{jk}$  den sog. zulässigen Bereich, d.h. die Gesamtheit der technisch möglichen Kombinationen von Energieumwandlungsprozessen, die zur Deckung der Nachfrage geeignet sind. Er ist wegen der Linearität der Restriktionen konvex und läßt sich vektoriell schreiben in der Form

$$A y \leq b \quad y \geq 0 \quad (1.4)$$

mit  $y = [x^T \ c^T]^T$ , wobei  $x$  und  $c$  die Vektoren aus allen Fluß- bzw. Kapazitätsvariablen darstellen. Mit Hilfe einer über dem Zulässigkeitsbereich definierten Zielfunktion kann man mit einem Optimierungsverfahren eine Kombination von Umwandlungsprozessen ermitteln, die gewissen Zielvorstellungen möglichst nahekommt (s.u.).

Die Zahl der Variablen und Restriktionen, die die möglichen Optionen für das Energieversorgungssystem definieren, ist nicht eindeutig bestimmt, selbst wenn die zu betrachtenden Umwandlungsprozesse einmal festgelegt sind. Man könnte z.B. in dem Modell, dessen Struktur Abb. 1.1 zeigt, die Sekundärenergiekategorien herauslassen und die Variablen direkt zwischen Primär- und Endenergiekategorien definieren. Die Zahl der Variablen nimmt dabei im allgemeinen zu, dafür nimmt die Zahl der Nebenbedingungen ab, weil die Nebenbedingungen der Art (1.2) entfallen. Da der Rechenaufwand für ein Optimierungsproblem sowohl mit der Zahl der Variablen als auch mit der Zahl der Nebenbedingungen positiv korreliert ist, läßt sich im voraus nur schwer sagen, wie sich das Weglassen der Zwischenenergiekategorien auf den Rechenaufwand auswirkt. Da das Schema der Abb. 1.1 übersichtlicher sein dürfte als das ohne Sekundärenergien, wurde es dem Optimierungsmodell zugrundegelegt, ohne der Frage nachzugehen, ob es im Hinblick auf den Rechenaufwand das effizienteste ist.

### Zielfunktionen

Zu jeder möglichen Energieversorgungsstrategie, die durch einen zulässigen Wert von  $y = [x^T \ c^T]^T$  charakterisiert ist, gehören bestimmte Konsequenzen, die maßgebend für die Beurteilung dieser Strategie z.B. in der energiepolitischen Diskussion sind. Solche Konsequenzen sind etwa die Kosten der Energieversorgung oder die Beeinträchtigung der Umweltqualität. Entsprechend den eingangs genannten Anforderungen an das Modell sollte es möglich sein, diese unterschiedlichen Konsequenzen und ihre Bewertung zu berücksichtigen.



Zu diesem Zweck sind zunächst Zielkriterien (auch Attribute genannt) als Funktionen der Entscheidungsvariablen  $x_{ik}$ ,  $c_{ik}$  zu definieren, durch die die Konsequenzen charakterisiert werden. Die Attribute messen also, inwieweit die energiepolitischen Ziele bei einer bestimmten Energieversorgungsstrategie erreicht werden. Ihre Auswahl ist im Prinzip subjektiv bedingt (s. Schulz und Stehfest (1980), Hoch et al. (1980)): Konsequenzen, die jemand als gravierend empfindet, könnten von einer anderen Person für nicht betrachtenswert gehalten werden. Außerdem ist es oft eine Ermessensfrage, welche Größe zur Charakterisierung einer Konsequenz (oder eines Konsequenzenbündels) herangezogen wird. So kann man beispielsweise die Gesundheitsschäden infolge einer Schadstoffemission durch die Krankheitstage oder durch die Immissionskonzentration kennzeichnen (s. Kap. 3). Im großen und ganzen haben jedoch die Attribute ein wesentlich höheres Maß an intersubjektiver Verbindlichkeit als deren Bewertung.

Wie in Kap. 3 gezeigt wird, lassen sich die Attribute als lineare Funktionen der Entscheidungsvariablen ausdrücken. Wenn sie so definiert werden, daß Ihre Minimierung wünschenswert ist (was immer möglich ist), ist also die Aufgabe eines energiepolitischen Entscheidungsträgers ein lineares Vektorminimierungsproblem (s. z.B. Fiala und Stehfest (1979)):

$$\min z$$

mit

$$z = C y \tag{1.5}$$

$$A y \leq b \qquad y \geq 0 \tag{1.4}$$

Es läßt sich nicht allgemeinverbindlich lösen, weil beim Abwägen der Zielvektorkomponenten  $z_i$  subjektive Wertvorstellungen eine Rolle spielen. Der Beitrag des Modells zur energiepolitischen Entscheidungsfindung ist daher im wesentlichen auf folgende beide Möglichkeiten beschränkt (s.a. Fiala und Stehfest (1979)): Einmal kann man Lösungen bestimmen, die bezüglich der Wertvorstellungen von Individuen optimal sind. Zum anderen kann man mit dem Modell eine Reihe von repräsentativen Einzelproblemen lösen, und dann versuchen, anhand der Lösungen einen energiepolitischen Kompromiß zu finden. Ein typisches Beispiel für derartige repräsentative

Einzelprobleme ist die Minimierung von Einzelzielen bei unterschiedlichen Mindestanforderungen an die anderen Ziele. Die Lösungen solcher Probleme sind paretooptimal, d.h. man kann den Erreichungsgrad für kein Ziel verbessern, ohne zugleich den Erreichungsgrad für mindestens ein anderes Ziel zu verschlechtern. Von besonderem Interesse ist hierbei natürlich die Kostenminimierung, weil die Kosten das klassische Effizienzkriterium für energiewirtschaftliche Maßnahmen sind. In jedem Fall erhält man bei der Einzelzieloptimierung (mit oder ohne Mindestanforderungen an die anderen Ziele) ein lineares Optimierungsproblem, das sich mit existierenden, sehr effizienten Rechenprogrammen selbst bei großer Dimension von  $y$  leicht lösen läßt.

Will man andererseits zulässige Lösungen finden, die bezüglich individueller Wertvorstellungen optimal sind, gibt es eine ganze Reihe von möglichen Vorgehensweisen. Bei der hier gewählten (s. Fiala und Stehfest (1979)) wird die Präferenzstruktur, die dem Abwägen zwischen den Zielkriterien zugrunde liegt, direkt in eine skalare Zielfunktion über dem Attributraum abgebildet. Diese sog. Nutzenfunktion, deren Existenz und Eindeutigkeit bis auf positive lineare Transformationen unter sehr allgemeinen Bedingungen bewiesen werden kann, gibt die Präferenzbeziehungen zwischen den Punkten des Attributraumes wieder, und im Falle von Unsicherheit ist der Erwartungswert der Nutzenfunktion maßgebend für die Entscheidung (Keeney und Raiffa (1976)). Um Eindeutigkeit zu erhalten, wird als Wertebereich i.a. das Intervall  $[0,1]$  gewählt. Eine derartige Nutzenfunktion kann natürlich nur durch Befragen des betreffenden Individuums ermittelt werden.

Wenn hinsichtlich der Attributwerte für die verschiedenen Alternativen keine Unsicherheit besteht, genügt für die Auswahl der Alternativen auch eine sog. Präferenzfunktion, die nur die Präferenzrelationen zwischen den Punkten des Attributraumes festlegt, und die sich u.U. bequemer bestimmen läßt (s.a. Kap. 4). Eine Präferenzfunktion ist also nur bis auf monoton wachsende Transformationen bestimmt. Demgegenüber gibt die Nutzenfunktion, die eine spezielle Präferenzfunktion ist, auch ein quantitatives Maß für die Präferenzen. Oft sind die Attributwerte unsicher, über die Wahrscheinlichkeitsdichte ist jedoch nichts genaues bekannt. Dieser Fall liegt i.a.

bei den Attributen, die ein Energieversorgungssystem beschreiben, vor. Dann ist es trotzdem sinnvoll, mit einer Nutzenfunktion und nicht mit irgendeiner Präferenzfunktion zu arbeiten, auch wenn bei der Optimierung kein Nutzenerwartungswert mit Hilfe einer Häufigkeitsverteilung über dem Attributraum errechnet wird. (Man kann natürlich immer den Nutzenfunktionswert in einem Punkt als Erwartungswert der um den Punkt linearisierten Nutzenfunktion bzgl. einer Gleichverteilung um den Punkt auffassen.) Durch Sensitivitätsanalyse läßt sich dann nämlich ermitteln, ob sich Anstrengungen lohnen, die Unsicherheiten zu beseitigen.

Die Schätzung einer Nutzenfunktion wird sehr erleichtert durch Resultate der Nutzentheorie, die unter recht allgemeinen Voraussetzungen eine relativ einfache Form der Nutzenfunktion sicherstellen. Um die Voraussetzungen zu formulieren, seien zunächst die Termini Präferenzunabhängigkeit und Nutzenunabhängigkeit eingeführt:

- Zwei Attribute  $z_i, z_k$  heißen präferenzunabhängig (von den übrigen Attributen) wenn die Präferenzordnung von Wertepaaren  $(z_i, z_k)$  unabhängig vom Wert der anderen Attribute ist.
- Ein Attribut  $z_i$  heißt nutzenunabhängig (von den übrigen Attributen), wenn die Präferenzen für Lotterien bzgl.  $z_i$  unabhängig vom Wert der anderen Attribute sind. Dabei ist eine Lotterie ein Zufallsereignis, das mit gegebenen Wahrscheinlichkeiten einen von mehreren gegebenen Attributwerten auswählt.

Es gilt nun der Satz 1.1 (Keeney und Raiffa (1976)):

Wenn für ein Attribut, z.B.  $z_1$ , alle Paare  $(z_1, z_i)$  präferenzunabhängig sind und  $z_1$  nutzenunabhängig ist, dann gilt für die Nutzenfunktion  $U(z_1, \dots, z_M)$  der M Attribute entweder

$$U(z_1, \dots, z_M) = \sum_{i=1}^M k_i u_i(z_i) \quad (1.6)$$

oder

$$1 + k U(z_1, \dots, z_M) = \prod_{i=1}^M (1 + k k_i u_i(z_i)) \quad (1.7)$$

mit

$$0 \leq k_i \leq 1, \quad 1 + k = \prod_{i=1}^M (1 + k k_i).$$

Dabei sind die  $u_i$  Nutzenfunktionen für die  $M$  einzelnen Attribute mit  $0 \leq u_i \leq 1$ .

Im Fall (1.6) spricht man von einer additiven Nutzenfunktion, im Falle (1.7) von der multiplikativen Form. Für  $k \rightarrow 0$  geht (1.7) in (1.6) über. Für die Gültigkeit des Satzes ist es unerheblich, ob die  $z_i$  Einzelattribute darstellen oder wiederum vektorwertig sind. Durch geeignete Wahl der Attribute läßt sich i.a. erreichen, daß die Voraussetzungen des Satzes 1.1 erfüllt sind. Notfalls muß man vektorwertige Attribute zulassen, deren Nutzenfunktionen wiederum von der Form (1.6) oder (1.7) sind; in diesem Fall spricht von einer geschachtelten Gesamtnutzenfunktion (s. Kap. 4).

Die Entscheidung zwischen den beiden Formen (1.6) und (1.7) erleichtert der folgende Satz 1.2 (Kenney und Raiffa (1976)):

Wenn die Voraussetzungen des Satzes 1.1 erfüllt sind und für irgend zwei Wertpaare  $(z_1^I, z_2^I)$  und  $(z_1^{II}, z_2^{II})$  zweier Attribute  $z_1$  und  $z_2$  mit  $z_1^I \neq z_1^{II}$  und  $z_2^I \neq z_2^{II}$  Indifferenz besteht zwischen den Lotterien

$$\left\{ \begin{array}{l} z_1^I, z_2^I \quad \text{mit 50 \%} \\ z_1^{II}, z_2^{II} \quad \text{mit 50 \%} \end{array} \right\} \quad \text{und} \quad \left\{ \begin{array}{l} z_1^I, z_2^{II} \quad \text{mit 50 \%} \\ z_1^{II}, z_2^I \quad \text{mit 50 \%} \end{array} \right\},$$

wobei die übrigen Attribute fixiert sind, dann hat die Nutzenfunktion die Gestalt (1.6), anderenfalls gilt Gleichung (1.7).

Die Hauptschwierigkeit bei Entscheidungen mit mehreren konkurrierenden Zielen besteht darin, daß Entscheidungsalternativen verglichen werden müssen, die sich im allgemeinen in allen Attributwerten unterscheiden. Der Wert der Nutzentheorie und insbesondere von Satz 1.1 besteht darin, daß man eine Nutzenfunktion schätzen kann aufgrund von Fragen, deren Beantwortung wesentlich weniger Koordinationsvermögen erfordert. Wenn Satz 1.1 gilt, kommt man mit Fragen aus, die sich entweder auf Präferenzen zwischen  $z$ -Werten beziehen, die sich nur in zwei Komponenten unterscheiden, oder auf Präferenzen zwischen Lotterien für die Werte von nur einem Attribut. (Die Lotteriefrage in Satz 1.2 ist im Prinzip entbehrlich.) Dabei dienen die Fragen der ersten Art der Schätzung der Koeffizienten  $k_i$  in den Formeln (1.6) und (1.7), die der zweiten Art der Schätzung der Einzelnutzenfunktionen  $u_i(z_i)$ . Es ist jedoch zu betonen, daß man bei der Schätzung der Nutzenfunktionen nicht auf derartig einfache, und das heißt unrealistische, Fragen beschränkt ist. Man kann und sollte auch die Präferenzen, die für komplexere Entscheidungssituationen geäußert werden, mit einbeziehen, zumindest in der Form von abschließenden Tests. Wegen der Einzelheiten der Befragungen und Schätzungen sei auf Hoch et al. verwiesen, die wesentlichen Schlußfolgerungen daraus werden in Kap. 4 mitgeteilt.

Wenn sich bei einer Nutzenfunktionsschätzung die additive Form (1.6) ergibt, kann man, wie bei der Einzelzieloptimierung, die Algorithmen für die lineare Programmierung zur Nutzenmaximierung benutzen, selbst wenn die Einzelnutzenfunktionen  $u_i(z_i)$  nichtlinear sind, denn in jedem Fall ist die Zielfunktion separierbar. Man hat lediglich die Funktionen  $u_i(z_i)$  durch Polygonzüge zu approximieren, für jedes Geradenstück eine Hilfsvariable einzuführen mit zwei Restriktionen, die die Hilfsvariable auf den dem Geradenstück entsprechenden Abszissenabschnitt beschränken, und die Variablen  $z_i$  durch die Summe der entsprechenden Hilfsvariablen zu ersetzen. (Bei diesem Vorgehen wird die Konkavität der  $u_i(z_i)$  vorausgesetzt, die jedoch in allen hier diskutierten Fällen gegeben ist, s. Kap. 4.)

Bei den Befragungen ergaben sich jedoch Nutzenfunktionen, deren  $k$ -Wert

wesentlich von 0 verschieden ist und die überdies geschachtelt sind. (Im Falle der einfachen multiplikativen Form erhält man durch Logarithmierung wieder eine separierbare Zielfunktion.) Daher war zur Nutzenoptimierung ein Algorithmus für nichtlineare Probleme mit linearen Nebenbedingungen zu implementieren. Das Verfahren, das dafür ausgewählt wurde, ist das Verfahren des reduzierten Gradienten (s. z.B. Neumann (1975)). Als Startpunkt für dieses Verfahren wurde die Energieversorgungsstrategie genommen, die sich als optimal für die additive Näherung der Nutzenfunktion (mittels linearer Programmierung) ergeben hatte. Die Nutzenverbesserung gegenüber diesem Startpunkt, die der nichtlineare Algorithmus erbrachte, stellte sich in allen untersuchten Fällen als so gering heraus, daß im folgenden auf diesen Schritt bei der Nutzenoptimierung nicht mehr eingegangen wird (s. Hoch (1979)).

Die Ergebnisse der verschiedenen Optimierungsrechnungen werden in den Kapiteln 5 und 6 präsentiert, nachdem in den Kapiteln 2 - 4 die Restriktionen (1.4), die Attribute (1.5) und die Nutzenfunktionen konkretisiert worden sind. Schon die Vielzahl der dabei benutzten Zielfunktionen macht deutlich, daß die Anwendung eines Optimierungsmodells auf energiepolitische Probleme nicht den Zweck verfolgt, die eine, optimale Versorgungsstrategie zu finden. Es soll damit lediglich die energiepolitische Diskussion erleichtert werden, und zwar im wesentlichen durch drei Eigenschaften der ermittelten Lösungen (durch die sich diese Lösungen beispielsweise von frei entworfenen Szenarien unterscheiden):

- Das Restriktionensystem (1.4) stellt sicher, daß die ermittelten Lösungen zulässig, d.h. technisch konsistent sind.
- Es läßt sich (durch die Zielfunktion) klar bezeichnen, anhand welcher Kriterien eine bestimmte Lösung aus der Menge der zulässigen Lösungen ausgewählt wurde. Dies ist gerade bei der Berücksichtigung vieler konkurrierender Zielvorstellungen für eine rationale Diskussion wichtig.
- Es lassen sich leicht Abhängigkeiten einer einmal gefundenen Lösung von wichtigen Parametern studieren.

## 2. Die berücksichtigten Energieversorgungsoptionen

Eine vereinfachte Struktur der regionalen Energieversorgung, wie sie dem hier zu erläuternden Modell entspricht, zeigt Abb. 2.1. Die Nachfrage wird unterteilt in die Kategorien Elektrizität (ohne Raumheizung), Niedertemperaturwärme für Großstädte, Mittelstädte und Landgemeinden, Hochtemperaturwärme sowie Treibstoffe für den Kfz-Verkehr. Bei der Nachfrage nach Niedertemperaturwärme wird wiederum unterschieden zwischen Raumheizung, Prozeßwärme und Warmwasserbereitung. Angebotsseitig besteht die übliche Einteilung in Primär- und Sekundärenergieträger, mit den Primärenergieträgern Steinkohle, Kernenergie, Braunkohle, Rohöl, Erdgas und Solarenergie. Die Umwandlung von Primärenergieträgern in Sekundärenergieträger, wie auch die von Sekundärenergieträger in andere Sekundärenergieträger ist durch Elektrizitätswerke, Heizkraftwerke (große und kleine Leistungseinheiten), Heizwerke, Raffinerien, Crackanlagen sowie Pumpspeicherwerke möglich. Jede Umwandlungsoption ist in Abb. 2.1 durch eine Verbindungslinie symbolisiert. Die Übergänge von Primär- und Sekundärenergieträgern zu den Nachfragekategorien beinhalten i.a. die Verteilung der Energieträger und die verbraucherseitig zu installierenden Umwandlungsanlagen.

Wie aus der Abbildung zu ersehen ist, werden nur die wesentlichen Nachfragekategorien und Umwandlungsoptionen berücksichtigt. Bei den Umwandlungsoptionen erfolgt weiterhin eine Beschränkung auf diejenigen Technologien, die z.Z. eine kommerzielle Reife bereits erreicht haben oder in Kürze erreichen können. Im folgenden werden die einzelnen Umwandlungsoptionen soweit erläutert, als dies für das Verständnis der Ergebnisse notwendig erscheint. Die zugehörige detaillierte Darstellung der Koeffizienten und Restriktionen ist dem Bericht Fürniß et al. (1980) zu entnehmen.

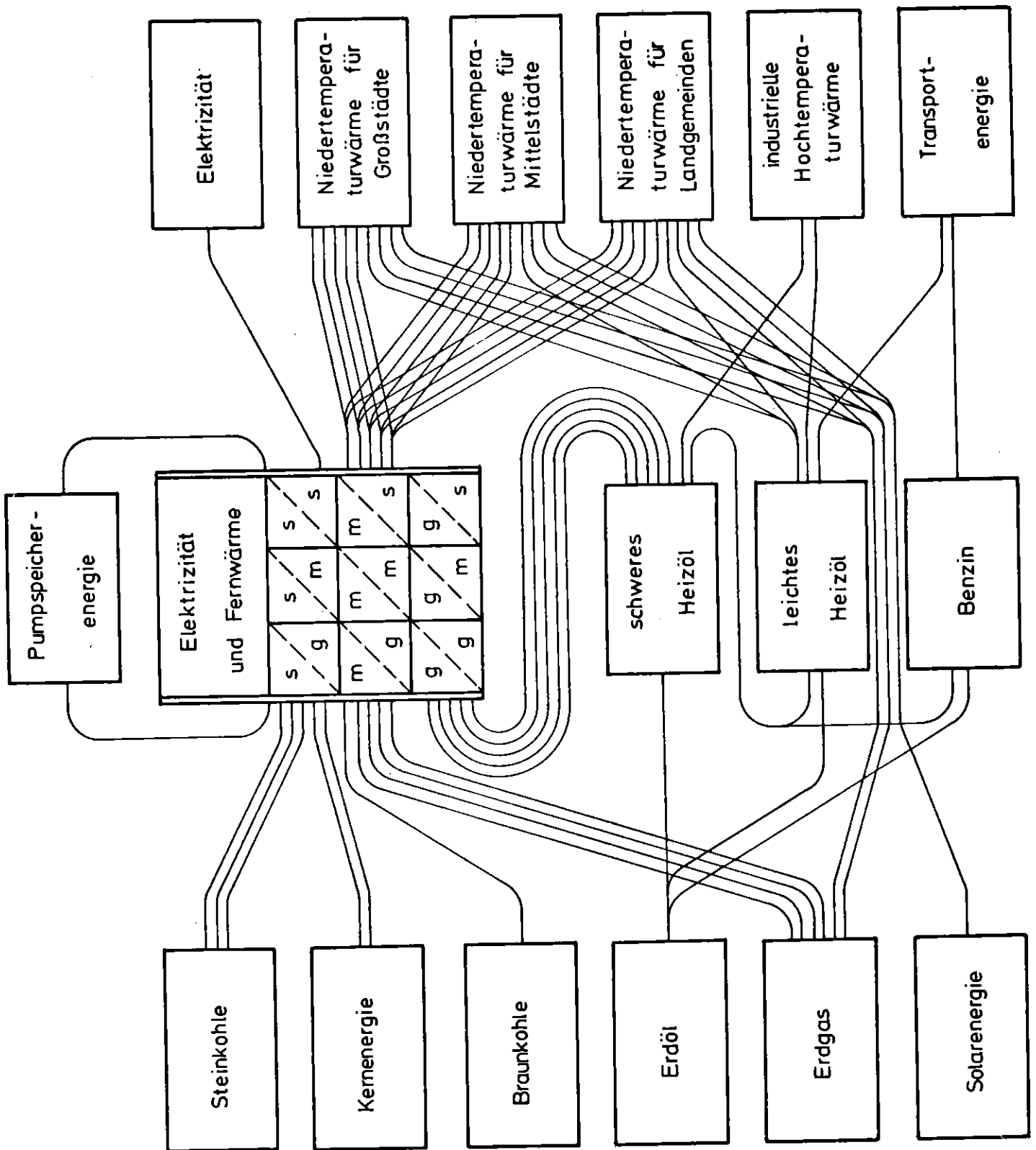


Abb. 2.1: Veranschaulichung der Struktur des regionalen Energieversorgungssystems



## Beschreibung der Optionen zur Erzeugung der Sekundärenergieträger

### Elektrizitätserzeugung

Die im Modell berücksichtigten Optionen zur Elektrizitätserzeugung sind:

- Steinkohlenkraftwerke
- Kernkraftwerke
- Erdgaskraftwerke
- Schwerölkraftwerke
- Braunkohlenkraftwerke
- Pumpspeicherwerke als Nacht-Tag-Speicher.

Weiterhin kann die Elektrizitätserzeugung in Heizkraftwerken erfolgen, diese Optionen werden aber gesondert im nächsten Abschnitt erläutert.

Da für alle betrachteten Umwandlungsoptionen bis auf die Braunkohlenverstromung der Stromtransport mit höheren Kosten verbunden ist, als der Brennstofftransport (für Steinkohle s. Hegemann (1976), Herrmann (1977)), werden im Rahmen des Modells für diese Optionen Standorte innerhalb der Region angenommen. Bei der Braunkohlenverstromung erfolgt hingegen ein Stromtransport vom Rheinischen Braunkohlenrevier. Für die Kraftwerkstypen werden diejenigen Technologien unterstellt, die bei neueren Anlagen überwiegend Verwendung finden. Dies sind im einzelnen:

- Konventioneller Dampfturbinenprozeß (mit Leistung von  $500 \text{ MW}_e$ ) für die Verstromung von Steinkohle, Braunkohle und schwerem Heizöl. Bei Steinkohlenkraftwerken wurde Rauchgasentschwefelung vorausgesetzt.
- Kombiblöcke, bestehend aus Gas- und Dampfturbine mit Nachfeuerung für Erdgaskraftwerke (Leistung  $500 \text{ MW}_e$ ).
- Leichtwasserreaktoren für Kernenergieverstromung (Leistung  $1200 \text{ MW}_e$ ).

Die technischen Kenngrößen wurden im wesentlichen Beck und Goettling (1973) entnommen.

Im Rahmen des Modells kommt es darauf an, zu einer vorgegebenen Häufigkeitsverteilung der Elektrizitätsnachfrage denjenigen Kraftwerkspark zu ermitteln, der unter vorgegebenen Optimalitätsbedingungen dieser Verteilung am besten entspricht. Natürlich kann diese Verteilung nicht mit der Genauigkeit in das Modell eingehen, wie sie für Planungen von Elektrizitätsversorgungsunternehmen erforderlich ist. Insofern werden die Kraftwerkstypen nicht zusätzlich nach weiteren Eigenschaften aufgefächert, die für bestimmte Verwendungszwecke von Bedeutung sind, wie z.B. leichte Regelbarkeit von Spitzenlastkraftwerken. Eine entsprechend detaillierte Beschreibung würde nämlich eine Vielzahl zusätzlicher Variablen und Restriktionen erfordern.

Wie schon in Kap. 1 erläutert, wird zu jedem Kraftwerk nur eine Kapazitätsvariable eingeführt, während es, entsprechend der Anzahl der betrachteten Lastsituationen, mehrere Flußvariable gibt. Die Zuordnung der Kapazitätsvariablen zu den Flußvariablen erfolgt durch folgende lineare Restriktionen:

$$c_j \geq \frac{1}{\tau_i} \cdot \eta_j \cdot x_{ji} \quad \forall i, j \quad (2.1)$$

mit

$$\sum_j \eta_j \cdot x_{ji} \geq D_i$$

wobei

- $i$  : Index zur Charakterisierung der Lastsituation
- $j$  : Index des jeweiligen Energieträgers
- $\tau_i$  : Zeitdauer der Lastsituation  $i$
- $c_j$  : installierte Anlagenkapazität
- $x_{ji}$  : einzusetzende Brennstoffmenge
- $D_i$  : nachgefragte Elektrizitätsmenge
- $\eta_j$  : Umwandlungswirkungsgrad

Da hierbei keine konstanten Beziehungen zwischen den Kapazitätsvariablen  $c_j$  und den Flußvariablen  $x_{ji}$  vorliegen, zeigt sich auch hier wieder die

Zweckmäßigkeit der Unterscheidung zwischen Kapazitäts- und Flußvariablen.

### Kraft-Wärme-Kopplung

Bei diesem Verfahren treten die Energiearten Elektrizität und Fernwärme als Kuppelprodukte auf. Die im Modell betrachteten Heizkraftwerke sind Entnahmekondensationsanlagen, durch die innerhalb gewisser Grenzen eine Unabhängigkeit von Strom- und Wärmeerzeugung erreicht wird (s. z.B. Beck und Goettling (1973)). Bei diesem Heizkraftwerkstyp wird je nach Wärmebedarf ein Teil des Dampfes zu Heizzwecken entnommen, nachdem er sich von der Anfangstemperatur  $T_1$  auf das geforderte Heiztemperaturniveau  $T'$  ( $= 160^\circ \text{C}$ ) entspannt hat. Der nicht entnommene Teil entspannt sich über eine Niederdruckturbine weiter bis zu der durch das Kühlverfahren vorgegebenen Temperatur  $T_0$ . Der Anteil des entnommenen Dampfes kann von 0 bis 100 % variiert werden. Die Energieflüsse des Heizkraftwerkes sind schematisch in Abb. 2.2 dargestellt, wobei die für Heizwärmeerzeugung nicht nutzbaren Wärmeverluste der Übersichtlichkeit halber weggelassen worden sind. Die erzeugte Strommenge ist im Falle der 100 %-igen Dampfenahme  $E_1$ , im Falle, daß kein Dampf entnommen wird,  $E_1 + E_2$ . Die Kleinheit der Elektrizitätsmenge  $E_2$ , auf die man bei Heizung verzichtet, gegenüber der Heizwärme  $H_0$  macht die energetische Attraktivität der Kraft-Wärme-Kopplung aus. Die Grenzen, innerhalb derer Strom- und Wärmeerzeugung variiert werden können, lassen sich durch lineare Restriktionen ausdrücken, die Bestandteil des Energieversorgungsmodells sind. Wenn  $C$  die als maximal erzeugbare elektrische Leistung ausgedrückte Kapazität bedeutet, die für einen Typ von Heizkraftwerken installiert ist, und wenn  $E$  und  $H$  die in einer bestimmten Zeit  $\tau$  mit dieser Kapazität erzeugten Elektrizitäts- bzw. Heizwärmemengen sind, dann gilt

$$E + \alpha H \leq \tau C \quad (2.2)$$

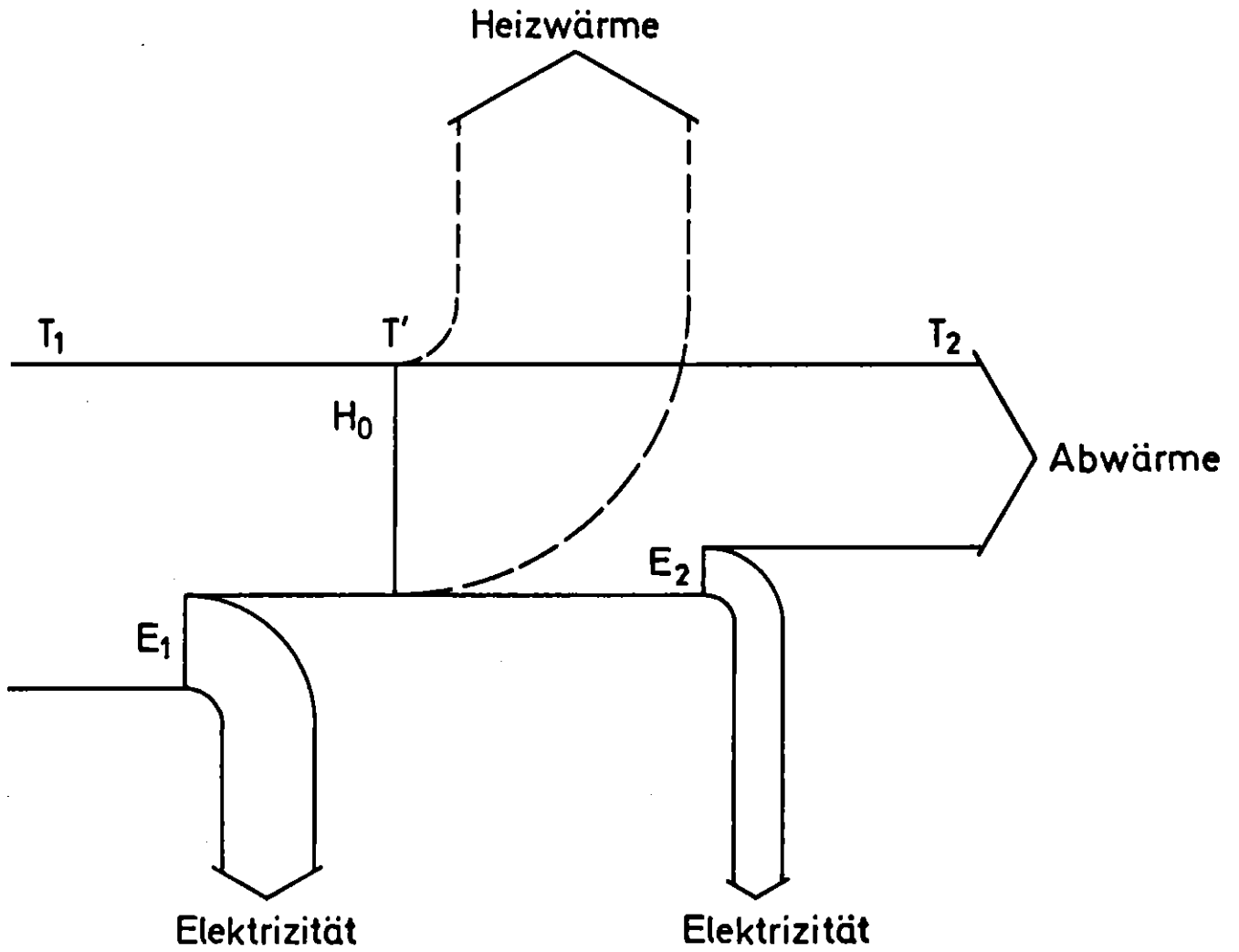


Abb. 2.2: Schema der Kraft-Wärme-Kopplung

wobei  $\alpha = \frac{E_2}{H_0}$  den Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung aus dem auf T' entspannten Dampf bedeutet. Restriktion (2.2) beinhaltet einfach, daß die erzeugte elektrische Leistung und die in Elektrizität umgerechnete Wärme nicht größer sein können als die Kapazität, wobei eine 100 %-ige Auslastbarkeit unterstellt wurde. Andererseits gilt die Restriktion

$$\beta \cdot H \leq E \quad (2.3)$$

mit  $\beta = \frac{E_1}{H_0}$ . Diese Restriktion besagt, daß höchstens der Anteil  $\frac{H_0}{H_0 + E_1}$  der eingesetzten Primärenergie als Heizwärme entnommen werden kann. Die Restriktionen (2.2) und (2.3) definieren einen zulässigen Bereich für die Energiemengen E und H, der in Abb. 2.3 gezeigt ist.

Im Modell werden zwei Arten von Fernwärmeversorgungssystemen betrachtet, die unterschiedliche Anforderungen an die Leistung der Heizkraftwerke stellen. In einem Fall erfolgt die Grund- und Mittellast-Fernwärmeversorgung in den Mittelstädten und Landgemeinden durch Anschlußleitungen an bereits versorgte Großstädte (zentrales Netz). Eine andere Möglichkeit besteht in der Installation von Heizkraftwerken in Mittelstädten, an die auch Landgemeinden angeschlossen werden können. Die Blockgrößen der Heizkraftwerke, bezogen auf die maximale elektrische Leistung, entspricht für Anlagen des zentralen Netzes denen der Elektrizitätswerke. Im dezentralen Netz liegen die Leistungen, wiederum bezogen auf die maximale elektrische Leistung, bei 50 MW<sub>e</sub>. Als Brennstoffe sind für die Heizkraftwerke zugelassen:

- Steinkohle
- Kernenergie
- Erdgas
- schweres Heizöl.

Bei den kleinen Heizkraftwerken entfällt die Möglichkeit der Kraft-Wärme-Kopplung mit Kernenergie. Unterschiede zwischen den großen und den kleinen Heizkraftwerken bestehen in den Kosten und in den maximal möglichen

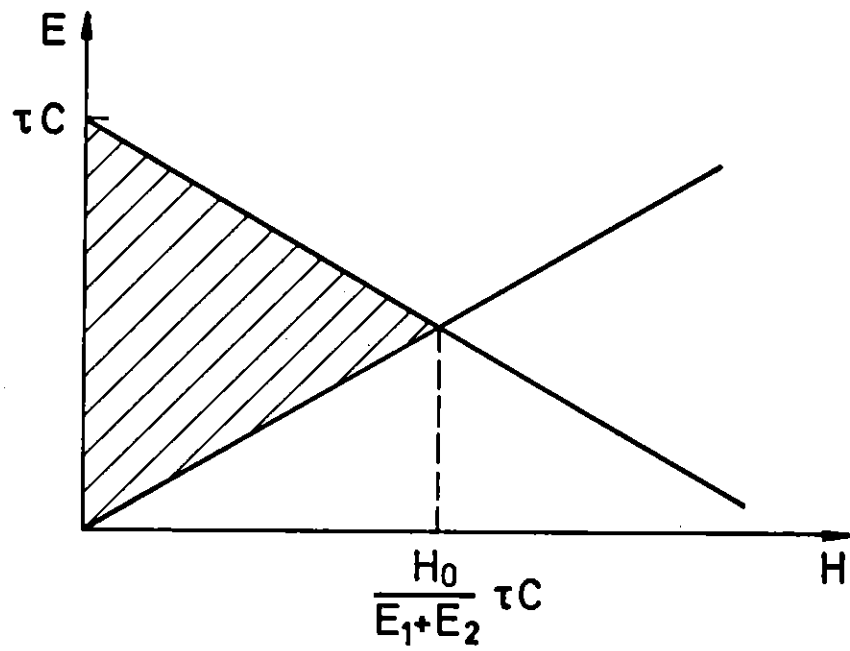


Abb. 2.3: Zulässige Elektrizitäts- und Heizwärmeleistungen bei der Kraft-Wärme-Kopplung

Wärmeentnahmen bei vorgegebener Elektrizitätsentnahme (Koeffizienten  $\alpha$  und  $\beta$  von Formeln 2.2 und 2.3). Ferner wird bei Steinkohlenheizkraftwerken die Rauchgaswäsche nur bei den großen Anlagen berücksichtigt.

### Heizwerke

Heizwerke sind im Rahmen des Modells lediglich zur Deckung der Spitzenlast der Fernwärmenachfrage vorgesehen. Die Heizwerke sind hierbei aber so ausgelegt, daß sie auch zur Reservehaltung für den Ausfall der Heizkraftwerke dienen. Die Einheitengröße erlaubt es, als sinnvolle Standorte neben den Großstädten auch die Mittelstädte zu betrachten. Hierdurch ist die Auslegung der Transportleitungen Großstädte-Mittelstädte auf die Mittelstlastnachfrage möglich. Energieträger für Heizwerke sind entweder schweres Heizöl oder Erdgas.

### Kombinierte Häufigkeitsverteilung der Nachfrage nach Elektrizität und Niedertemperaturwärme

Bei den Sekundärenergieformen Elektrizität und Fernwärme sind Nachfrageschwankungen (Tag-Nacht-, Wochen- und Jahreszeitzyklen) deshalb im Modell zu berücksichtigen, weil diese Energieträger sich nur mit großem Aufwand speichern lassen. (Eine Fernwärmespeicherung ist zudem innerhalb des Modells nicht vorgesehen.) Die Verteilung der Nachfrageschwankungen ist dadurch mitbestimmend für die optimale Kombination von Elektrizitäts-, Heizkraft- und Heizwerken.

Ausgehend von den Jahresdauerlinien der Elektrizitäts- (VDEW (1975)) sowie der Wärmenachfrage (BMFT (1975)), erfolgt zunächst eine Approximation dieser Kurven durch Treppenfunktionen, wodurch sich eine Unterscheidung in Spitzen-, Mittel- und Grundlast ergibt. Die Abbildungen 2.4 und 2.5

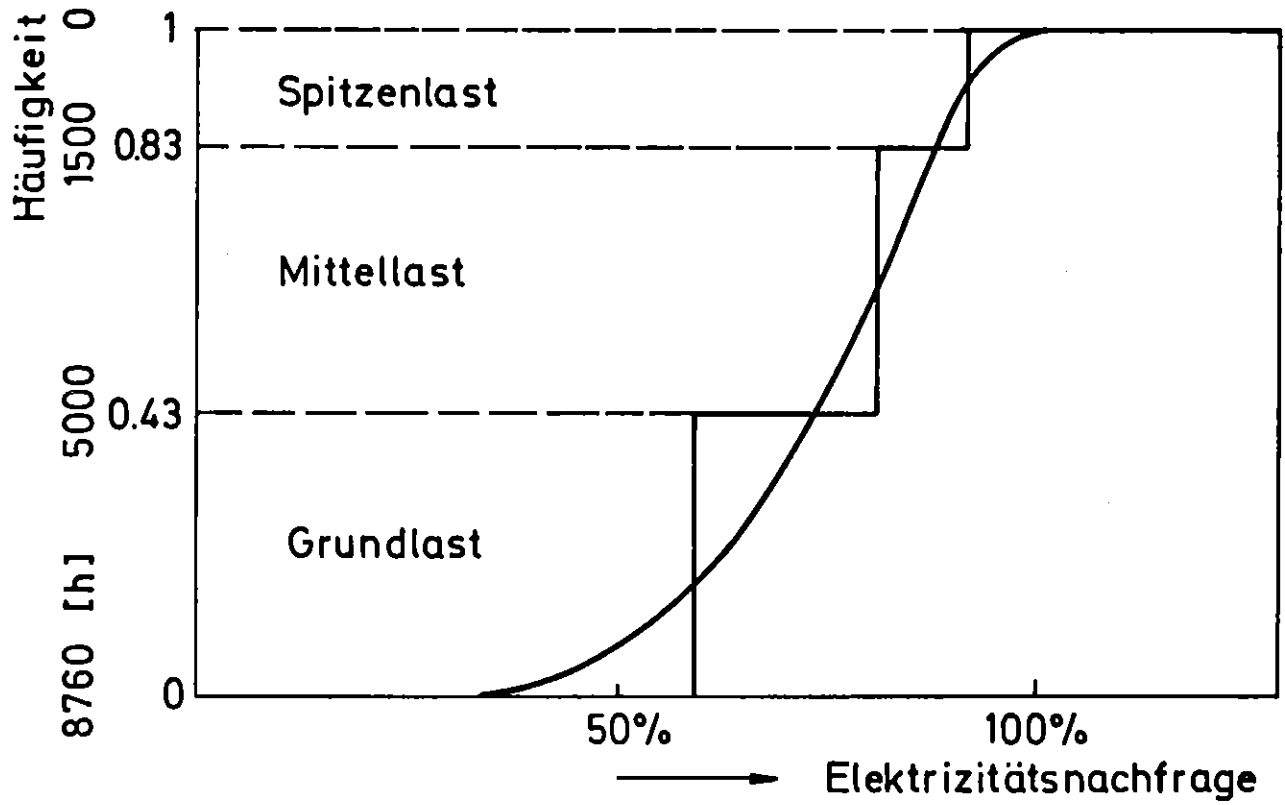


Abb. 2.4: Verteilungsfunktion für die Elektrizitätsnachfrage mit Approximation durch eine Treppenfunktion. (Neben der auf eins normierten Häufigkeit sind auch die Jahresstunden angegeben.)



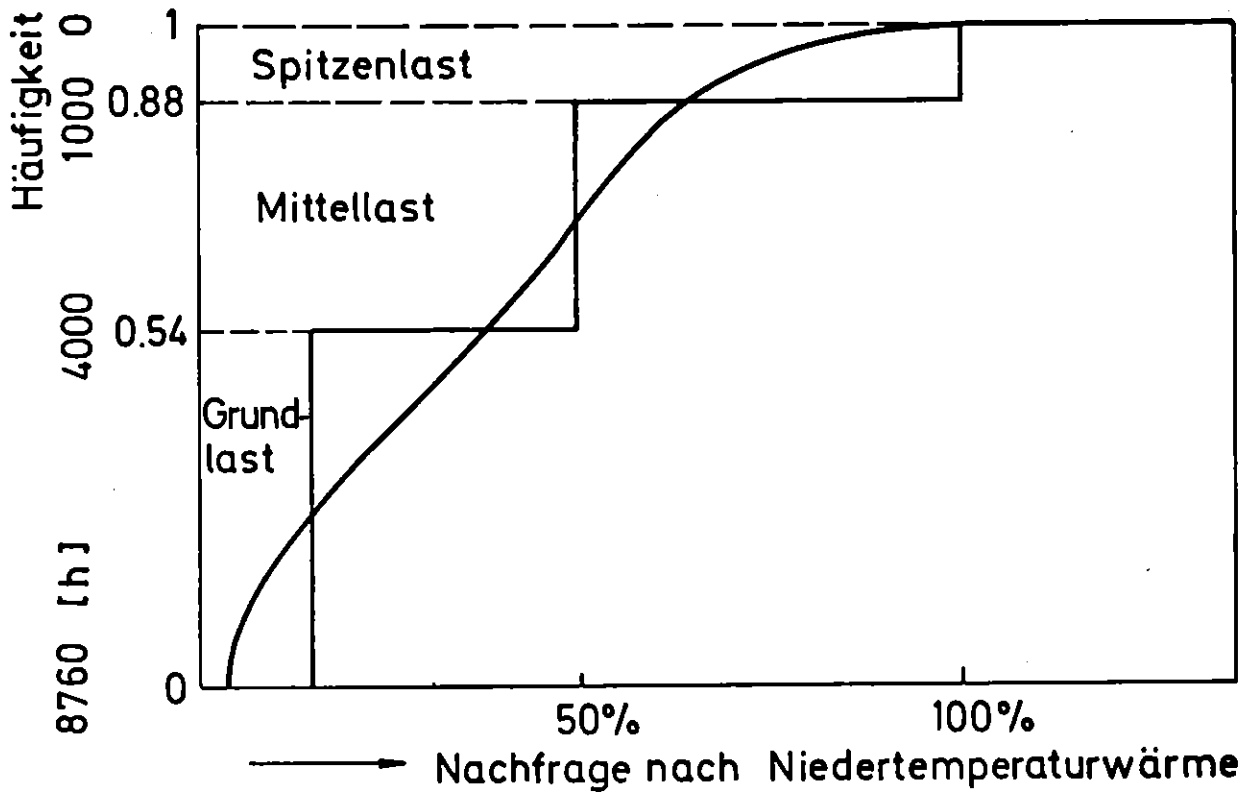


Abb. 2.5: Verteilungsfunktion für die Nachfrage nach Niedertemperaturwärme mit Approximation durch eine Treppenfunktion. (Neben der auf eins normierten Häufigkeit sind auch die Jahresstunden angegeben.)

zeigen diese Aufteilungen im Vergleich zu den tatsächlichen Verläufen. Die in Abb. 2.4 dargestellte Funktion, die auch Strom für Nachtspeicherheizungen beinhaltet, mußte hinsichtlich dieses Nachfrageanteils korrigiert werden.

Diese beiden Verteilungen sind aber im Rahmen der Umwandlungsoptionen dieses Energieversorgungsmodells nicht ausreichend, da zusätzlich zu berücksichtigen sind:

- die Tag-Nacht-Übergänge bei der Elektrizitätsnachfrage für die Option Pumpspeicherwerke sowie bei der Wärmenachfrage für die Nachtspeicherheizsysteme,
- die kombinierten Häufigkeitsverteilungen bzgl. Elektrizitäts- und Niedertemperaturwärmenachfrage für die Option Kraft-Wärme-Kopplung.

Da keine ausreichenden Informationen, insbesondere über die kombinierten Häufigkeiten, zu erhalten waren, wurden die Häufigkeiten der kombinierten Lastsituationen und der Tag-Nacht-Übergänge zwischen ihnen aus den beiden in Abb. 2.4 und 2.5 dargestellten Randverteilungen konstruiert. Dazu wurden neben den Randverteilungen noch die Tag-Nacht-Übergänge und der Korrelationskoeffizient zwischen Wärme- und Elektrizitätsnachfrage (als veränderbarer Parameter) festgelegt. Aus diesen Vorgaben läßt sich ein lineares Gleichungssystem für die Häufigkeitsverteilung der kombinierten Lastsituationen und die Tag-Nacht-Übergangswahrscheinlichkeiten aufstellen. Die Gleichungen bringen beispielsweise zum Ausdruck, daß die kombinierten Häufigkeiten bei Summation über eine Dimension die Häufigkeiten der Randverteilungen ergeben müssen; die Einzelheiten dieses Gleichungssystems sind in Fürniß et al. (1980) beschrieben. Die Gleichungen bestimmen die gesuchten Wahrscheinlichkeiten nicht eindeutig, daher wurde eine zulässige Lösung mittels linearer Programmierung bestimmt (Fürniß et al. (1980)). Andererseits kann man, da alle Wahrscheinlichkeiten  $\geq 0$  sein müssen, den Korrelationskoeffizienten nicht beliebig wählen. Es zeigte sich, daß er nicht größer als etwa 0,5 sein kann. Den in den Kapiteln 5 und 6 präsentierten Ergebnissen liegt der Wert  $\rho = 0,5$  zugrunde, wenn nichts anderes vermerkt ist.

Es ergeben sich so zum einen die Häufigkeiten für die 9 möglichen Kombinationen aus den jeweils 3 Lastsituationen für Wärme- und Elektrizitätsnachfrage. Die neun Lastsituationen sind in Abb. 2.1 durch das große, unterteilte Quadrat in der Sekundärenergiespalte symbolisiert, die Buchstaben g, m, s, beziehen sich auf Grund-, Mittel- bzw. Spitzenlast. Zum anderen ergeben sich 8 Häufigkeiten für Übergänge zwischen den Lastsituationen. Die Tag-Nacht-Übergänge, die dafür aufgrund eines Studiums verschiedener Lastkurven als repräsentativ ausgewählt wurden, sind in Abb. 2.6 veranschaulicht. Dabei entspricht jeweils der Punkt dem Nachtzustand, der näher am Zustand (g, g) liegt. Der Fall, daß tags und nachts der gleiche Zustand vorliegt, ist ausgeschlossen. (Diesen Überlegungen liegt die Vorstellung zugrunde, daß einem bestimmten Tag-Nacht-Übergang ein Nacht-Tag-Übergang zwischen denselben Lastsituationen folgt und umgekehrt, eine Vorstellung die zwar nicht exakt richtig sein kann, die jedoch für die weitaus meisten Übergänge richtig sein dürfte.)

Wegen der durch die Pumpspeicher und die Nachtspeicherheizung gegebenen Möglichkeit, die in einer bestimmten Lastsituation erzeugte Elektrizität in anderen Lastsituationen zu nutzen, müßte eigentlich jede Lastsituation in so viele Situationen unterteilt werden, wie Tag-Nacht- (und Nacht-Tag-) Übergänge von diesem Zustand aus möglich sind. Die Zahl der Flußvariablen, die die Stromerzeugung beschreiben, wäre entsprechend zu erhöhen. Anderenfalls würde notgedrungen die in einer Untersituation für die Speicherung erzeugte Energie gleichmäßig über die gesamte Lastsituation verteilt, was u.U. dazu führte, daß die installierte Kapazität nicht ausreicht. Um die Einführung zahlreicher neuer Variablen zu umgehen und andererseits die Installation einer ausreichenden Kapazität sicherzustellen, wurde durch entsprechende Restriktionen dafür gesorgt, daß für jede Untersituation die installierte Gesamtkapazität ausreicht, den Strom zur unmittelbaren Bedarfsdeckung und zur Speicherung zu erzeugen. Der Fehler, der durch dieses pauschale Vorgehen entstehen kann, ist jedenfalls sehr klein. (Er kann beispielsweise darin bestehen, daß der Speicherstrom für eine bestimmte Untersituation vollständig durch Grundlastanlagen erzeugt wird, während bei exakter Berücksichtigung der Untersituationen ein Teil dieses Stromes durch Mittellastanlagen erzeugt würde.)

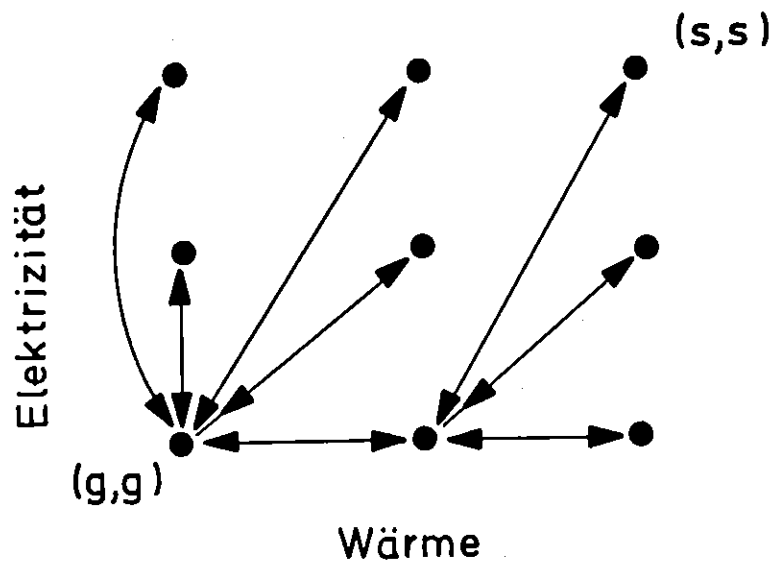


Abb. 2.6: Angenommene Tag-Nacht-Übergänge zwischen den Lastsituationen für die kombinierte Nachfrage nach Niedertemperaturwärme und Elektrizität

## Raffinerien und Crackanlagen

Der Primärenergieträger Erdöl wird zunächst in Raffinerien zu den drei Produkten schweres Heizöl, leichtes Heizöl und Benzin verarbeitet. Die Verarbeitung besteht im wesentlichen aus der Destillation und Veredelungsprozessen, wie z.B. Entschwefelung oder Reformieren (s. Riediger (1971)). Andere Produkte, wie Bitumen oder Raffineriegas, sind für das Energieversorgungssystem von geringer Bedeutung und werden daher nicht berücksichtigt. Allerdings werden die Erlöse für diese Nebenprodukte von den Rohölkosten abgezogen. Dem Eigenverbrauch (vorwiegend an schwerem Heizöl) wird über einen Umwandlungswirkungsgrad bei der Erzeugung des schweren Heizöls Rechnung getragen. Das Verhältnis, in dem die drei wesentlichen Raffinerieprodukte entstehen, hängt von der Herkunft des Rohöls ab. Es wird als konstant zu 37 : 32 : 12 angenommen, was etwa den heute in Baden-Württemberg verarbeiteten Rohölen entspricht. (Die Verhältniszahlen geben die Produktausbeute in Prozent des eingesetzten Rohöls ohne Eigenbedarf an.)

Das schwere Heizöl kann gecrackt, d.h. in leichtes Heizöl und Benzin zerlegt werden, wobei wieder ein Eigenverbrauch zu berücksichtigen ist und unbedeutende Nebenprodukte entstehen. Das Verhältnis zwischen Benzin und leichtem Heizöl läßt sich durch geeignete Prozeßführung innerhalb der Grenzen [0.23, 4.4] variieren.

## Beschreibung der Bedarfsdeckungsoptionen

### Elektrizität

Die Bedarfsdeckung für Elektrizität ist bereits durch die Beschreibung der Elektrizitätserzeugungsoptionen, der Option der Speicherung sowie durch die Beschreibung der Nachfragesituationen hinreichend dargestellt worden. Der Übergang vom Sekundärenergieträger Elektrizität zur Nachfragekategorie beinhaltet im Modell das zu installierende Leitungsnetz sowie die Übertragungsverluste. Hierfür wurden jeweils pauschale Werte an-

gesetzt. Die Elektrizität für Raumheizungszwecke und für andere Zwecke, die üblicherweise durch zentrale Raumheizungsanlagen mit erfüllt werden, wird unter den Deckungsoptionen für die Niedertemperaturwärme aufgeführt.

### Hochtemperaturwärme

Die Trennung zwischen den Nachfragekategorien "Niedertemperaturwärme" und "Hochtemperaturwärme" läßt sich nicht ohne Willkür vornehmen. In Wirklichkeit wird Wärme über einen weiten Temperaturbereich nachgefragt, allerdings hat der Bedarf als Funktion der Temperatur zwei charakteristische Maxima, die die idealisierte Unterscheidung von zwei Nachfragekategorien rechtfertigen (s. z.B. Löhle (1978)). Unter Niedertemperaturwärme sei hier derjenige Bereich verstanden, der durch Fernwärme gedeckt werden kann, also den Temperaturbereich bis maximal 150<sup>o</sup> C umfaßt. Der Hochtemperaturwärmebedarf umfaßt dementsprechend die Wärmeanforderung mit höheren Temperaturen. Zur Deckung des Hochtemperaturwärmebedarfs sind im Modell zwei Optionen möglich, und zwar schweres Heizöl und leichtes Heizöl. Die Deckungsmöglichkeit durch Erdgas, die sinnvoll sein könnte, wenn aus anderen Gründen ein Erdgasnetz installiert worden ist, wurde noch nicht vorgesehen, das gleiche gilt für die Kohle.

### Transportenergie

Der Transportenergiebedarf ist im Modell als die mechanische Energie für den Individualverkehr definiert, um auch Wirkungsgradunterschiede berücksichtigen zu können. Als Deckungsmöglichkeit sind für den Pkw-Verkehr Benzin und Dieselkraftstoff vorgesehen, für den Lkw-Verkehr (37 % des Transportbedarfs) ist nur Dieselkraftstoff zugelassen.

### Niedertemperaturwärme

Angesichts der großen Bedeutung dieser Nachfragekategorie, die heute für fast 40 % des gesamten Primärenergiebedarfs verantwortlich ist und zudem hauptsächlich mit dem knapp werdenden Erdöl gedeckt wird, wurden hier besonders viele Deckungsmöglichkeiten im Modell vorgesehen. Es sind dies

- Fernwärme, zentrales Netz
- Fernwärme, dezentrales Netz
- Leichtes Heizöl, konventionelle Umwandlung
- Erdgas, konventionelle Umwandlung
- Elektrizität, Nachtspeicherheizung
- Elektrizität, Direktheizung
- Elektrizität, Wärmepumpe im 24 h-Betrieb
- Elektrizität, Wärmepumpe im Speicherbetrieb
- Gaswärmepumpe
- Solarheizung
- Gebäudeisolierung

Bei der Behandlung der Niedertemperaturwärmeversorgung wird weiterhin nach Anwendungsgebieten unterschieden, und zwar:

- Raumheizung
- Warmwasserbereitung
- Prozeßwärme

Die näherungsweise Aufteilung der Nachfrage nach Niedertemperaturwärme in diese drei Unterkategorien erfolgt gemäß Abb. 2.7 (s.a. BMFT (1975)). Dieser Aufteilung kommt deshalb besondere Bedeutung zu, weil die meisten der im Modell enthaltenen Bedarfsdeckungsoptionen nicht für alle drei genannten Anwendungsgebiete gleichermaßen geeignet sind. Daher ist festzulegen, welche Anwendungsgebiete in welchem Ausmaß durch die jeweiligen

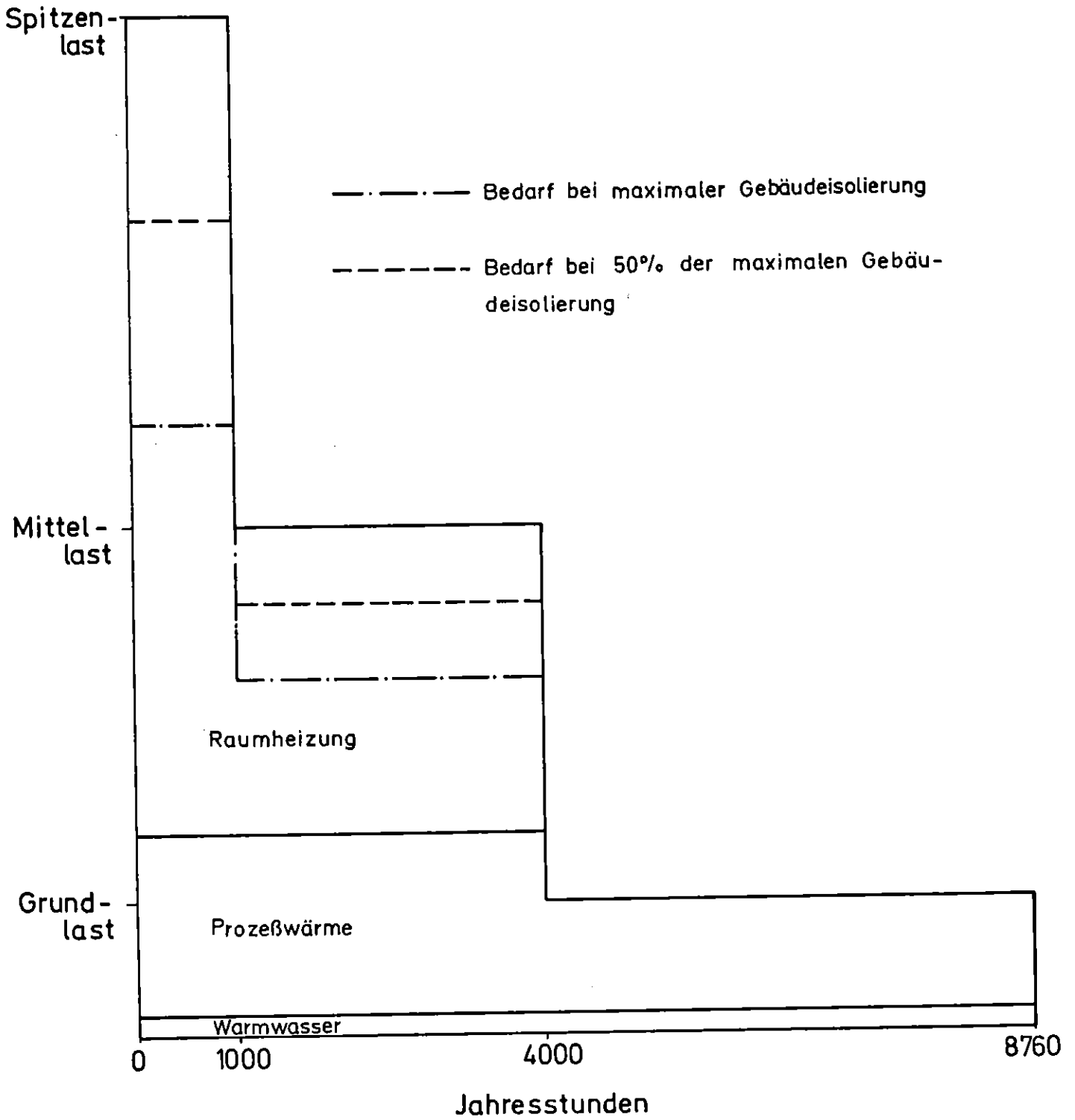


Abb. 2.7: Aufteilung der Niedertemperaturwärmenachfrage auf die wesentlichen Anwendungsgebiete sowie Darstellung des Einflusses der Gebäudeisolierung



Umwandlungsoptionen zu decken sind.

Für alle drei Anwendungsbereiche in gleicher Weise geeignet sind die konventionellen Umwandlungsverfahren mit Heizöl und Erdgas sowie die Fernwärmeversorgung. Im Modell wird unterstellt, daß bei Deckung des Raumheizungsbedarfs durch eine dieser Optionen auch die anteilmäßige Warmwasserbereitung sowie die anteilmäßige Prozeßwärme durch den gleichen Energieträger erfolgt.

Die Elektroheizsysteme können im Rahmen des Modells lediglich zur Raumheizung und zur Warmwasserbereitung einen Beitrag liefern. Die anteilmäßige Prozeßwärme ist in diesen Fällen durch leichtes Heizöl zu decken, da dieser Energieträger nicht leitungsgebunden ist. Bei den konventionellen Elektroheizsystemen erfolgt die Warmwasserbereitung durch dezentrale elektrische Anlagen (z.B. Boiler). In Haushalten mit Elektrowärmepumpe wird von Fußbodenheizung ausgegangen, die für das Warmwasser erforderliche höhere Temperatur wird durch eine elektrische Zusatzheizung erreicht. Bei den Elektrowärmepumpen ist entweder monovalenter oder bivalenter Betrieb möglich. Dies wird im Modell dadurch erreicht, daß derjenige Anteil des Spitzenlastwärmebedarfs, der über den Mittellastbedarf hinausgeht, entweder durch direkte Elektroheizung oder durch leichtes Heizöl gedeckt werden kann. Es wurde im Modell von Erdreichwärmepumpen ausgegangen, was impliziert, daß nur ein bestimmter, gemeindegrößenabhängiger Prozentsatz der Haushalte auf diese Weise versorgt werden kann.

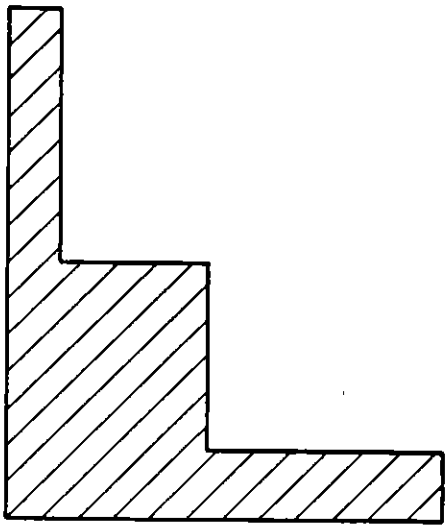
Mit Gaswärmepumpen ist ebenfalls lediglich der Raumwärmebedarf und der Warmwasserbedarf zu decken. Da für die Gebiete mit Gaswärmepumpenversorgung die Gasleitungen vorhanden sind, wird der anteilige Prozeßwärmebedarf durch konventionelle Umwandlung von Erdgas gedeckt. Als Wärmequelle für die Gaswärmepumpe wurde die Atmosphäre angenommen, weil hier die Verbrennungswärme mit genutzt wird. Aus dem gleichen Grund kann bei der Gaswärmepumpe von einer höheren Heizwassertemperatur als bei der Elektrowärmepumpe ausgegangen werden, d.h. hier wird keine Fußbodenheizung zugrunde gelegt.

Bei der Anwendung von Solarkollektoren für Raumheizung und Warmwasserbereitung ist ein vorgegebener Anteil des Gesamtbedarfs durch leichtes Heizöl zu decken. Die anteilige Prozeßwärme wird ebenfalls durch leichtes Heizöl erzeugt. Auch bei der Solarheizung ist die Anwendbarkeit auf einen bestimmten Prozentsatz der Haushalte beschränkt (wie bei der Elektrowärmepumpe).

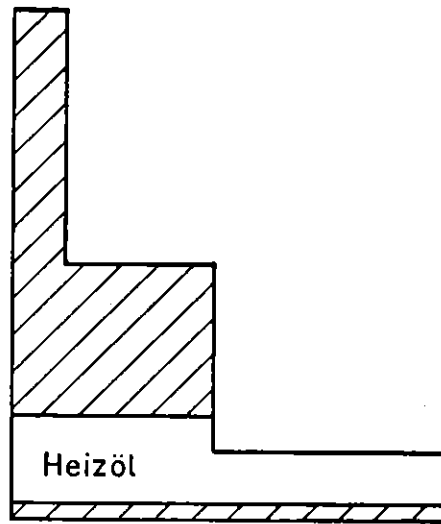
Abb. 2.8 faßt die hier dargestellten Kombinationen von Umwandlungsoptionen zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs schematisch zusammen. Die technischen Daten für die Bedarfsdeckungsoptionen basieren hauptsächlich auf den Angaben in BMFT (1975), Schiffér und Schmitt (1976), Schmitz (1979) und Schwarze (1979).

Aus Abb. 2.7 ist zu entnehmen, wie sich Isoliermaßnahmen auf die Nachfrageverteilung auswirken. Es wird hierbei unterstellt, daß durch Gebäudeisolierung die prozentuale Einsparung des Energiebedarfs für Raumheizung unabhängig von der Lastsituation ist. Als maximale Einsparung des Nutzenergiebedarfs wird der Wert von 50 % bezogen auf den gegenwärtigen mittleren Raumwärmebedarf angenommen. Dieser Wert stellt etwa die Verbesserung dar, die sich bei Anwendung der Wärmedämmvorschrift von 1977 auf alle Gebäude ergäbe (Schmitz (1979)).

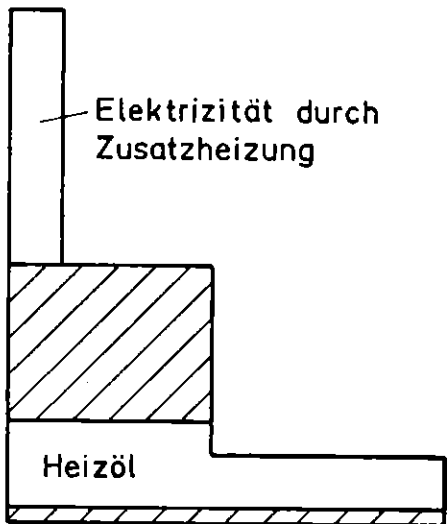
Bei den Kosten für Isoliermaßnahmen sind im Modell nicht nur die eigentlichen Mehrkosten für die Gebäudeisolierung, sondern auch die Kosten zu berücksichtigen, die sich durch die Kostenprogression beim Übergang zu kleineren Einheiten für Raumheizungssysteme und Versorgungsnetze ergeben. Insofern weisen die zurechenbaren Kosten für Isolierungen eine Abhängigkeit vom Heizsystem auf. Aber nicht nur dieser Effekt hat zur Folge, daß sich Isoliermaßnahmen nicht in Form einer einzigen "Energiequelle" modellhaft darstellen lassen. Vielmehr hängen auch andere Eigenschaften, die dieser "Energiequelle" zuzurechnen sind, wie Minderung der Luftverunreinigung, Minderung des Sekundärenergiebedarfs, entscheidend von dem jeweiligen Heizsystem ab. Insofern täuscht die Aufzählung der Bedarfs-



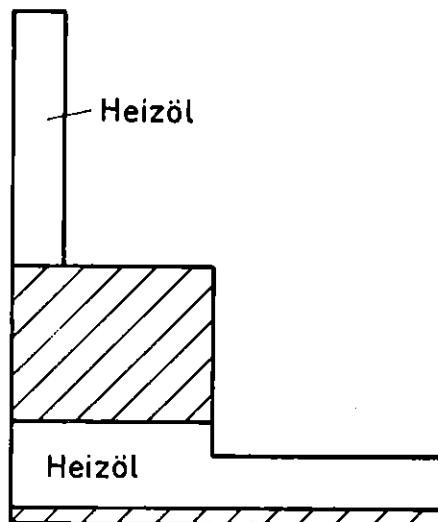
Fernwärme, Heizöl, Erdgas



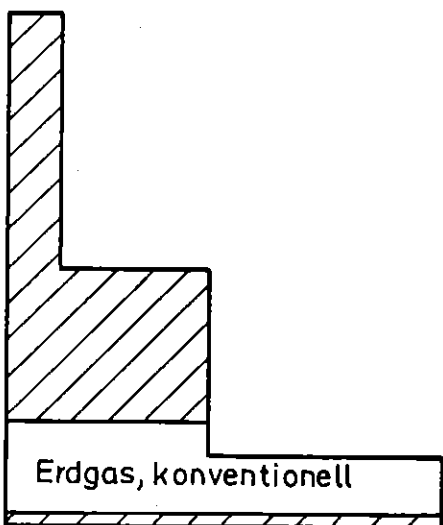
konvention. Elektroheizung



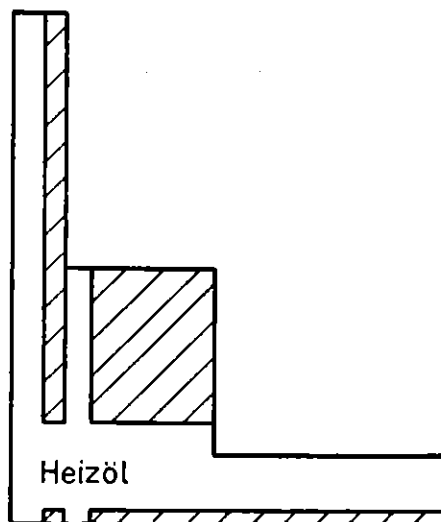
monovalente Elektro-Wärmep.



bivalente Elektro-Wärmep.



Erdgas - Wärmepumpe



Solar-Kollektoren

Abb. 2.8: Mögliche Kombinationen von Umwandlungsoptionen bei der Nieder-temperaturwärmeversorgung.

Aufgetragen ist jeweils die Lastsituation gegen die Zahl der Jahresstunden (vgl. Abb. 2.7).

deckungsoptionen am Anfang dieses Abschnitts darüber hinweg, daß bei Einführung von zusätzlichen Isoliermaßnahmen die Anzahl der Versorgungsoptionen zu verdoppeln ist und nicht lediglich eine zusätzliche Option zu berücksichtigen ist.

### Modellierung der Verteilungsnetze für leitungsgebundene Energieträger

Im Modell werden die folgenden Verteilungsnetze berücksichtigt:

- Elektrizitätsnetz
- Fernwärmenetz, zentral
- Fernwärmenetz, dezentral
- Erdgasnetz.

Die Kosten für die Verteilung der leitungsgebundenen Energieträger weisen im Gegensatz zu den nicht leitungsgebundenen Energieträgern (Heizöl, Solarenergie) eine starke Abhängigkeit von der Versorgungsdichte auf. Auch aus diesem Grunde ist die Unterteilung in Großstädte, Mittelstädte und Landgemeinden (s. Abb. 2.1) notwendig. (Ein anderer Grund ist beispielsweise die Immissionsberechnung, s. Kap. 3.)

Beim Elektrizitätsnetz kann allerdings aufgrund des hohen Anschlußgrades solange von festen Verteilungskosten ausgegangen werden, wie keine Erweiterungen für die Niedertemperaturwärmeversorgung notwendig werden. Im Falle derartiger Erweiterungen werden die niedrigeren spezifischen Kosten beim Übergang zur Vollversorgung (Kostendegression) berücksichtigt. Auch diese Kosten sind nach Schiffär und Schmitt (1976) praktisch unabhängig von der Versorgungsdichte, da der Vorteil einer geringeren Leitungslänge bei Verteilung in dichtbesiedelten Gebieten durch die Notwendigkeit der Verkabelung wieder aufgehoben wird.

Beim Fernwärmenetz sind neben dem Einfluß der Versorgungsdichte auch

Länge und Kapazität von Verbindungsleitungen zwischen Gemeinden zu berücksichtigen. Letzteres läßt sich mit linearen Zielfunktionen und Nebenbedingungen nur näherungsweise erfassen. Folgendes vereinfachende Modell wurde der regionalen Fernwärmeversorgung zugrundegelegt: Die Versorgungsregion wurde in fünf Großstadtreionen mit anschließbaren Mittelstädten und Landgemeinden unterteilt, siehe hierzu Abb. 2.9. Gemäß der Gemeindestatistik von Baden-Württemberg entfielen bei gleichmäßiger Zuordnung der nachgeordneten Gemeinden 13 Mittelstädte auf jede Großstadt sowie 10 Landgemeinden auf jede Mittelstadt. Innerhalb der Gemeindegrößenklasse erfolgte keine weitere Unterteilung nach Bevölkerungszahl bzw. Versorgungsdichte. Die mittleren Entfernungen zwischen den Gemeinden wurden aus der Anzahl der Gemeinden in den jeweiligen Gemeindegrößenklassen und der Fläche der Versorgungsregion näherungsweise bestimmt.

Dem zentralen Fernwärmenetz liegt die Vorstellung zugrunde, daß die Befriedigung der Grund- und Mittellastnachfrage der Mittelstädte durch Anschlußleitungen zu fernwärmeversorgten Großstädten oder Teilen davon erfolgt. Die Deckung der zusätzlichen Spitzenlastnachfrage geschieht durch Heizwerke, die in den Mittelstädten installiert werden. Dieser Vorstellung entsprechend ist maximal nur der Anteil von Mittelstädten an das zentrale Fernwärmenetz anschließbar, der dem Anteil der Versorgung der Großstädte entspricht. Bei der möglichen Versorgung der Landgemeinden durch Anschluß an die Mittelstädte gilt sinngemäß das gleiche, wobei die Transportleitungen zu den Landgemeinden für die Spitzenlastnachfrage auszuliegen sind. Beim Anschluß der Landgemeinden wird die Kostendegression bezüglich der Versorgungsleitungen Großstadt-Mittelstadt berücksichtigt, insofern werden für diese Transportleitungen den Landgemeinden nicht die Durchschnittskosten sondern die niedrigeren Grenzkosten zugerechnet.

Das dezentrale Fernwärmenetz unterscheidet sich vom zentralen Netz durch die vollständige Wärmeerzeugung in den Mittelstädten mit dementsprechend kleineren Leistungseinheiten. Dafür entfallen die Transportleitungen zu den Großstädten und die Kopplung an den Versorgungsgrad der Großstädte. Für die mögliche zusätzliche Versorgung der Landgemeinden gilt hingegen

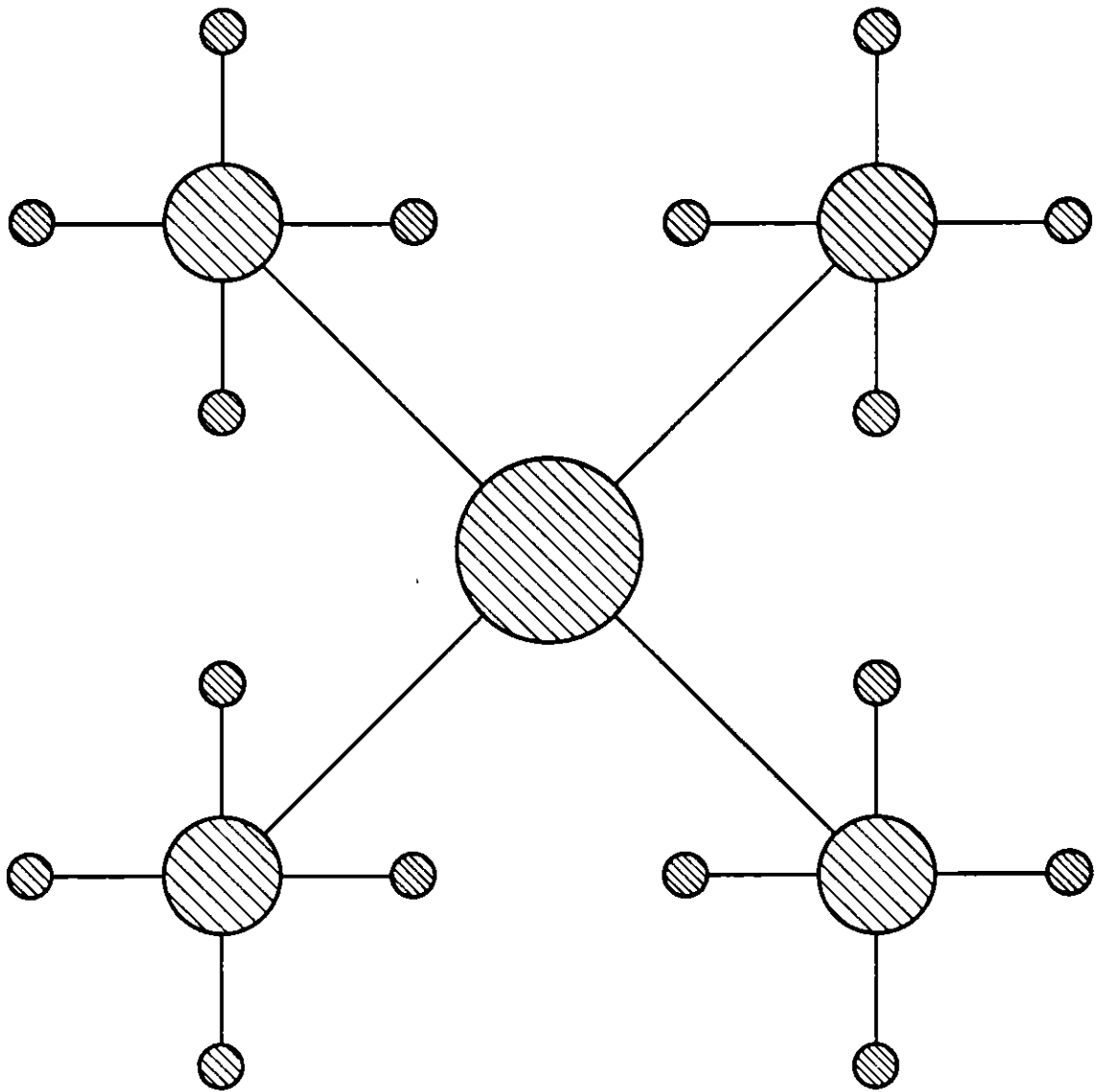


Abb. 2.9: Schematische Darstellung der Fernwärmeverteilung von einer Großstadt über die umliegenden Mittelstädte zu den Landgemeinden

das gleiche wie für das zentrale Netz, d.h. eine Versorgung ist maximal nur mit dem Anteil möglich, mit dem auch die Mittelstädte durch das dezentrale Netz versorgt werden.

Bei der Erdgasverteilung wird zur Ermittlung der Transportkosten das gleiche Schema wie bei der Fernwärmeversorgung zugrundegelegt. Allerdings wird beim Gas die Versorgung einer Gemeindegrößenklasse unabhängig von der Versorgung der anderen Klassen in Erwägung gezogen. Bei dieser Betrachtungsweise wird vernachlässigt, daß beispielsweise die Verteilungskosten für die Landgemeinden geringer sind, wenn die Mittelstädte ebenfalls angeschlossen sind, denn wegen der Kostendegression sind die Transportkosten für die Strecke Großstadt-Mittelstadt geringer. Der entstehende Fehler ist aber vernachlässigbar, zumal diese Transportkosten nur einen geringen Teil der gesamten Verteilungskosten ausmachen. Es wird angenommen, daß das Erdgas in der Nähe der Großstädte zu einem einheitlichen Preis erhältlich ist, in dem auch ein Zuschlag für einen unterirdischen Jahreszeitspeicher enthalten ist. Im Übrigen wurden kleinere Speicher im Verteilungsnetz durch eine Voruntersuchung als unwirtschaftlich ausgeschieden, lediglich die "Netzatmung" (d.h. die Speicherung im Netz durch Druckerhöhung) wurde berücksichtigt (s. z.B. Stahlknecht (1976)).

### 3. Die Zielkriterien

Die Zielkriterien, anhand derer verschiedene Energieversorgungsstrategien beurteilt werden sollten, wurden im Gespräch mit einem am energiepolitischen Entscheidungsprozeß des Landes Baden-Württemberg direkt Beteiligten identifiziert. Die gleiche Person wurde dann hinsichtlich ihrer Präferenzordnung über diese Zielkriterien befragt (s. Kap. 4). Die Erfahrung mit anderen sachverständigen Personen zeigte, daß die Zielkriterien (im Gegensatz zu der Nutzenfunktion) praktisch universellen Charakter haben, sie spiegeln die Hauptthemen der öffentlichen, energiepolitischen Diskussion wider. Daher können die Zielkriterien (Attribute) im folgenden ohne

Bezug zu einer subjektiven Präferenzstruktur diskutiert werden. Sie sind in Abb. 3.1 zusammen mit den Zielen, deren Erreichungsgrad sie messen, wiedergegeben und werden im folgenden erläutert. Wegen weiterer Einzelheiten zur Bedeutung und Berechnungsweise der Attribute sowie wegen detaillierter Quellenangaben sei auf Schulz und Stehfest (1980), Hoch et al. (1980) (Kap. 4) und Fürniß et al. (1980) verwiesen.

Die hier gegebene Beschreibung soll in erster Linie die Berechnungsweise der Attribute verdeutlichen. Für eine sinnvolle Nutzenfunktionsschätzung ist eine viel weiter gehende Diskussion aller zu bestimmten Attributwerten gehörenden Konsequenzen erforderlich. Die angegebenen Schwankungsbreiten sind etwas größer als das, was durch die mit dem Restriktionensystem (1.4) verträglichen, "vernünftigen" Lösungen abgedeckt wird, wenn der für das Jahr 2000 geschätzte Nutzenergiebedarf gedeckt werden muß (s. Kap. 5 und 6).

### Kosten

Schwankung: 1800 - 2500 DM/cap·a

Als Attribut für die ökonomische Effizienz des Energieversorgungssystems werden die pro Jahr und Kopf anfallenden Kosten für die Energieversorgung gewählt. Entsprechend der Unterscheidung zwischen Fluß- und Kapazitätsvariablen werden sie als Summe aus variablen und fixen Kosten berechnet:

$$z_1 = \alpha^T x + \beta^T c \quad (3.1)$$

wobei  $\alpha$  und  $\beta$  die Vektoren der spezifischen variablen bzw. fixen Kosten sind. Die spezifischen fixen Kosten  $\beta$  errechnen sich als Summe aus Kapitaldienst, Instandhaltungskosten, Steuern, Versicherungsprämien, Personalkosten u.ä.. Der Kapitaldienst  $k$  wiederum berechnet sich aus Anlagenbarwert  $K_0$ , Lebensdauer  $\tau$  und Zinssatz  $p$  gemäß

$$k = K_0 \frac{p (1+p)^\tau}{(1+p)^\tau - 1} \quad (3.2)$$



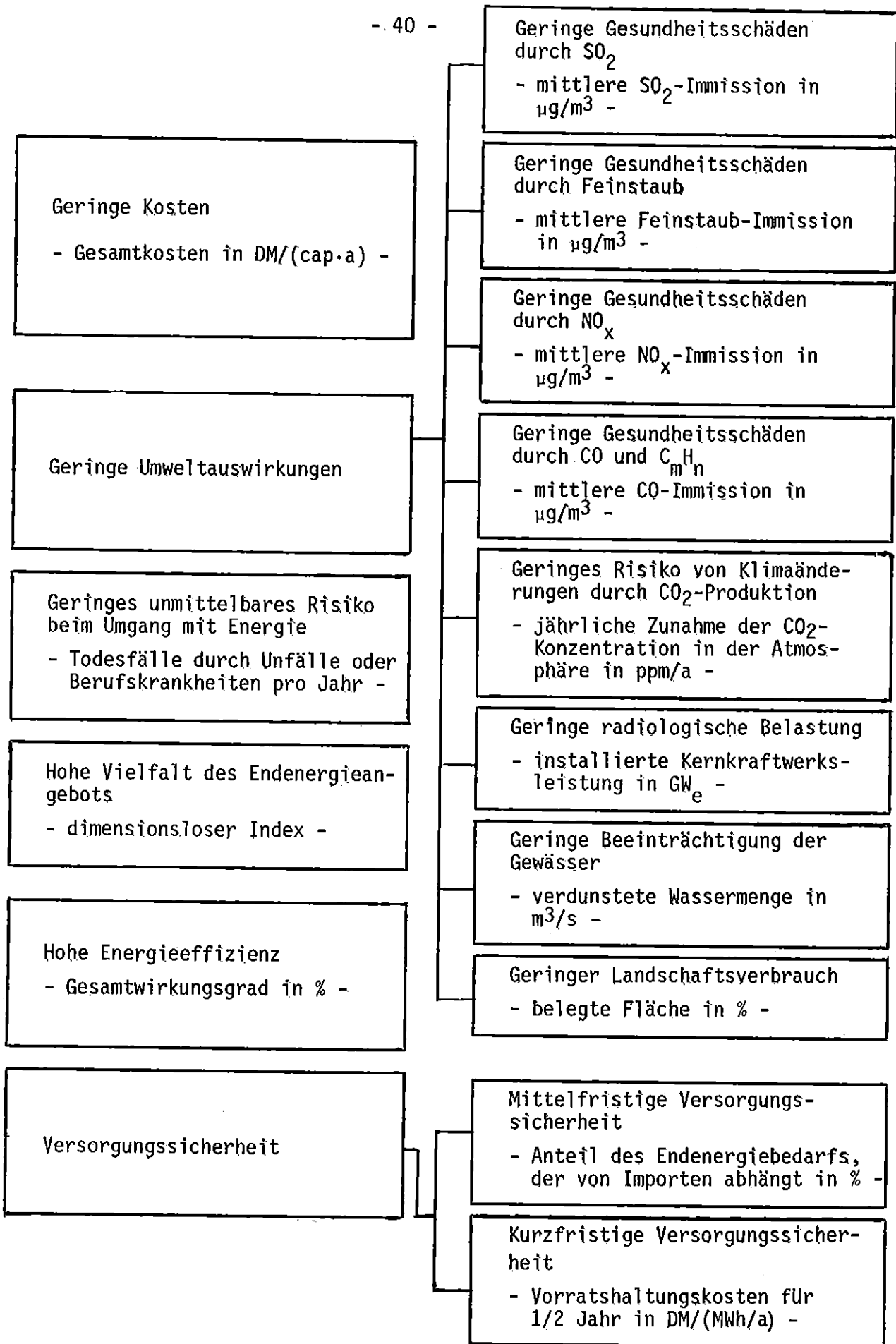


Abb. 3.1: Ziele und Attribute für das Energieversorgungsmodell Baden-Württemberg

Für die anderen Komponenten der spezifischen fixen Kosten werden pauschal bestimmte Prozentsätze vom Anlagenbarwert angenommen (s. z.B. Beck und Goettling (1973)). Als Zinssatz  $p$  wurde für den Standardfall 9 % angesetzt, was bei einer Lebensdauer von 20 Jahren zu jährlichen Kapitaldienstkosten von 11 % des Anlagenbarwerts führt. Für die übrigen Fixkostenanteile wurden insgesamt 4 % angesetzt. Da in der Regel 20 Jahre als Abschreibungszeit angenommen wurden, stellen also die in Fürniß et al. (1980) angegebenen spezifischen jährlichen Fixkosten 15 % des spezifischen Anlagenbarwerts dar. In einigen Fällen (Gas-, Fernwärme- und Stromleitungen, Wärmedämmungen) wurden 30 Jahre Lebensdauer angesetzt. Da in diesen Fällen auch die übrigen Fixkostenanteile geringer sind (z.B. die Instandhaltungskosten) ergeben sich hier nur 12 % des Anlagenbarwerts als jährliche Fixkosten. Im Fall der Gaswärmepumpe wurde berücksichtigt, daß der Gasmotor eine wesentlich geringere Lebensdauer (5 a) als die Gesamtanlage hat. Alle Kosten in Fürniß et al. (1980) beziehen sich im Standardfall auf das Jahr 1975. Die wichtigsten Quellen für die Ermittlung der Kosten waren Hautum (1965), Beck und Goettling (1973), Gebr. Sulzer AG (1974), BMFT (1975), Graf et al. (1976), Hegemann (1976), Schiffer und Schmitt (1976), Schmitt (1976), Bohn (1977), Herrmann (1977), Rittstieg (1977), Schmitz (1979)).

#### Vorgehensweise bei den Attributen für Luftschadstoffe

Bei den Luftschadstoffen sind es in erster Linie die gesundheitlichen Folgen, die durch energiepolitische Maßnahmen möglichst gering zu halten sind. Der Zusammenhang zwischen Energieversorgung und Gesundheitsschäden läßt sich schematisch durch folgende Ursache-Wirkungskette darstellen:

Energieumwandlung

Schadstoffemission

Schadstoffimmission

Gesundheitsschäden

Die Beziehung zwischen Energieumwandlung und Schadstoffemission hat praktisch deterministischen Charakter, die Beziehungen zwischen Emission und Immission sowie zwischen Immission und Gesundheitsschäden sind demgegenüber von probabilistischer Natur. Zwischen den beiden letzten Beziehungen besteht der wesentliche Unterschied, daß die probabilistischen Beziehungen zwischen Emission und Immission weitgehend bekannt sind, während beim Übergang von Immissionen zu Gesundheitsschäden noch große Unsicherheiten bestehen. Insbesondere über die Langzeitwirkungen von relativ geringen Immissionskonzentrationen ist der derzeitige Kenntnisstand nur unbefriedigend. Selbst bei statistisch abgesicherten Effekten ist oft unklar, ob zwischen einem bestimmten Schadstoff und den festgestellten Gesundheitsschäden eine echte Ursache-Wirkungs-Beziehung besteht, oder ob diese Wirkung anderen, gleichzeitig auftretenden Schadstoffen zuzuschreiben ist. Solange eine Ursache-Wirkungs-Beziehung nicht erwiesen ist, hat der entsprechende Schadstoff den Charakter eines Indikators für gewisse Arten von Gesundheitsschäden.

Je größer die objektiven Unsicherheiten bezüglich der Ursache-Wirkungs-Relation sind, desto größer ist auch der Spielraum für subjektive Einschätzungen des anstehenden Sachverhalts. Daher wird als Zielkriterium eine Kenngröße für die Immissionssituation genommen und es dem energiepolitischen Entscheidungsträger überlassen, seine Einschätzung der Beziehung "Immission-Gesundheitsschäden" bei der Bewertung der jeweiligen Schadstoffimmission mit zu berücksichtigen. Bei einem Attribut, das direkt die Gesundheitsschäden mißt, würde zu viel subjektive Einschätzung von Seiten des Modellbauers in das Modell eingehen. Und die Notwendigkeit, subjektive Wertvorstellungen energiepolitischer Entscheidungsträger in die Analyse einzubeziehen, würde dadurch nicht behoben, denn es müßte z.B. entschieden werden, wie unterschiedliche Krankheiten gegeneinander aufgewogen werden.

Häufig wird bei Modellen, die Umweltbelastungen berücksichtigen, als Attribut die Emission herangezogen. Durch dieses Attribut würde aber beispielsweise nicht berücksichtigt, daß die bodennahen Hausbrand- und Kfz-Emissionen bei gleicher Quellstärke eine wesentlich größere Schadenswir-

kung haben als hohe Emissionen aus Kraftwerksschornsteinen. Das heißt, durch das Attribut würden die letztendlich interessierenden Gesundheitsschäden nicht gut charakterisiert.

Als Kenngröße für die Immission wurde die Konzentration  $\bar{I}_{BW}$  gewählt, der die Bevölkerung Baden-Württembergs im Mittel ausgesetzt ist. Formelmäßig ausgedrückt:

$$\bar{I}_{BW} = \frac{1}{N_{BW}} \int_{F_{BW}} p(x,y) \cdot \bar{I}(x,y) dF \quad (3.3)$$

$N_{BW}$ : Einwohnerzahl Baden-Württembergs

$p(x,y)$ : räumliche Verteilung der Bevölkerungsdichte

$\bar{I}(x,y)$ : räumliche Verteilung des Jahresmittelwerts der Immissionskonzentration

$F_{BW}$ : Fläche Baden-Württembergs

Aus Formel (3.3) ist ersichtlich, daß die totale Schadenswirkung  $W$  sich i.a. nur dann anhand von  $\bar{I}_{BW}$  aus der Dosis-Wirkungs-Beziehung  $w(\bar{I})$  direkt ablesen läßt, wenn  $w(\bar{I})$  eine lineare Funktion ist. Nur dann gilt nämlich

$$W \equiv \int_{F_{BW}} p(x,y)w(\bar{I}(x,y)) dF = N_{BW} \cdot w(\bar{I}_{BW}) \quad (3.4)$$

Zur Berechnung der zeitlich gemittelten Immissionskonzentration  $\bar{I}(x,y)$  wird zwischen zwei Emissionstypen unterschieden, deren zugehörige Immissionen sich additiv überlagern (s. Abb. 3.2 und Stehfest (1976)):

- Emissionen, die unmittelbaren räumlichen Bezug zur Bevölkerungsverteilung haben. Hierunter fallen die Emittentengruppen Hausbrand, Kfz-Verkehr innerhalb geschlossener Ortschaften sowie gewerblicher Endenergieverbrauch.

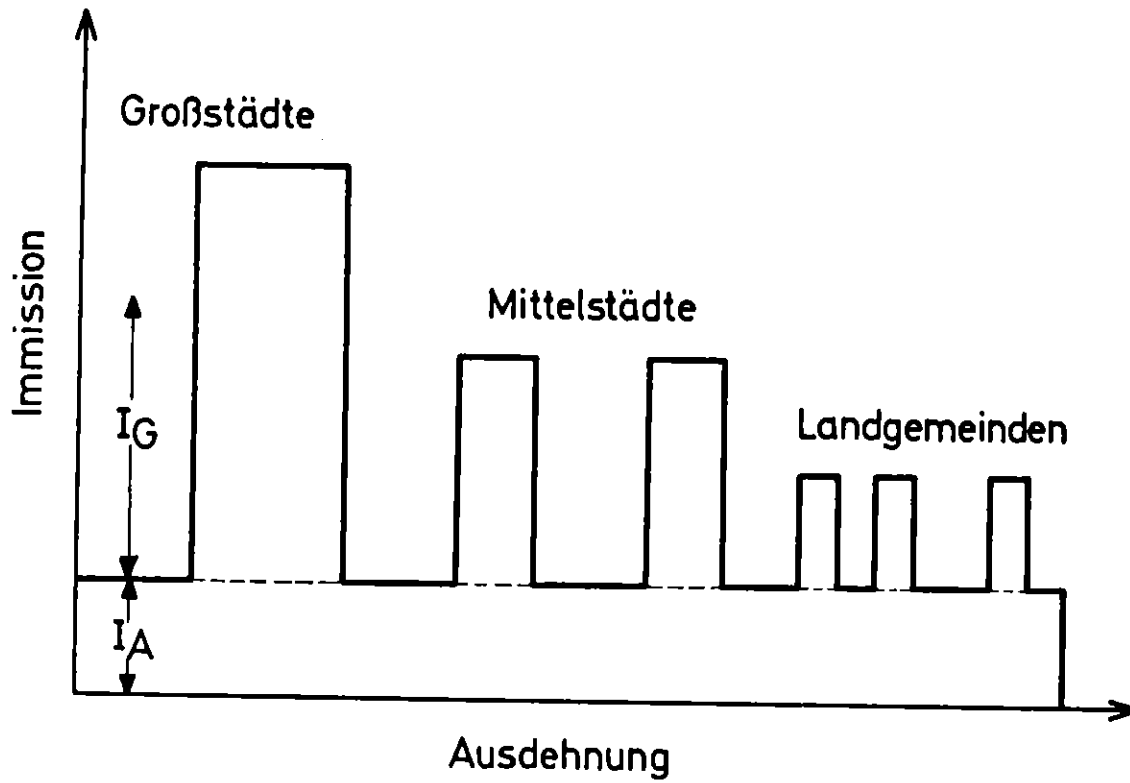


Abb. 3.2: Berechnungsschema für die Immissionskonzentrationen

$I_G$ : bodennahe Quellen innerhalb der Gemeinde

$I_A$ : hohe Quellen und bodennahe Quellen außerhalb der jeweiligen Gemeinde

- Emissionen, die in keinem direkten räumlichen Bezug zur Bevölkerungsverteilung stehen, sei es, daß der Standort nicht siedlungsgebunden ist, sei es, daß die Emissionshöhe so groß ist, daß die Hauptwirkung der Immissionen nicht einer bestimmten Gemeinde zugerechnet werden kann. Hierzu zählt die Emittentengruppe der großindustriellen Energieumwandlungsanlagen: Kraftwerke, Heizkraftwerke, Heizwerke und Raffinerien. Auch die industriellen Energieverbraucher fallen in diese Kategorie.

Für die erste Emittentengruppe wurde auf der Basis des Gauß'schen Ausbreitungsmodells, angewandt auf eine kreisförmige Flächenquelle, eine Formel hergeleitet und an Meßwerten geeicht, die die mittlere Immissionskonzentration  $\bar{I}_L$  einer Gemeinde als Funktion des Radius R der Gemeinde, der mittleren Windgeschwindigkeit u und der Quellstärke Q angibt (s. Schulz und Stehfest (1980)):

$$\bar{I}_L = \frac{Q}{u} \cdot f(R) \quad (3.5)$$

Der Gesamtbeitrag dieser Emittentengruppe zu  $\bar{I}_{BW}$  wird durch Aufsummieren über alle Gemeinden gebildet.

Der Immissionsanteil  $\bar{I}_H$  der zweiten Emittentenklasse wird mit dem sog. Boxmodell ermittelt, d.h. es wird angenommen, daß die emittierten Schadstoffe sich gleichmäßig in der Atmosphäre über Baden-Württemberg, die nach oben durch die sog. Ausbreitungsobergrenze begrenzt ist, ausbreiten und mit einer bestimmten Zeitkonstanten  $\lambda$  abgebaut werden. (Zum Abbau zählt auch der Transport in höhere Luftschichten.):

$$\bar{I}_H = \frac{Q}{F_{BW} \cdot H} \cdot \frac{1}{\lambda} \quad (3.6)$$

Dabei ist H die Höhe der Ausbreitungsobergrenze. Die einfache Formel (3.6) ergibt eine Überschätzung der tatsächlichen Belastung für Baden-Württemberg, jedoch stellt diese Überschätzung genau die Belastung dar,

die durch die Energieumwandlungsanlagen Baden-Württembergs in den angrenzenden Gebieten entsteht - unter der Annahme identischer mittlerer Bevölkerungsdichte. Denn auch wenn man eine Bezugsfläche  $F' > F_{BW}$  nimmt, mit einer nicht notwendig konstanten Immissionskonzentration  $\bar{I}'$ , gilt jedenfalls

$$\int_{F'} \bar{I}' dF = \frac{Q}{H} \cdot \frac{1}{\lambda} = \bar{I}_H \cdot F_{BW} \quad (3.7)$$

wenn vertikale Homogenität vorausgesetzt wird.

Um ein Maß für die Gesamtbelastung durch das Energieversorgungssystem Baden-Württembergs zu erhalten, werden auch die Belastungen, die von Energieumwandlungen außerhalb des Landes herrühren (z.B. von der Braunkohleverstromung in Nordrhein-Westfalen) berücksichtigt. Dazu wird die Konzentration  $\bar{I}_H$  gemäß (3.6) (ggf. mit anderem Wert H) errechnet, mit dem Verhältnis der Bevölkerungsdichten am Umwandlungsort und in Baden-Württemberg multipliziert und zu  $\bar{I}_{BW}$  hinzugerechnet. Desgleichen werden die Immissionen, die die bodennahen Emittenten in anderen Gemeinden verursachen, mithilfe des Modells (3.6) berücksichtigt.

Die beschriebenen Emissions-Immissionsmodelle ergeben für die relativen Wirksamkeiten von Emissionen je nach Gemeindegröße (s. Kap. 2) und Emittententyp:

Emittent Gemeindegröße	Großindustrie	Hausbrand	Verkehr
	Großstadt	1	4.8
Mittelstadt	1	3.3	4.5
Landgemeinde	1	2.0	2.0

Diese Werte befinden sich in guter Übereinstimmung mit den Ergebnissen ähnlicher Überlegungen (Brocke (1977), Dennis (1978)). Wesentliche Quellen für die Basisdaten zu den Luftbelastungen waren MAGS (1972), Strauss (1972), Faude et al. (1974), Geiger et al. (1974), Husar et al. (1978)).

### SO<sub>2</sub>-Immission

Schwankung: 0 - 100 µg/m<sup>3</sup>

Schwefeldioxid wird bei der Verbrennung von Steinkohle, Braunkohle, Dieselmotorkraftstoff sowie schwerem und leichtem Heizöl emittiert, die emittierte Menge ist den entsprechenden Flußvariablen proportional. Bei Steinkohle- und Ölkraftwerken sowie bei den großen Heizkraftwerken, die mit Steinkohle bzw. Öl betrieben werden, wird (zusätzlich zur Entstaubung) eine Rauchgasentschwefelung angenommen, mit der die 1977 erlassenen Emissionsstandards des Landes Nordrhein-Westfalen erfüllt werden.

### Feinstaub

Schwankung: 0 - 12 µg/m<sup>3</sup>

Es werden die gleichen Emittenten betrachtet wie beim Schwefeldioxid. Die Emissionsfaktoren (s. Schulz und Stehfest (1980), Fürniß et al. (1980)) entsprechen etwa dem Stand der Entstaubung Anfang der siebziger Jahre. Die zusätzliche Entstaubung bei der Rauchgasentschwefelung wurde berücksichtigt.

### Stickoxide

Schwankung: 5 - 40 µg/m<sup>3</sup>

Zusätzlich zu den beim Schwefeldioxid genannten Emittenten sind hier die Verbrennungsprozesse von Erdgas und Benzin zu berücksichtigen.



### Kohlenmonoxid

Schwankung: 10 - 190  $\mu\text{g}/\text{m}^3$

Mit diesem Attribut sollten auch die Wirkungen der organischen Schadstoffe aus Verbrennungsprozessen mit erfaßt werden, die mit dem Kohlenmonoxid recht gut korreliert sind. Allerdings wäre es angesichts der großen Bedeutung dieser Schadstoffe, die erst in den letzten Jahren erkannt wurde, vielleicht besser gewesen, dafür ein separates Attribut einzuführen. Wegen der starken Wirksamkeit der bodennahen Verkehrsemissionen (s.o.) schien es angemessen, den Kraftverkehr (sowohl mit Diesel- als auch mit Vergaserkraftstoff) als einzige Quelle für Kohlenmonoxid zu betrachten (s.a. Dobbertin (1979), Junker und Zimmermann (1980)).

### Kohlendioxid

Schwankung: 10 - 150 ppm/a

Da die Konsequenzen der Kohlendioxidemissionen für das Klima nur im globalen Kontext diskutiert werden können, wurde als Attribut die jährliche Erhöhung der  $\text{CO}_2$ -Konzentration in dem Teil der Atmosphäre, der Baden-Württemberg flächenmäßig zusteht (einschließlich eines entsprechenden Anteils der Atmosphäre über den Ozeanen), gewählt. Wegen der unzureichenden Kenntnis des globalen Kohlenstoffkreislaufs blieben dabei Prozesse, die  $\text{CO}_2$  aus der Atmosphäre entfernen (z.B. Adsorption in den Ozeanen) unberücksichtigt. Die Attributwerte sind also direkt proportional der Emission, die Umrechnung auf eine Konzentrationserhöhung soll lediglich einen Anhaltspunkt für die möglichen klimatischen Folgen geben. Als Emissionsquellen für  $\text{CO}_2$  kommen alle Verbrennungsprozesse in Betracht.

### Radioaktive Belastung

Schwankung: 0 - 20 GW<sub>e</sub>

Ursprünglich war dieses Attribut als mittlere Ganzkörperdosisrate bei Normalbetrieb der Reaktoren und der zugehörigen Wiederaufarbeitungsanlage definiert, wobei auch die weltweite Belastung durch langlebige Nuklide berücksichtigt wurde (Schulz und Stehfest (1980)). Da jedoch das Attribut alle Folgen der nuklearen Energieerzeugung charakterisieren sollte, wurde schließlich als Attribut einfach die installierte Kernkraftwerksleistung als Attribut gewählt. Denn die radiologische Belastung im Normalbetrieb ist im Vergleich zum Störfall-, Proliferations- und Endlagerproblem als eher sekundär anzusehen (obwohl sie bei den Genehmigungsverfahren eine große Rolle spielt).

### Gewässerbelastung

Schwankung: 0 - 10 m<sup>3</sup> verdunstetes Wasser /s

Mit diesem Attribut werden nur die Folgen der Verdunstungsverluste durch Kraftwerkskühlung charakterisiert, andere Folgen der Abwärmefreisetzung werden beim Attribut "Gesamtwirkungsgrad" (s.u.) mit erfaßt. Das heißt, abgesehen von den Verdunstungsverlusten, wird nicht unterschieden zwischen Folgen bei Abwärmeabgabe an die Luft und an das Wasser. Diese relativ grobe Betrachtungsweise hängt damit zusammen, daß von allen hinsichtlich ihrer Präferenzordnung Befragten das Abwärmeproblem für unbedeutend gehalten wurde. Unter anderen Umständen müßte man an dieser Stelle vielleicht stärker differenzieren.

### Landschaftsverbrauch

Schwankung: 0 - 0.5 ‰

Mit diesem Attribut wird der Landbedarf von Kraftwerken, Heizkraftwerken, Raffinerien und Braunkohlentagebauen erfaßt, während Einrichtungen für den Energietransport und Solarheizungen als nicht landschaftsverbrauchend eingestuft wurden. Da die Landinanspruchnahme beim Braunkohlentagebau eine Region belastet, in der die Bevölkerungsdichte größer ist als in Baden-Württemberg wird auch hier (wie bei der Luftbelastung außerhalb Baden-Württemberg) ein entsprechender Gewichtungsfaktor bei der Zurechnung zu Baden-Württemberg angebracht.

### Unmittelbares Risiko beim Umgang mit Energie

Schwankung: 2600 - 2800 Todesfälle /a

Hier werden die tödlichen Unfälle in der Energiewirtschaft und beim Endenergiegebrauch sowie die energiebezogenen Berufskrankheiten mit tödlichem Ausgang erfaßt. Das Risiko innerhalb der Energiewirtschaft liegt nur bei der Steinkohlengewinnung und bei der Verteilung des leichten Heizöls signifikant über dem mittleren Risiko in der Gesamtwirtschaft, daher leisten nur diese beiden Prozesse einen Beitrag zur Attributberechnung. Beim Endenergiegebrauch wurde ein Unfallrisiko den Energieträgern Strom und Gas zugerechnet. Die Unfalltoten aus dem privaten Autoverkehr wurden auch dem Energiesystem zugerechnet. Dieser Tatbestand wirkt sich jedoch nur als additive Konstante bei der Attributberechnung aus, da bisher keine Alternative zum Individualverkehr im Modell vorgesehen ist. Die Daten zur Berechnung des Attributes stammen im wesentlichen aus Batile (1976), BMAS (1977), Statistisches Bundesamt (1977).

### Diversität des Endenergieangebots

Schwankung: 0 - 1 (dimensionsloser Index)

Das Optimum der Versorgungsstruktur unter dem Gesichtspunkt der Angebotsvielfalt ist offensichtlich dann gegeben, wenn zur Deckung der jeweiligen Bedarfskategorie alle hierfür vorgesehenen Energiearten mit gleichem Anteil beitragen. Eine Abweichung von dieser optimalen Angebotsstruktur läßt sich durch den folgenden Vielfältigkeitsindex  $z_{11}$  beschreiben, der sowohl die Zahl der wahrgenommenen Versorgungsoptionen als auch deren Anteile berücksichtigt:

$$z_{11} = \frac{1}{n \sum_{i=1}^n D_i} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{m_i}{2(m_i-1)} \cdot \left( \sum_{j=1}^{m_i} \left| \eta_{ji} \cdot x_{ji} - \frac{D_i}{m_i} \right| \right) \quad (3.8)$$

mit

$D_i$ : Nutzenergienachfrage der Kategorie  $i$

$n$ : Anzahl der Nutzenergiekategorien, bei denen mehr als eine Möglichkeit zur Deckung vorgesehen ist

$m_i$ : Anzahl der möglichen (d.h. vom Energieversorgungssystem her vorgesehenen) Energieträger zur Deckung der Bedarfskategorie  $i$  ( $m_i > 1$ )

$x_{ji}$ : jährlicher Energiefluß des Energieträgers  $j$  für die Bedarfskategorie  $i$

$\eta_{ji}$ : Wirkungsgrad des Energieträgers  $j$  bezüglich der Bedarfskategorie  $i$

Der Index hat den Wert 0 bei optimaler Angebotsstruktur. Bei Monopolstruktur, bei der jede Bedarfskategorie durch jeweils nur eine Energieart ver-

sorgt wird, beträgt der Wert 1. Um die Abhängigkeit des Attributs von der Angebotsstruktur zu verdeutlichen, sind in Abb. 3.3 die Attributwerte für eine einzelne Bedarfskategorie, die auf fünf verschiedene Weisen gedeckt werden kann, dargestellt in Abhängigkeit von der Anzahl  $m'$  der Energiearten, die einen von null verschiedenen Beitrag zur Bedarfsdeckung leisten. Es werden folgende Fälle skizziert:

- Fall 1: Die  $m'$  Energieformen sind gleichmäßig an der Bedarfsdeckung beteiligt.
- Fall 2: Eine Energieform deckt die Hälfte des Bedarfs, der Rest wird durch die anderen  $m'-1$  Energiearten abgedeckt (falls  $m'>1$ ).
- Fall 3: Wie Fall 2, nur daß die zuerst genannte Energieart 80 % statt 50 % abdeckt.

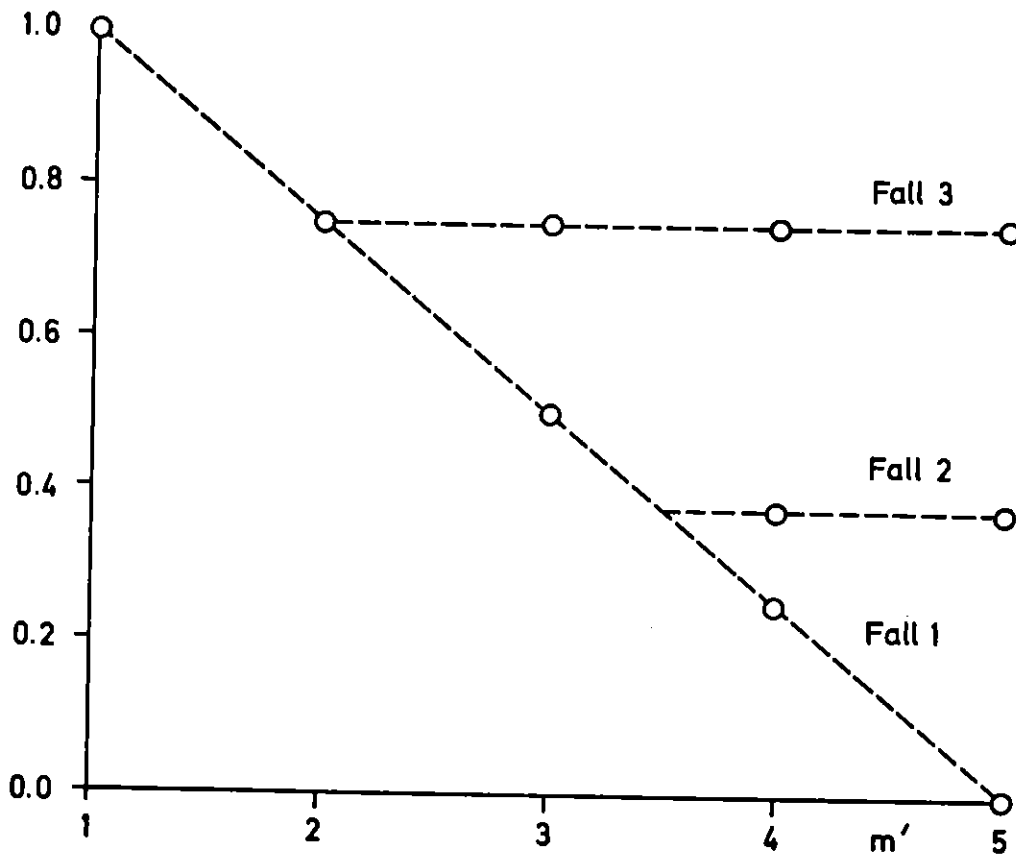


Abb. 3.3: Veranschaulichung des Vielfältigkeitsindex

Aus Abb. 3.3 ist zu entnehmen, daß bei einer Gleichverteilung das Attribut linear mit  $m'$  abnimmt, bei einer Ungleichverteilung eine Abnahme aber nur bis zu einem bestimmten Wert  $> 0$  erfolgen kann. Letzterer Wert liegt umso höher, je mehr eine einzelne Form der Bedarfsdeckung überwiegt.

Die Verwendung des nichtlinearen Attributes (3.8) in der Zielfunktion eines linearen Optimierungsprogramms bereitet keine Schwierigkeiten, da sich die Betragsfunktion  $|x-a|$  durch den Ausdruck  $(-x_1 + x_2 + a)$

mit

$$x_1 \leq x \quad , \quad 0 \leq x_1 \leq a$$

$$x_2 \geq x - x_1 \quad , \quad 0 \leq x_2$$

ersetzen läßt, wenn ein möglichst kleiner Wert der Betragsfunktion angestrebt wird. Das heißt, das nichtlineare Problem kann man in ein lineares mit einigen zusätzlichen Nebenbedingungen transformieren.

### Gesamtwirkungsgrad

Schwankung: 70 - 40 %

Dieses Attribut steht in erster Linie für das allgemeine Ziel des sparsamen Umgangs mit Energieressourcen, aber auch die Folgen der Abwärmelastung sind dabei mit zu bedenken. Da auch dieses Attribut als lineare Funktion von Entscheidungsvariablen dargestellt werden sollte, wurde es als reziproker Wirkungsgrad definiert:

$$\frac{1}{\eta} = \frac{\sum_i \sum_k x_{ik}}{\sum_j D_j}, \quad i \in PI, \quad k \in SI \quad (3.9)$$

wobei die  $D_j$  die nachgefragten Nutzenergiemengen bedeuten. Der Verbrauch an regenerierbaren Ressourcen (z.B. Sonnenenergie) wird bei der Attribut-

berechnung nicht als Primärenergieverbrauch gewertet. Dies ist sinnvoll sowohl im Hinblick auf die Ressourcenschonung als auch im Hinblick auf die Abwärmelast (die unabhängig von der Nutzung der regenerierbaren Ressourcen ist).

### Importabhängigkeit

Schwankung: 10 - 100 %

Der Attributwert ist der prozentuale Anteil des Nutzenenergiebedarfs, der von Importen abhängt. Dabei wird angenommen, daß die Kohle zu 100 % und das Gas zu 50 % aus heimischen Quellen stammt, während Erdöl und Uran zu 100 % importiert werden. Bei der Berechnung des Attributes als lineare Funktion von Entscheidungsvariablen entsteht ein geringfügiger Fehler durch die Sekundärenergiespeicher (Pumpspeicher): Wenn die gespeicherte Sekundärenergie teilweise aus heimischen, teilweise aus importierten Primärenergieträgern stammt, erhält man eine nichtlineare Beziehung, wenn man das Verhältnis der gespeicherten Anteile vom Verhältnis der insgesamt eingesetzten Primärenergien abhängen lassen will. Daher wird vereinfachend angenommen, daß bei gespeicherter Energie genau die Hälfte aus Importen stammt.

### Vorratshaltungskosten

Schwankung:  $1 - 10 \cdot 10^8$  DM/a

Während die Importabhängigkeit eher die mittelfristigen Lieferrisiken für Primärenergie beschreibt, sind hier die kurzfristigen Störungen (z.B. durch Streik oder Embargo) angesprochen. Als Maß dienen die Kosten für die Vermeidung des Risikos, genauer die Kosten der Bevorratung für ein halbes Jahr. Es wird davon ausgegangen, daß sich bei heimischen Energieträgern eine Vorratshaltung erübrigt. Die Bevorratungskosten bei Uran werden als vernachlässigbar klein angesehen.

#### 4. Schätzung der Nutzenfunktionen

Die Schätzung der in Kap. 1 eingeführten Nutzenfunktionen durch Befragung ist in Hoch et al. (1980) ausführlich beschrieben worden. Hier soll lediglich über die wichtigsten Erfahrungen, die bei den Befragungen gewonnen wurden, und über die Ergebnisse berichtet werden. Dabei wird hauptsächlich auf die Schätzung der Nutzenfunktion eines am energiepolitischen Entscheidungsprozeß des Landes Baden-Württemberg direkt Beteiligten Bezug genommen.

Diese Beschränkung macht schon deutlich, daß es bei dem hier verfolgten nutzentheoretischen Ansatz um individuelle Entscheidungsanalyse geht (s. Keeney und Raiffa (1976)). Es geht keineswegs um die Ermittlung einer gesamtgesellschaftlichen Zielfunktion als Aggregat aus repräsentativen individuellen Nutzenfunktionen. Eine solche Zielsetzung verbietet sich schon aus politischen Gründen (s. Fiala und Stehfest (1979)). Sie wäre außerdem aber auch nicht praktikabel, denn die verantwortungsvolle Quantifizierung einer subjektiven Präferenzordnung erfordert ziemlich viel Zeit. In dem Fall, der hier hauptsächlich diskutiert wird, hatte beispielsweise der Befragte fast zwei Tage für die Befragung aufzuwenden. Im Übrigen hatte der Teil der Studie, der sich mit der Nutzenmaximierung befaßt, eher explorativen Charakter: Es sollte herausgefunden werden, wie sich der relativ neue nutzentheoretische Ansatz in der Praxis bewährt.

Einem weiteren möglichen Mißverständnis sei hier vorgebeugt: Man kann nicht von der Wichtigkeit eines Attributs "an sich" im Vergleich zu anderen Attributen sprechen (obwohl dies bei nutzwertanalytischen Untersuchungen oft geschieht). Wesentlich für die Einschätzung eines Attributs ist immer, über welchem Bereich die Attributwerte bei den zur Entscheidung anstehenden Optionen schwanken. Wenn beispielsweise durch die verschiedenen möglichen Versorgungsstrategien der Gesamtwirkungsgrad kaum beeinflußt würde, während der Landschaftsverbrauch stark von der Strategiewahl betroffen wäre, müßte das Attribut "Gesamtwirkungsgrad" als unbedeutend im Vergleich zum Attribut "Landschaftsverbrauch" eingestuft werden, auch wenn es dem Befragten als sehr wünschenswert erschiene, den Gesamtwirkungs-



grad zu verbessern. Wenn also im folgenden von der Wichtigkeit von Attributen gesprochen wird, ist dies immer auf die in Kap. 3 angegebenen Schwankungsbreiten der Attributwerte zu beziehen.

Die Befragung ergab zunächst die nicht überraschende Feststellung, daß die Einschätzung verschiedener Attribute für ein und dasselbe Ziel zunächst durchaus verschieden sein kann. Das drastischste Beispiel hierfür lieferte das Attribut zur Charakterisierung der Folgen der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die Attributberechnung, so wie sie in Kap. 3 beschrieben ist, ergab Werte, die trotz voller Kenntnis der Berechnungsweise als dramatisch empfunden wurden. Reine Emissionswerte wirkten dagegen weniger eindrucksvoll. Zur Beseitigung solcher Inkonsistenzen bei der Einschätzung ein und desselben Tatbestandes muß das Problem von mehreren Seiten beleuchtet werden und die Annahmen bei der Attributberechnung müssen immer wieder diskutiert werden, ebenso wie der Wissensstand über die Folgen, für die das Attribut steht.

Wie in Kap. 1 erläutert, stellt die Nutzenfunktion eine spezielle Präferenzfunktion dar. Da sie auch das Verhalten gegenüber Unsicherheit beschreibt, sind zu ihrer Schätzung sogenannte Lotteriefragen unerlässlich. Für die Schätzung der Einzelnutzenfunktionen  $u_i(z_i)$  in Gleichung (1.7) kann man dem Befragten beispielsweise folgende Alternative vorlegen: Welche von beiden Optionen wird vorgezogen,

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Attributwert } A \\ \text{mit Sicherheit} \end{array} \right\} \quad \text{oder} \quad \left\{ \begin{array}{l} \text{Attributwert } A^1 \text{ mit} \\ \text{Wahrscheinlichkeit } 0.5, \\ \text{Attributwert } A^0 \text{ mit} \\ \text{Wahrscheinlichkeit } 0.5 \end{array} \right\} \quad (4.1)$$

Der zwischen  $A^1$  und  $A^0$  liegende Wert  $A$  wird solange geändert, bis Indifferenz zwischen den beiden Optionen besteht. Damit ist gemäß

$$u(A) = 0.5 u(A^1) + 0.5 u(A^0) \quad (4.2)$$

der Zwischenwert  $u(A)$  durch die Nutzenfunktionswerte bei  $A^1$  und  $A^0$  bestimmt. (Zwei Werte jeder Nutzenfunktion kann man frei vorgeben, man wählt

sie i.a. so, daß die Nutzenfunktion beim schlechtesten Attributwert 0 und beim besten Wert 1 ist.) Nun kann man zu einer eindeutig bestimmten Präferenzfunktion (der Gestalt (1.7)) auch ohne Berücksichtigung des Verhaltens gegenüber Unsicherheit gelangen. Zur Ermittlung der zu den  $u_i(z_i)$  analogen Funktionen hätte man dann beispielsweise zu fragen: Welche Attributverbesserung wird vorgezogen,

$$\left\{ \text{von } A^0 \text{ nach } A \right\} \quad \text{oder} \quad \left\{ \text{von } A \text{ nach } A^1 \right\} \quad (4.3)$$

Durch Variation von  $A$  wird wieder Indifferenz erzeugt und ein neuer Funktionswert berechnet. Da bei der vorliegenden Untersuchung die Unsicherheiten in den Attributwerten nicht explizit berücksichtigt wurden, hätte man auch in der eben beschriebenen Weise vorgehen können. Es zeigte sich jedoch, daß für den Befragten Fragen von Typ (4.1) leichter zu beantworten waren als Fragen vom Typ (4.3).

Zur Bestimmung der Koeffizienten  $k_i$  in Gleichung (1.7) werden Fragen von folgendem Typ gestellt: Welche Attributwertekombination wird vorgezogen,

$$\left\{ A_i^0 A_k^1 \right\} \quad \text{oder} \quad \left\{ A_i^1 A_k^0 \right\} \quad (4.4)$$

Dabei bedeuten die hochgestellten Indizes 0 und 1 schlechtester bzw. bester Wert des jeweiligen Attributs. Je nach Antwort auf die Frage (4.4) wird dann entweder  $A_k^1$  oder  $A_i^1$  soweit verschlechtert, bis Indifferenz eintritt. Ohne Beschränkung der Allgemeinheit wird angenommen es sei  $A_i^1$ . Dann besteht, wie man anhand von Gleichung (1.7) leicht nachprüft, zwischen  $k_i$  und  $k_k$  folgende einfache Beziehung, wenn  $A_i^1$  der Wert von  $A_i$  ist, bei dem Indifferenz besteht:

$$k_k = u_i(A_i^1) k_i \quad (4.5)$$

Durch einfache Fragen vom Typ (4.4) kann man also für jedes Attributpaar das Verhältnis der zugehörigen  $k_i$  bestimmen. Auf diese Weise erhält man jedoch keine eindeutigen  $k_i$ -Werte, die  $k_i$  bleiben bis auf einen gemeinsamen Faktor unbestimmt. Zur Festlegung der absoluten Werte wird üblicherweise folgende komplizierte Lotteriefage gestellt: Welche Option wird vorgezogen,

$$\left\{ \begin{array}{l} A_1^0 \dots A_{i-1}^0 \quad A_i^1 \quad A_{i+1}^0 \dots A_M^0 \\ \text{mit Sicherheit} \end{array} \right\} \text{ oder } \left\{ \begin{array}{l} A_1^1 \dots A_M^1 \text{ mit der} \\ \text{Wahrscheinlichkeit } p_i, \\ A_1^0 \dots A_M^0 \text{ mit der} \\ \text{Wahrscheinlichkeit } 1-p_i \end{array} \right\} \quad (4.6)$$

Die Wahrscheinlichkeit  $p_i$  wird solange verändert, bis Indifferenz besteht. Der so gefundene  $p_i$ -Wert ist gerade  $k_i$ , wie man anhand von Gleichung (1.7) leicht verifiziert. Die Befragung ergab in allen Fällen, daß der Befragte sehr leicht der Vorstellung verfällt, daß  $\sum_i p_i = 1$  sein müsse. Dies ist wohl auch der Grund dafür, daß in den weitaus meisten Berichten über Nutzenfunktionsschätzungen die additive Form (1.6) als adäquat genannt wird. Zur Umgehung dieser Schwierigkeit wurden, ausgehend von Fragen des Typs (4.4)  $A_i^0$  oder  $A_k^0$  solange verbessert, bis Indifferenz auftritt. Für diesen Fall erhält man eine zusätzliche, nichtlineare Beziehung zwischen  $k_i$  und  $k_k$ . Es wurde ein Taschenrechnerprogramm entwickelt, das eine solche Gleichung zusammen mit  $M-1$  Gleichungen des Typs (4.5) zu lösen gestattet und dabei gleichzeitig den Wert der Skalierungskonstanten  $k$  berechnet (s. Hoch et al. (1980)). Es wurde unmittelbar während der Befragung benutzt.

Bei allen befragten Personen ergab sich ein Wert für  $k$ , der kleiner als oder gleich null war, auch bei den Unternutzenfunktionen im Falle der Schachtelung (s. Kap. 1). Ein negativer  $k$ -Wert drückt, grob gesagt, aus, daß eine bestimmte Verbesserung eines Attributs für umso wertvoller erachtet wird, je ungünstiger die Werte der übrigen Attribute sind. Er bedeutet also, daß zwischen den Attributen ein "Wertesynergismus" besteht. Dieser kann, wie etwa im Fall  $SO_2$  und Staub (s.u.), von einem echten Wirkungssynergismus herrühren. Oft ist jedoch die Ursache in einer nicht weiter begründbaren Grundhaltung zu sehen, die im Verlauf der Befragungen

auch öfters artikuliert wurde. (Bei dieser Haltung wird die zweite der in Satz 1.2 genannten Lotterien vorgezogen.)

Die Schätzung der Einzelnutzenfunktionen ergab in allen Fällen Risikoscheu, die sich als Konkavität der Funktionen äußert. (Das heißt, der Nutzen des Attributerwartungswertes wird immer mindestens so hoch eingeschätzt wie der erwartete Nutzen.) Ferner zeigte sich, daß in allen Fällen die Risikoscheu mit schlechter werdenden Attributwerten zunimmt. Diese zwei Eigenschaften scheinen, wie auch die Negativität von  $k$ , universelle Charakteristika von verantwortungsbewußten Entscheidern zu sein.

Die Struktur der Nutzenfunktion, die sich bei der Befragung des energiepolitischen Entscheidungsträgers ergab, ist in Abb. 4.1 wiedergegeben. Sie zeigt, wie die Attribute zu präferenzunabhängigen Attributepaketten zusammenzufassen waren, die vektoriellen Attribute auf den verschiedenen Schachtelungsebenen werden durch  $y_k$  bezeichnet, wobei die  $k$  je nach Schachtelungstiefe aus ein, zwei oder drei Indizes bestehen. Die Nutzenfunktion hat also folgende Gestalt:

$$v(y) = \frac{1}{d} \prod_{i=1}^6 (1 + d d_i v_i(y_i)) - \frac{1}{d}$$

$$v_1(y_1) = u_1(z_1)$$

$$v_2(y_2) = \frac{1}{d^2} \prod_{j=1}^5 (1 + d^2 d_{2j} v_{2j}(y_{2j})) - \frac{1}{d^2}$$

$$v_{21}(y_{21}) = \frac{1}{d^{21}} \prod_{k=1}^2 (1 + d^{21} d_{21k} u_{1+k}(z_{1+k})) - \frac{1}{d^{21}}$$

$$v_{22}(y_{22}) = \frac{1}{d^{22}} \prod_{k=1}^2 (1 + d^{22} d_{22k} u_{3+k}(z_{3+k})) - \frac{1}{d^{22}}$$

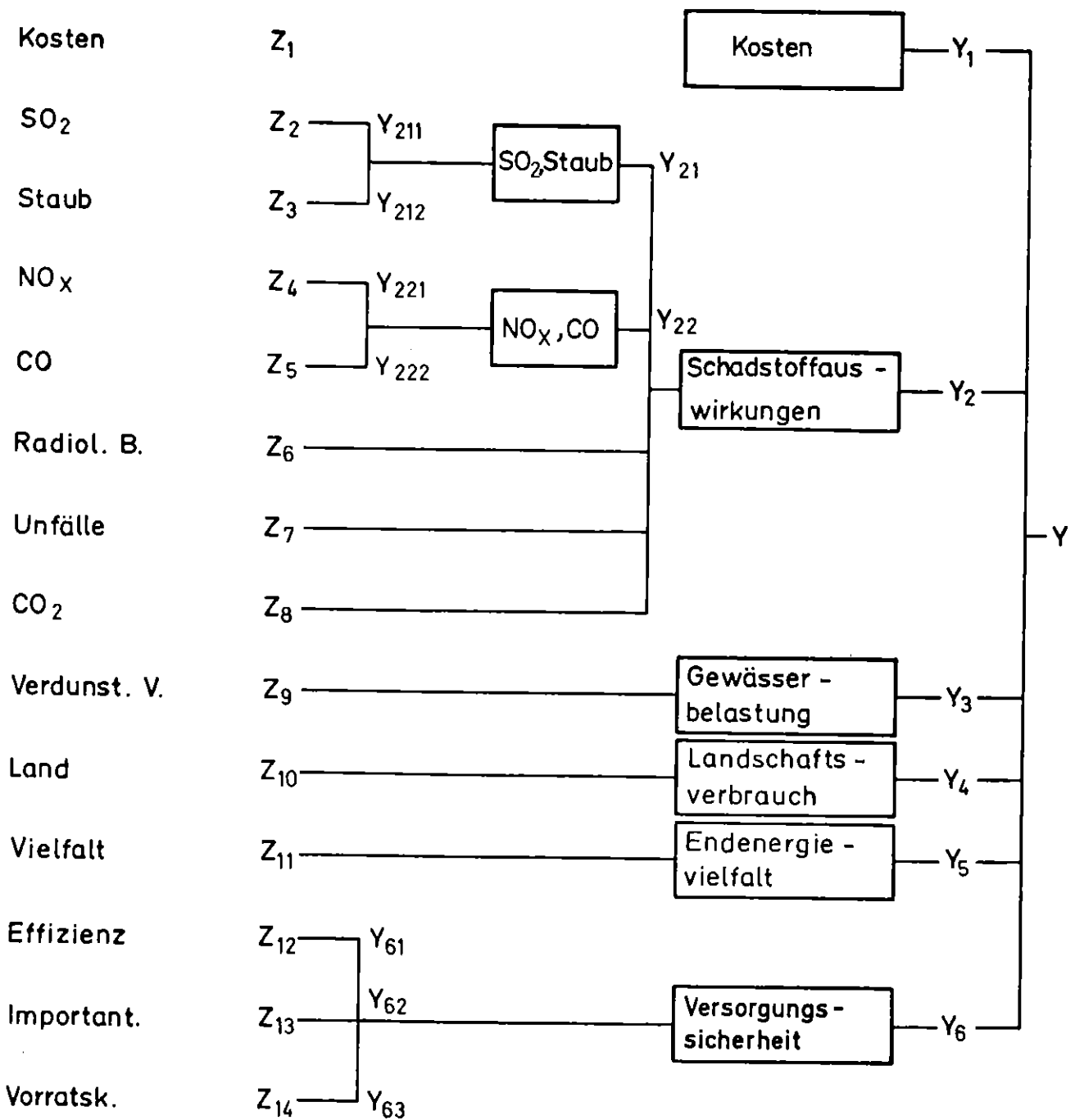


Abb. 4.1: Darstellung der präferenzunabhängigen Attributpakete bzw. -unterpakete für eine ausgewählte Nutzenfunktion

$$v_{23}(y_{23}) = u_6(z_6)$$

$$v_{24}(y_{24}) = u_7(z_7)$$

$$v_{25}(y_{25}) = u_8(z_8)$$

$$v_3(y_3) = u_9(z_9)$$

$$v_4(y_4) = u_{10}(z_{10})$$

$$v_5(y_5) = u_{11}(z_{11})$$

$$v_6(y_6) = \frac{1}{d^6} \prod_{j=1}^3 (1+d^6 d_{6j} u_{11+j}(z_{11+j})) - \frac{1}{d^6}$$

Dabei kennzeichnet der Buchstabe  $d$  mit entsprechender Indizierung die Koeffizienten entsprechend den  $k_i$  in der einfachen multiplikativen Form (1.7), die Koeffizienten, die dem  $k$  in Gleichung (1.7) entsprechen, tragen hier hochgestellte Indizes.

Wegen der numerischen Werte der Koeffizienten sei ebenso auf Hoch et al. verwiesen wie wegen der Funktionen  $u_i(z_i)$ . Dort sind auch zwei weitere Beispiele für Nutzenfunktionen angegeben. Die Rangordnung der Attribute entsprechend ihrer Wichtigkeit ist (s.o.)

$$z_{12} > z_{13} > z_8 > z_1 > z_7 > z_5 > z_6 > z_2 = z_3 = z_4 > z_{11} = z_{14} > z_9 > z_{10}$$

Sie ist definiert durch die Bedeutung, die dem Verbessern des jeweiligen Attributs vom schlechtesten auf den besten Wert zugemessen wird unter der

Annahme, daß alle anderen Attribute ihren schlechtesten Wert annehmen. (Das Zeichen  $\approx$  in der Rangordnung bedeutet Indifferenz.) Die Rangordnungen für die anderen zwei in Hoch et al. (1980) mitgeteilten Nutzenfunktionen sind

$$z_{13} > z_{12} > z_1 > z_8 > z_5 > z_2 > z_4 \approx z_6 > z_7 > z_3 \approx z_9 > z_{11} \approx z_{14} > z_{10}$$

und

$$z_5 > z_2 > z_1 > z_4 > z_{12} > z_{11} > z_{13} > z_6 \approx z_7 > z_9 > z_{14} > z_3 > z_8 > z_{10}$$

Die d-Werte (die dem k-Wert in Gleichung (1.7) auf der obersten Schachtelungsebene entsprechen) hatten die Werte - 0.772, - 0.812 bzw. 0.0. In zwei Fällen lag also eine starke Abweichung von der additiven Form (1.6) vor. Daß die nichtlineare Nutzenmaximierung trotzdem eine nur geringfügige Verbesserung gegenüber dem Maximum für die additive Näherung erbrachte (s. Kap. 1), war überraschend. Die Ursache dafür wurde jedoch nicht weiter erforscht. Es könnte einmal die spezielle Form des Restriktionensystems dafür verantwortlich sein. Es könnte aber auch sein, daß der nichtlineare Optimierungsalgorithmus nur lokale Optima gefunden hat. Es scheint nämlich noch nicht erwiesen, daß geschachtelte, multiplikative Nutzenfunktionen streng quasikonkav (s. z.B. Ponstein (1967)) sind, und diese Eigenschaft ist hinreichende Bedingung dafür, daß ein lokales Optimum auch das globale ist.

Zusammenfassend lassen sich die Erfahrungen bei der Nutzenfunktionsschätzung als sehr positiv einordnen. Es ist auch bei einem mathematisch nicht ausgebildeten Befragten möglich, den Zusammenhang zwischen den analysierenden Fragen und dem Zweck der Befragung (nämlich Entscheidungsanalyse) verständlich zu machen, selbst die axiomatischen Grundlagen lassen sich ein Stück weit diskutieren. Die zahlreichen Fragen zur Konsistenzprüfung, die während und nach der Schätzung gestellt wurden, ergaben allenfalls kleinere Änderungen an der Nutzenfunktion, so daß das Ergebnis der Schät-

zungen als recht zuverlässig anzusehen ist. Ein auch durch noch so gute Schätzung natürlich nicht lösbares Problem ist die Veränderbarkeit der Präferenzordnung mit der Zeit. Es wird im abschließenden Kapitel von Hoch et al. (1980) diskutiert.

##### 5. Struktur der kostenoptimalen Lösung und Sensitivitätsanalysen

Das Zielkriterium "Kosten" als klassisches Kriterium für ökonomische Entscheidungen nimmt unter den Attributen eine Sonderstellung ein und soll daher hier gesondert behandelt werden. Es wäre beispielsweise wenig sinnvoll, unter den zulässigen Lösungen diejenige gesondert zu betrachten, die eine bestimmte Schadstoffimmission minimiert. Diese Lösung wäre im Hinblick auf die anderen Attribute wahrscheinlich völlig unrealistisch, sie kann lediglich dazu dienen, die mögliche Schwankungsbreite des betreffenden Attributes zu bestimmen (s. Kap. 3). Demgegenüber werden mit dem Attribut "Kosten" die nichtmonetären Zielvorstellungen zu einem guten Teil schon erfaßt. Beispielsweise stellen die den Kostendaten zugrundeliegenden Techniken bereits einen Kompromiß zwischen der möglichst billigen Produktion und der Vermeidung von Arbeitsunfällen dar, der in Arbeitsschutzvorschriften fixiert ist. Verbleibende Gesundheitsrisiken am Arbeitsplatz sind als Beiträge zu Berufsgenossenschaften ebenfalls bereits (teilweise) monetarisiert (s. Schulz und Stehfest (1980)). Das Ziel "Geringe Gesundheitsrisiken am Arbeitsplatz" wird also bei allen Umwandlungsoptionen über die entsprechenden Kosten mit berücksichtigt. Ähnliches läßt sich über die in den vorausgesetzten Techniken standardmäßig realisierten Umweltschutzvorkehrungen (z.B. Entstaubung, Heizölentschwefelung) sagen. Daher führt die Optimierung allein nach den Kosten zu einer sinnvollen Modelllösung. Sie stellt, wie sich bei empirischen Untersuchungen, auch in anderen Wirtschaftssektoren, immer wieder zeigt, in guter Näherung die vom ökonomischen System tatsächlich realisierte Lösung dar unter der Annahme unveränderlicher Randbedingungen von Seiten des politischen Systems. Die Optimierungen bei mehrfacher Zielsetzung, auf die im nächsten Kapitel eingegangen wird, dienen dann dazu, Hinweise zu erhalten, wie man diese



Randbedingungen zu verändern hat, um Ziele zu erreichen, die durch das Attribut "Kosten" gegenwärtig nicht erfaßt werden (s.a. Kap. 1).

Wie schon in Kap. 3 erwähnt, wurde für die Kosten das Basisjahr 1975 gewählt und, wenn nichts anderes vermerkt ist, ein Kalkulationszinsfuß von 9 % angenommen. Für die Nutzenergienachfrage wurden zwei Wertekombinationen gewählt, die den Bedarf für die Jahre 1975 und 2000 repräsentieren:

Energieart	Bedarf 1975 [TWh/a]	Bedarf 2000 [TWh/a]	Mittlere jährliche Steigerung [%]
Elektrizität	32	86	4.0
Niedertemp.- Wärme	74	108	1.5
Hochtemp.- Wärme	28	58	3.0
Transport- energie	15	18	0.7

Der für 2000 geschätzte Bedarf ist konsistent mit der neuesten DIW-Schätzung für Baden-Württemberg (DIW (1979)), die allerdings detaillierte Aussagen nur bis zum Jahre 1990 macht und für 2000 nur einige globale Zahlen gibt. Die Form der Lastverteilungen und die prozentuale Aufteilung des Niedertemperaturwärmebedarfs auf die Unterkategorien (s. Kap. 2) wurden für beide Bezugsjahre als gleich angenommen, da die möglichen Änderungen dieser Verteilungen mit großen Unsicherheiten behaftet wären. (Es sei daran erinnert, daß der Elektrizitätsbedarf nicht die Elektroheizungen erfaßt.) Einschränkungen für die Verfügbarkeit von Primärenergieträgern wurden nicht gemacht, obwohl sie sich leicht als zusätzliche Restriktionen formulieren ließen. Die Rechnungen führten in keinem Fall (s. aber Kap. 6) zu einem Verbrauch einer bestimmten Primärenergie, der von vornherein

als unsinnig anzusehen gewesen wäre und daher die Einführung solcher Restriktionen erzwungen hätte.

Die kostenoptimale Lösung für das Energieversorgungssystem Baden-Württembergs beim Bedarf für das Jahr 2000 ergibt Gesamtkosten in Höhe von 18.44 Mrd. DM. Hierbei machen die Kosten zur Deckung des Elektrizitätsbedarfs etwa 70 % aus, für die Deckung der Bedarfskategorien Niedertemperaturwärme, Hochtemperaturwärme sowie Transportenergie sind jeweils etwa 10 % anzusetzen. Auf die Werte der nichtmonetären Attribute für die kostenoptimale Lösung wird im nächsten Kapitel eingegangen.

Die Struktur der Lösung ist in den Abb. 5.1 und 5.2 veranschaulicht. Der Niedertemperaturwärmebedarf wird in Großstädten durch Fernwärme gedeckt, in Mittelstädten und Landgemeinden durch Heizöl und in geringem Ausmaß durch elektrische Nachtspeicherheizungen. Die Isolierungen haben für alle Heizungsarten die maximalen Werte, die einer Heizenergieeinsparung von 50 % entsprechen. Der Transportenergiebedarf wird zu 56 % durch Benzin und zu 44 % durch Dieselkraftstoff gedeckt. Vom Dieselanteil sind 85 % für den Lkw-Verkehr notwendig. Der Hochtemperaturwärmebedarf wird vollständig durch schweres Heizöl gedeckt.

Die Erzeugung der Elektrizität und der Fernwärme erfolgt gemäß Abb. 5.2. Der Grundlastbereich für Elektrizität, der durch Elektrospeicherheizungen gegenüber der reinen Elektrizitätsnachfrage vergrößert ist, wird durch Kernenergie erzeugt, der Mittellastbereich durch Braunkohlenstrom sowie die Spitzenlast durch Erdgaskraftwerke. Ein Teil des Grundlaststroms wird mittels nuklearer Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt, wobei gleichzeitig der Grund- und Mittellastbereich der Fernwärmennachfrage abgedeckt wird. Die Spitzenlastfernwärme wird in Heizwerken auf der Basis von schwerem Heizöl produziert. Die in Abb. 5.2 dargestellten 9 kombinierten Lastzustände sind im Modell teilweise in Unterzustände aufgeteilt und zwar entsprechend den Zuständen, die im Tag-Nacht-Wechsel folgen (vgl. Kap. 2). Die eingezeichneten Elektrizitätsmengen für Nachtspeicherheizungen sind als Mittelwerte über diese verschiedenen Unterzustände zu verstehen. Dadurch könnte der Eindruck entstehen, als würde praktisch während der ge-

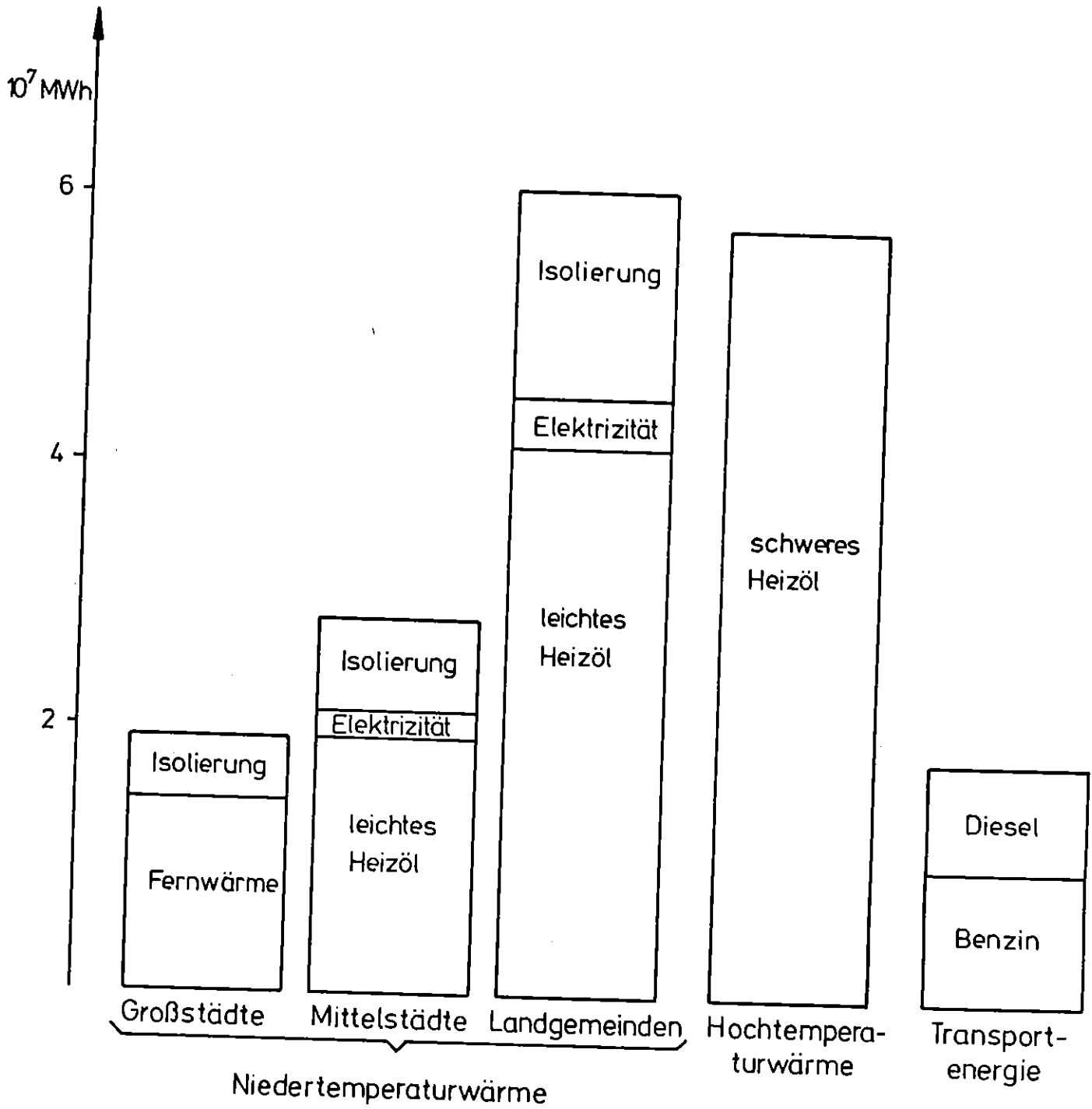


Abb. 5.1: Nutzenergiebedarfsdeckung bei der kostenoptimalen Lösung

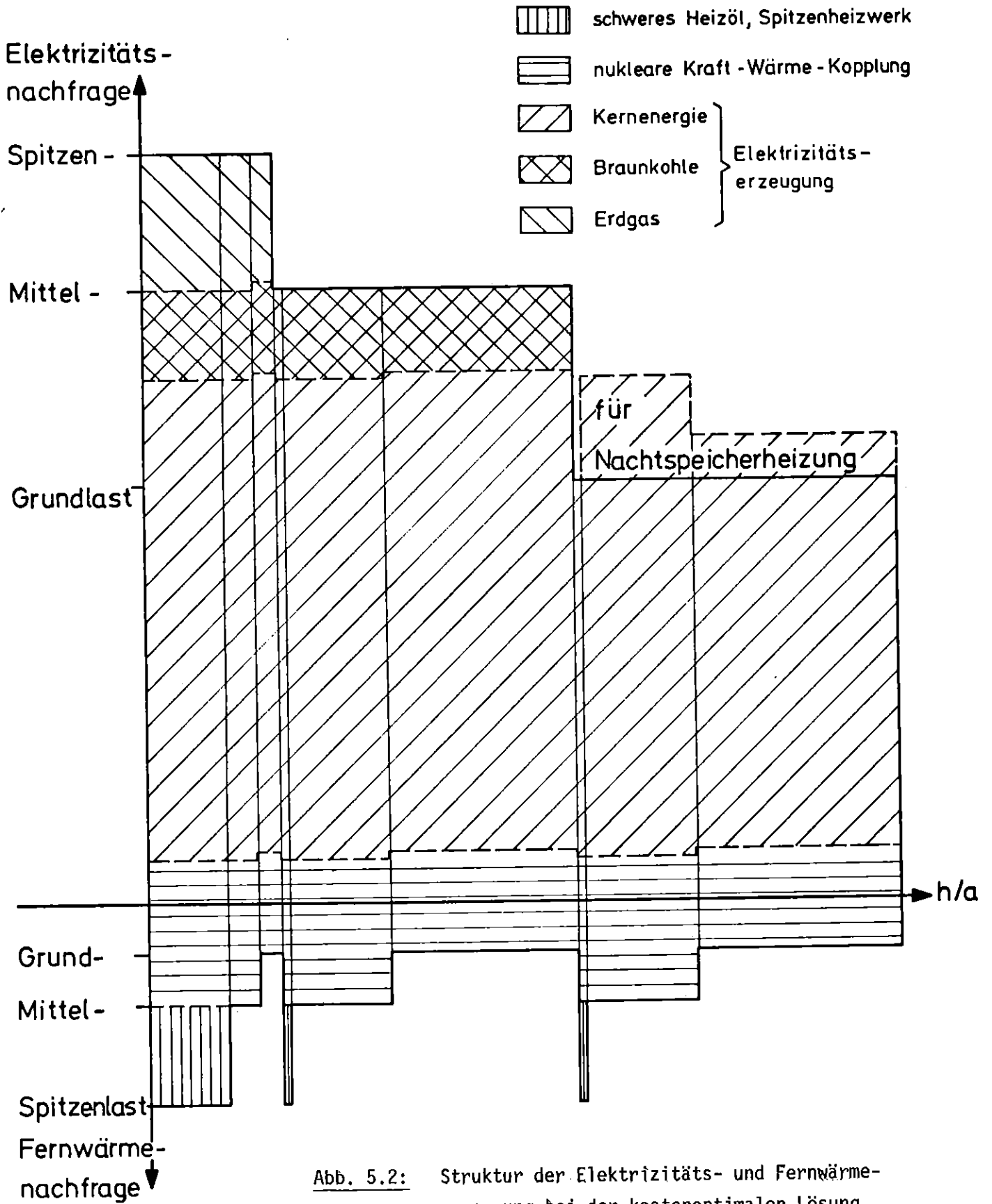


Abb. 5.2: Struktur der Elektrizitäts- und Fernwärmefachfrage bei der kostenoptimalen Lösung

samen Grundlastzeit Elektrizität für Nachtspeicherheizungen erzeugt. Tatsächlich ist natürlich ein der Sommerperiode entsprechender Prozentsatz der Grundlastdauer frei von Elektrizitätsproduktion für Nachtspeicherheizungen.

Hinsichtlich des Einsatzes von Umwandlungsanlagen ist weiterhin zu bemerken, daß 29 % des Schwerölausstoßes in Konversionsanlagen zur Erzeugung leichterer Fraktionen einzusetzen ist. Dabei ist im Rahmen der technischen Möglichkeiten das Verhältnis mit maximaler Ausbeute an leichtem Heizöl anzustreben. Diese Aussagen sind jedoch unter dem Vorbehalt zu verstehen, daß eine Einfuhr von leichtem Heizöl im Rahmen des Modells bisher nicht vorgesehen ist. Diese Annahme ist nicht so unrealistisch, wie sie auf den ersten Blick scheinen mag: Zum einen müßte für Importe von Fertigprodukten etwa der gleiche Betrag aufgewendet werden wie für die Erzeugung im Inland, so daß es näherungsweise nur eine Frage der Interpretation des Kostenoptimums ist, ob man Importe zuläßt oder nicht. (Bei Überschüssen an Fertigprodukten, die bei Rohölverarbeitung im Inland im Prinzip auftreten könnten, müssen die Kosten um die Exporterlöse aus diesen Produkten reduziert werden.) Zum anderen hat sich bisher immer gezeigt, daß bei Verknappungserscheinungen am Mineralölmarkt Rohöl leichter zu erhalten ist als Raffinerieprodukte (s. z.B. Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr des Landes Baden-Württemberg (1975)). Durch den Ausschluß des Imports von Raffinerieprodukten wird also ein Beitrag zum nichtmonetären Ziel der Versorgungssicherheit (s. Kap. 3 und 6) antizipiert.

Auffallend ist die Tatsache, daß Braunkohlenstrom den Mittellastbereich abdeckt, nicht aber zur Grundlaststromerzeugung beiträgt. Dies ist durch die unterschiedlichen Annahmen über die Standorte der Umwandlungsanlagen bedingt: Der Braunkohlenstrom wird im Rheinischen Braunkohlenrevier erzeugt und nach Baden-Württemberg transportiert, während der Kernenergiestrom im Lande erzeugt wird. Hierdurch büßt der Braunkohlenstrom den bestehenden Kostenvorteil bei der eigentlichen Erzeugung ein. Allerdings sind die Kostenunterschiede, bezogen auf gleiche Auslastungszahlen, nur sehr gering. (Stromgestehungskosten frei Baden-Württemberg in Dpf/kWh, bei 7000 h Auslastung: Kernenergie 6,87, Braunkohlen 6,90; bei 4000 h Aus-

lastung: Kernenergie 10,89, Braunkohlen 10,76.) Das heißt, bei einem anderen Deckungsverhältnis zwischen Braunkohle und Kernenergie für den Grund- und Mittellastbereich würden sich die Kosten der Energieversorgung nur geringfügig erhöhen (s.u.). Weiterhin ist anzumerken, daß, unabhängig von der Höhe der Kostendifferenz, der kostenoptimale Einsatz der Braunkohle im Mittellastbetrieb für die Versorgung revierferner Regionen erst dann zum Tragen kommt, wenn der Grundlastbereich vollständig durch Kernenergie gedeckt werden kann. Insofern steht die Lösung nicht im Widerspruch zur derzeitigen Praxis, bei der die Braunkohle im Grundlastbetrieb verstromt wird.

Pumpspeicherwerke sieht die kostenoptimale Lösung nicht vor, Sensitivitätsrechnungen haben aber gezeigt, daß sie bei geringfügig niedrigeren Investitionskosten rentabel werden. Eine Konkurrenz zu den Nachtspeicherheizungen stellen sie allerdings erst bei unrealistisch niedrigen Investitionskosten dar.

Bei der Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs fällt zunächst auf, daß Erdgas keinen Beitrag zur Versorgung liefert. Jedoch beträgt der Kostennachteil gegenüber einer Heizung mit leichtem Heizöl in Mittelstädten nur etwa 7 %, in Landgemeinden etwa 11 %, wobei sich diese Werte ohne Berücksichtigung von Isoliermaßnahmen ergeben. Die Tatsache, daß Erdgas in der Realität einen deutlichen Beitrag zur Wärmeversorgung liefert, zeigt, daß für die Auswahl zwischen Energieversorgungsoptionen, insbesondere bei geringen Kostenunterschieden, nichtmonetäre Aspekte eine große Rolle spielen.

Die Kostenoptimalität der Fernwärme in Ballungsgebieten ist unter einigen Einschränkungen zu sehen: Die Anlaufkosten bei der Errichtung eines Fernwärmeversorgungssystems, das sind hauptsächlich die Kosten, die dadurch entstehen, daß die Kapazität mancher Einrichtungen in der Aufbauphase des Fernwärmenetzes nicht voll genutzt werden kann, wurden nicht berücksichtigt. Sie lassen sich bei einem statischen Modell nur grob abschätzen und sind außerdem prinzipiell sehr unsicher, da man die unterschiedlichsten Modelle für den zeitlichen Ausbau des Fernwärmesystems an-

setzen kann (s. z.B. BMFT (1977)). Weiterhin wurden ortsnahe Standorte für die Fernwärmeerzeugung unterstellt (s. Kap. 2), was gerade für nukleare Heizkraftwerke, die in der Modellösung wesentlich zur Wärmeerzeugung beitragen, kaum als realistisch angesehen werden kann. Wie entsprechende Sensitivitätsuntersuchungen gezeigt haben, ergibt sich eine Änderung der Lösungsstruktur allerdings erst bei Entfernungen zur Großstadt von über 40 km, so daß dieses Argument nicht überbewertet werden sollte. Da die Kosten der Fernwärme stärker als diejenigen aller anderen Sekundärenergieträger von der Versorgungsdichte abhängen, wird der kostenoptimale Fernwärmeanteil an der Niedertemperaturwärmeversorgung stark von der Aggregation der Gemeinden in Größenklassen beeinflußt. Analysen, die unten erläutert werden, lassen vermuten, daß der optimale Fernwärmeanteil bezüglich der Kosten (insbesondere der Mineralölkosten!) von 1975 deutlich geringer sein dürfte, als in der Lösung angegeben.

Eine weitere Ausdehnung der Elektro-Nachtspeicherheizung als kostengünstigste Versorgungsoption in Mittelstädten und Landgemeinden wird durch die damit verbundene Notwendigkeit des Netzausbaus eingeschränkt. Die Kraftwerkskapazitäten stellen noch keine Begrenzung dar. (Dies ist allerdings nicht aus der Abb. 5.2 zu ersehen, da hier nur eine vergrößerte Differenzierung der Lastsituationen dargestellt ist.) Die Kostenoptimalität der Nachtspeicherheizung hängt wesentlich auch davon ab, daß hierfür billige Energieträger verstromt werden. Wie aus der Lösungsstruktur, unter Beachtung der Anmerkungen zur Braunkohlenverstromung, zu ersehen ist, ist die Elektro-Nachtspeicherheizung insbesondere dann vorteilhaft, wenn der gesamte Grundlastbereich durch Kernenergie- bzw. Braunkohlenstrom gedeckt wird. In der Lösung beläuft sich der Anteil der Elektroheizungen an der Raumwärmebedarfsdeckung auf 16 %. Im Vergleich hierzu werden in der Bundesrepublik zur Zeit ca. 7 % der Wohnungen mit Elektrizität beheizt (s. Grawe (1979)).

### Sensitivitätsanalysen

Für die richtige Einschätzung einer bestimmten Modelllösung wie der eben diskutierten kostenoptimalen Lösung ist es unumgänglich, sich einen Überblick zu verschaffen über die Abhängigkeit der Lösung von den wesentlichen Randbedingungen. Als besonders interessante Beispiele für derartige Sensitivitätsanalysen werden im folgenden Variationen der Kosten für Isoliermaßnahmen, der Nutzenergienachfrage, des Kalkulationszinsfußes, der Erdöl- und Erdgaskosten sowie des Korrelationskoeffizienten für die Nachfragen nach Elektrizität und Niedertemperaturwärme in ihren Auswirkungen auf die kostenoptimale Lösung untersucht.

Ein generelles Ergebnis dieser und auch anderer, hier nicht diskutierter Sensitivitätsanalysen ist die relativ starke Abhängigkeit der kostenoptimalen Lösungsstruktur von vielen Kostenänderungen. Oder anders ausgedrückt: Das Kostenminimum über den Entscheidungsvariablen ist bezüglich vieler Entscheidungsvariablen sehr flach. Dieser Tatbestand wurde schon bei der Diskussion der kostenoptimalen Lösung angesprochen. Er ist insofern nicht überraschend, als viele der im Modell berücksichtigten Techniken am Markt eingeführt sind. Das bedeutet, daß jede von diesen in einer bestimmten ökonomischen Nische mit den anderen zumindest konkurrieren kann, so daß größere Verschiebungen in der Anwendungsbreite mancher Techniken möglich sind, ohne daß sich die Gesamtkosten wesentlich ändern. Diese geringe Empfindlichkeit der Gesamtkosten bedeutet natürlich, daß die Energiepolitik einen relativ großen Spielraum bei der Verfolgung nichtmonetärer Ziele hat.

### Variation des Korrelationskoeffizienten für die Nachfrage nach Elektrizität und Niedertemperaturwärme

Wie in Kap. 2 erläutert, ist für die kombinierten Häufigkeiten der Nachfragesituationen bezüglich Elektrizität und Niedertemperaturwärme der Kor-



relationskoeffizient  $\rho$  eine bestimmende Größe. Über seinen Wert war allerdings nicht genau bekannt. Daher war er zu variieren, um zu sehen, inwieweit die kostenoptimale Lösung von diesem weitgehend willkürlich zu fixierenden Parameter abhängt. Das die Ergebnisdiskussion erleichternde Resultat verschiedener Rechnungen war, daß der Einfluß des Korrelationskoeffizienten sehr gering ist. Bei  $\rho=0$  (statt 0.5) veränderte sich lediglich das Verhältnis zwischen Braunkohle und Kernenergie bei der Stromerzeugung, und es wurde ja schon oben darauf hingewiesen, daß diese beiden Optionen für die Grund- und Mittellast ökonomisch nahezu äquivalent sind.

#### Erhöhung der Kosten für Isoliermaßnahmen

Gemäß den Annahmen, die der kostenoptimalen Lösung zugrunde liegen, beziehen sich die Kosten für Isoliermaßnahmen auf Werte, die für Neubauten als repräsentativ anzusehen sind (Schmitz (1979)). Die Investitionskosten betragen 4000 DM bei einer jährlichen Nutzeneinsparung von 18 000 MWh gegenüber dem Bedarf, der sich aufgrund der Mindestanforderungen vor der Einführung der Wärmedämmvorschriften gemäß DIN-4108-Beiblatt für ein Einfamilienhaus ergab. Da den Isoliermaßnahmen je nach Heizungssystem unterschiedliche Kosten zuzurechnen sind (wegen unterschiedlicher Kostendegression bei den Heizungsinstallationen, s. Kap. 2), ist neben der Frage, ob Isoliermaßnahmen bei einer Erhöhung der Isolierkosten noch kostenoptimal sind, von besonderem Interesse, ob sich eine Umstrukturierung der Lösung bezüglich der Umwandlungsoptionen ergibt.

Bei nur geringfügiger Kostenanhebung sind Isoliermaßnahmen für fernwärmebeheizte Gebäude nicht mehr kostenoptimal. Bei Investitionskosten von 9000 DM für die oben erwähnte Einsparung änderte sich die Lösungsstruktur in bemerkenswerter Weise. Die Bedarfsdeckung der Raumheizung in Mittelstädten erfolgt nicht mehr durch Ölheizungen mit Isolierung, sondern durch Erdgaswärmepumpen ohne Isolierung, kombiniert mit der konventionellen Erdgasversorgung für die Prozeßwärme. Die Höhe dieser Isolierkosten liegt noch deutlich unter dem Wert, der für nachträgliche Isolierung zu veran-

schlagen ist. Nach Schmitz (1979) wären dies etwa 14 000 DM. Bei derartigen Kosten würden auch die Isoliermaßnahmen bei ölbeheizten Gebäuden in Landgemeinden nicht mehr kostenoptimal sein, jedoch wäre die Kostendifferenz zu Ölheizungen mit Isolierung sehr gering.

Abbildung 5.3 zeigt grafisch die Unterschiede der kostenoptimalen Lösung bezüglich der Annahmen über die Höhe der Isolierkosten. Bemerkenswert ist hierbei, daß der Deckungsbeitrag des Dieselöls zum Transportenergiebedarf deutlich vom Anteil des Heizöls an der Niedertemperaturwärmeversorgung abhängt.

#### Variation der Nutzenergienachfrage

Um den Einfluß einer Änderung der Bedarfsstruktur auf die kostenoptimale Lösung zu studieren, wurde das Kostenoptimum für den Bedarf des Jahres 1975, der am Anfang dieses Kapitels angegeben ist, errechnet. Das Ergebnis dieser Rechnung ermöglicht gleichzeitig einen Validierungstest für das Modell, der darin besteht, daß man die zugehörigen Kosten mit den tatsächlichen Aufwendungen für die Energieversorgung in Baden-Württemberg vergleicht. Die Kosten der Modelllösung müßten etwas unterhalb der tatsächlichen Aufwendungen liegen, wenn das Modell realistisch ist.

Die Lösung für den Bedarf des Jahres 1975 zeigt eine praktisch identische Struktur der Bedarfsdeckung wie für das Jahr 2000, woraus ein höherer Anteil an Kraft-Wärme-Kopplung bei der Stromerzeugung resultiert. Die sich ergebenden Kosten liegen um etwa 10 % unter den Kosten, die sich aus den Verbrauchswerten der Energiebilanz Baden-Württemberg (Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr des Landes Baden-Württemberg (1977) sowie den damaligen Marktpreisen ergeben. Im wesentlichen ist diese Abweichung auf den erhöhten Kernenenergieeinsatz in der kostenoptimalen Lösung zurückzuführen.

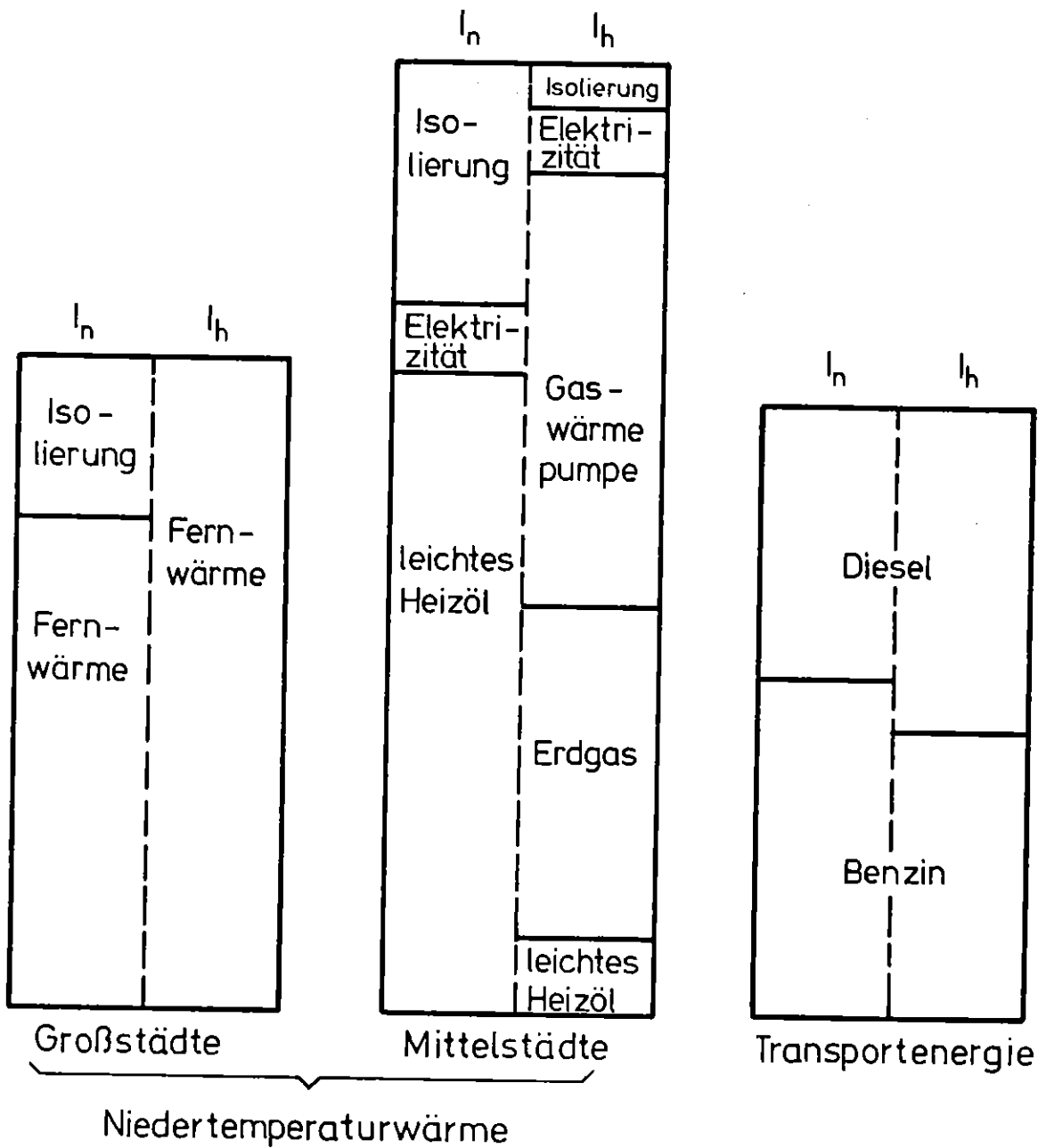


Abb. 5.3: Unterschiede in der Bedarfsdeckungsstruktur der kostenoptimalen Lösung bei unterschiedlichen Kosten für Isoliermaßnahmen.  
 $I_n = 0.22 \text{ DM/kWh}$ ,  $I_h = 0.50 \text{ DM/kWh}$ .

### Variation des kalkulatorischen Zinssatzes

Bei der Bestimmung der Basislösung wurde innerhalb der Kostenermittlung ein kalkulatorischer Zinssatz von 9 % zugrundegelegt, der aufgrund der unterschiedlichen Lebensdauern der Anlagen zu verschiedenen Annuitäten führt (vgl. Kap. 3). Der Kalkulationszinsfuß ist wegen verschiedener Steuern, besonders auf den Eigenkapitalanteil, deutlich höher als die Nettorendite einer Kapitalanlage (s. z.B. Schiffer und Schmitt (1976)). Die letztere liegt, für realistische Verhältnisse zwischen Eigen- und Fremdkapital, zwischen 5 und 6 %. Da das Modell von einem stationären, d.h. inflationsfreien Fall ausgeht (die variablen Kosten sind während der ganzen Lebensdauer der Anlagen so wie 1975), dürfte der Basiskalkulationszinsfuß von 9 % angemessen sein. (Bei der real zu beobachtenden Geldentwertung sind die Nettorenditeerwartungen natürlich höher als 5 - 6 %.) Durch Variation dieses Zinsfußes lassen sich unterschiedliche Erwartungen hinsichtlich der Leistungsfähigkeit der Volkswirtschaft zum Ausdruck bringen. Eine Variation von 4 - 15 % ergab Veränderungen in der kostenoptimalen Lösungsstruktur, die im wesentlichen die Elektrizitätserzeugung und die Versorgung mit Niedertemperaturwärme betreffen.

Eine Erniedrigung des Zinssatzes hat bis 6 % keinen Einfluß auf die Lösungsstruktur, bei einem Zinssatz von 5 % ist die installierte Leistung der Kernkraftwerke 17 % höher als in der Basislösung, entsprechend geringer fällt der Anteil des Braunkohlenstroms aus. Bei einer Erhöhung des Zinssatzes auf 10 % hingegen erniedrigt sich die installierte Kernkraftleistung um 14 %, das Defizit wird durch Braunkohlenstrom gedeckt.

Die Erniedrigung des Zinssatzes führt zu einer Änderung der Versorgung mit Niedertemperaturwärme erst zwischen 4 und 5 %: Es werden dann auch die Mittelstädte mit Fernwärme versorgt. Bei Erhöhung des Zinssatzes ersetzt bei 14 % Nachtstrom einen Teil der Fernwärme in Großstädten, die Erhöhung um einen weiteren Prozentpunkt ergibt die Verdrängung des restlichen Anteils der Fernwärme durch Heizöl. Als Nebeneffekte dieser unterschiedlichen Versorgungsstrukturen ergeben sich zusätzliche Änderungen bei der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung sowie bei der Deckung des

Transportenergiebedarfs, auf die im einzelnen einzugehen hier jedoch nicht lohnt.

### Erhöhung der Erdöl- und Erdgaspreise

Im Hinblick auf die Unsicherheiten bei der zukünftigen Preisentwicklung für Rohöl kommt der Frage, welches Energieversorgungssystem bei steigenden Mineralölpreisen jeweils kostenoptimal ist, eine besondere Bedeutung zu. Bei alleiniger Erhöhung des Rohölpreises würde sich sehr rasch die Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs in Mittelstädten und Landgemeinden durch das System Erdgaswärmepumpe/Erdgasheizung (Prozeßwärme) als kostenoptimal ergeben. Die Mehrkosten gegenüber einer Ölheizung betragen beim Basispreis nur etwa 1 % für Mittelstädte und etwa 10 % für Landgemeinden. Bei konventionellen Erdgasheizungen liegen die Mehrkosten bei 10 % bzw. 15 %, alle genannten Werte beziehen sich hierbei auf die Kosten bei maximaler Isolierung.

Macht man die realistischere Annahme, daß sich das Erdgas simultan mit dem Erdöl um die gleichen Prozentsätze verteuert, so hat die Erhöhung dieser Preise eine Ausweitung des kostenoptimalen Anteils der Fernwärmeversorgung zur Folge. In Abb. 5.4 ist diese Ausweitung in etwas vereinfachter Form dargestellt. Der eingetragene Wert für den Rohölpreis des Jahres 1975 veranschaulicht die oben geäußerte Vermutung, daß für die kleineren Gemeinden innerhalb der Gemeindegrößenklasse mit den Großstädten die Fernwärme bei den 1975er Preisen noch nicht kostenoptimal ist. Weiterhin ist zu ersehen, daß eine Ausweitung der Fernwärmeversorgung auf Mittelstädte und insbesondere auf Landgemeinden unter Kostengesichtspunkten erst bei drastischen Preiserhöhungen attraktiv wird. Allerdings erscheinen derartige Steigerungen heute auch nicht mehr völlig ausgeschlossen.

Die Übergänge zur Versorgung von Gebieten mit niedrigeren Anschlußdichten sind in der Abb. 5.4 vereinfacht eingetragen. Die Ausweitung der Versorgung auf die Landgemeinden erfolgt bei Rohölkosten von über 56 DM/MWh

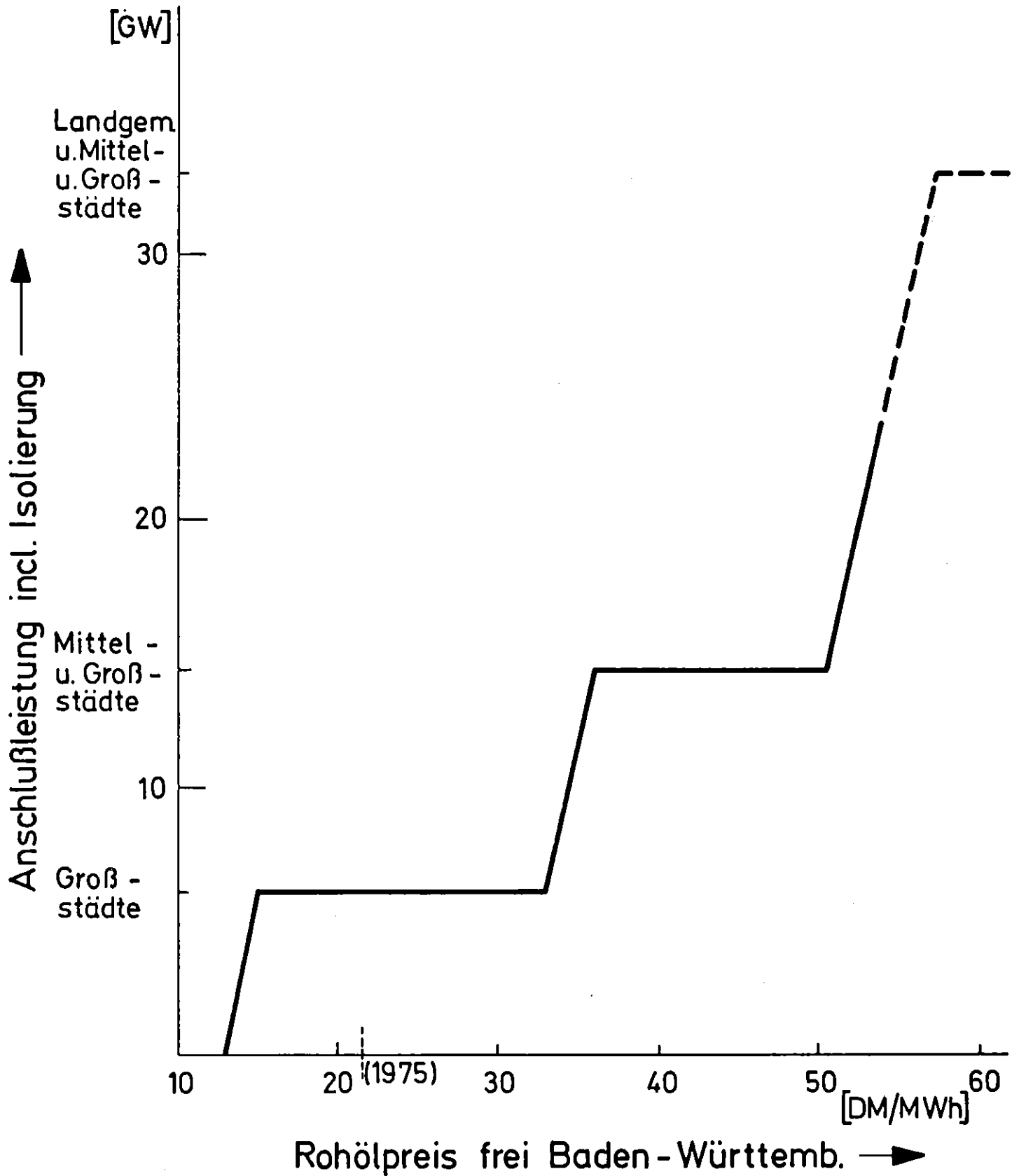


Abb. 5.4: Kostenoptimale Fernwärmeversorgung für Baden-Württemberg in Abhängigkeit vom Erdöl- und Erdgaspreis

beispielsweise weniger rasch als in der Grafik dargestellt. In diesem Übergangsbereich spielen Elektroheizsysteme zur Raumwärmebedarfsdeckung zunächst eine recht bedeutende Rolle. (Bereits beim Rohölpreis von 56 DM/MWh wird kein Heizöl mehr für Raumheizung eingesetzt.) Diese Bedeutung nimmt mit höherem Ölpreis deshalb wieder ab, weil die anteilmäßige Prozeßwärmeverorgung bei Elektroheizsystemen gemäß der Modellvoraussetzungen durch leichtes Heizöl zu erfolgen hat (s. Kap. 2). Im Übrigen ist die geringe ökonomische Attraktivität der elektrischen Heizsysteme, soweit sie über die Auffüllung der Grundlasttäler hinausgehen, bemerkenswert. Die Änderung der Gesamtkosten für die Energieversorgung bei Erhöhung des Öl- und Gaspreises ist relativ gering (ca. 50 % bei einer Verdreifachung des Öl- und Gaspreises). Dieser Befund ist nicht überraschend angesichts des hohen Anteils der Elektrizitätserzeugung an den Gesamtkosten (s.o.).

## 6. Ergebnisse bei mehrfacher Zielsetzung

Wie in Kap. 4 erwähnt, wurden die Nutzenfunktionen über den in Kap. 3 beschriebenen Attributen bei drei Personen geschätzt, die als sachverständig auf dem Gebiet der Energiewirtschaft gelten können (s.a. Hoch et al. (1980)). Es sollen nun zunächst die Modelllösungen, die diese Nutzenfunktionen maximieren, diskutiert und untereinander sowie mit der kostenoptimalen Lösung verglichen werden. Die drei Nutzenfunktionen werden mit  $N_1$ ,  $N_2$  und  $N_3$  bezeichnet, wobei  $N_1$  sich auf die Person bezieht, deren Präferenzordnung im Mittelpunkt der Erörterungen in Kap. 4 stand.

Die Struktur der nutzenoptimalen Lösungen ist in Analogie zu den Abb. 5.1 und 5.2 in den Abb. 6.1 bis 6.6 veranschaulicht. Dabei ist, besonders bei den Abb. 6.1, 6.3 und 6.5, zu beachten, daß die Bedarfsdeckungsanteile in Nutzenenergieeinheiten (zur Definition s. Kap. 1) angegeben sind. Von den Zielfunktionen abgesehen sind die Voraussetzungen der Abb. 6.1 - 6.6 die gleichen wie bei den Abb. 5.1 und 5.2. Auffallend an allen drei Lösungen ist die gegenüber dem Kostenoptimum wesentlich größere Anwendungsbreite der Fernwärme, die z.T. sogar die Landgemeinden umfaßt. Wie man sieht,

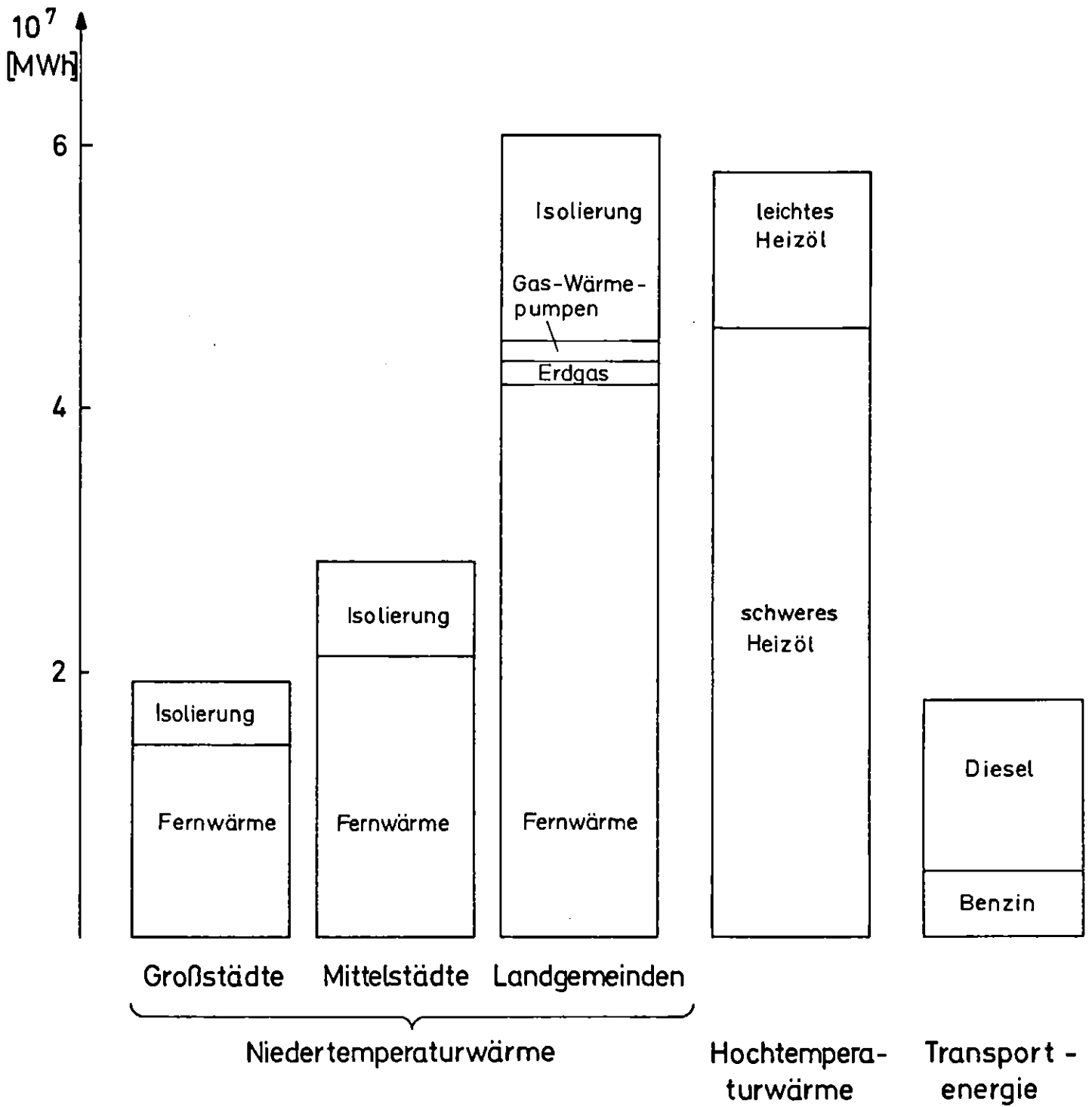


Abb. 6.1: Nutzenergiebedarfsdeckung bei Maximierung der Nutzenfunktion  $N_1$



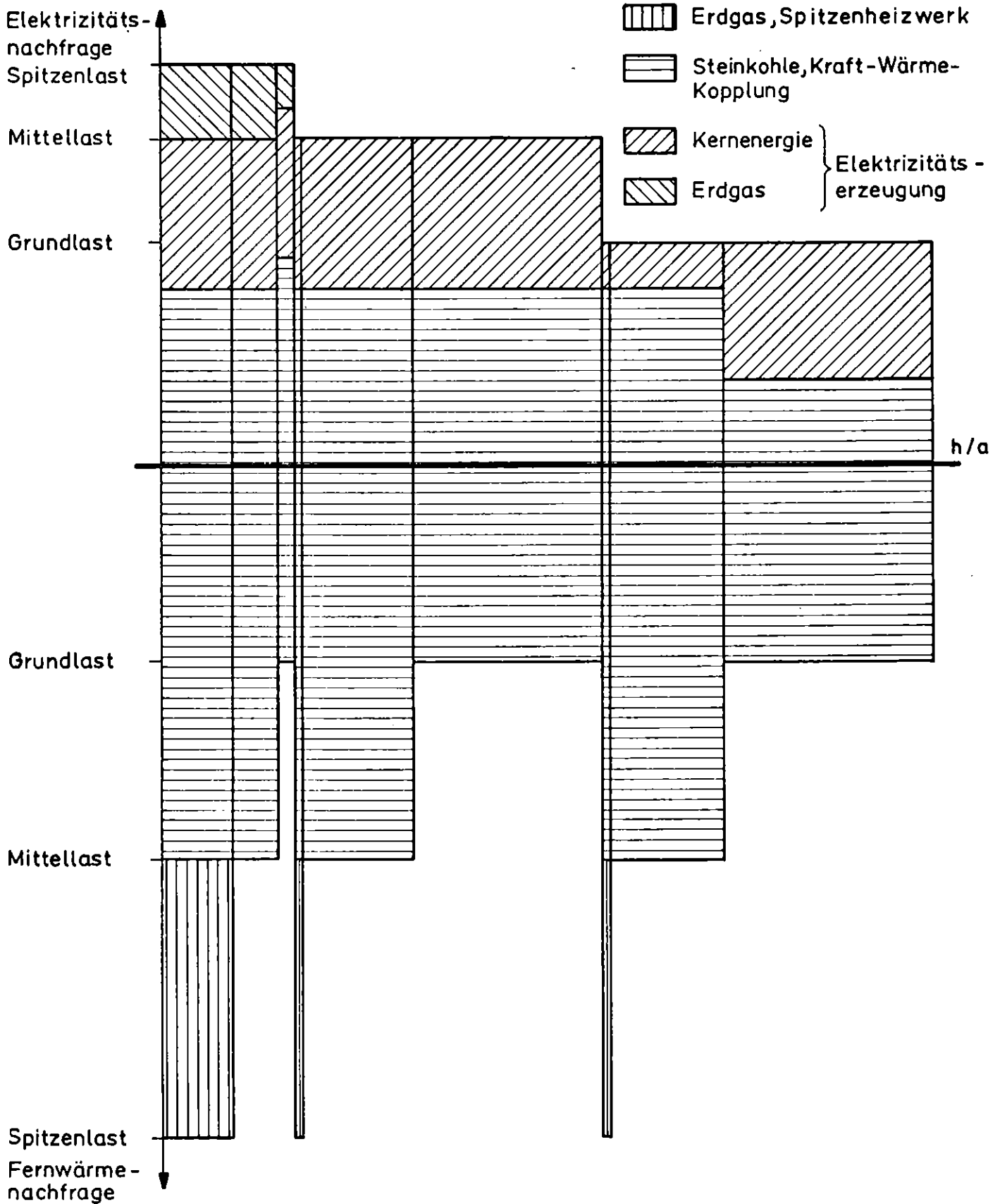


Abb. 6.2: Struktur der Elektrizitäts- und Fernwärmeproduktion bei Maximierung der Nutzenfunktion  $N_1$

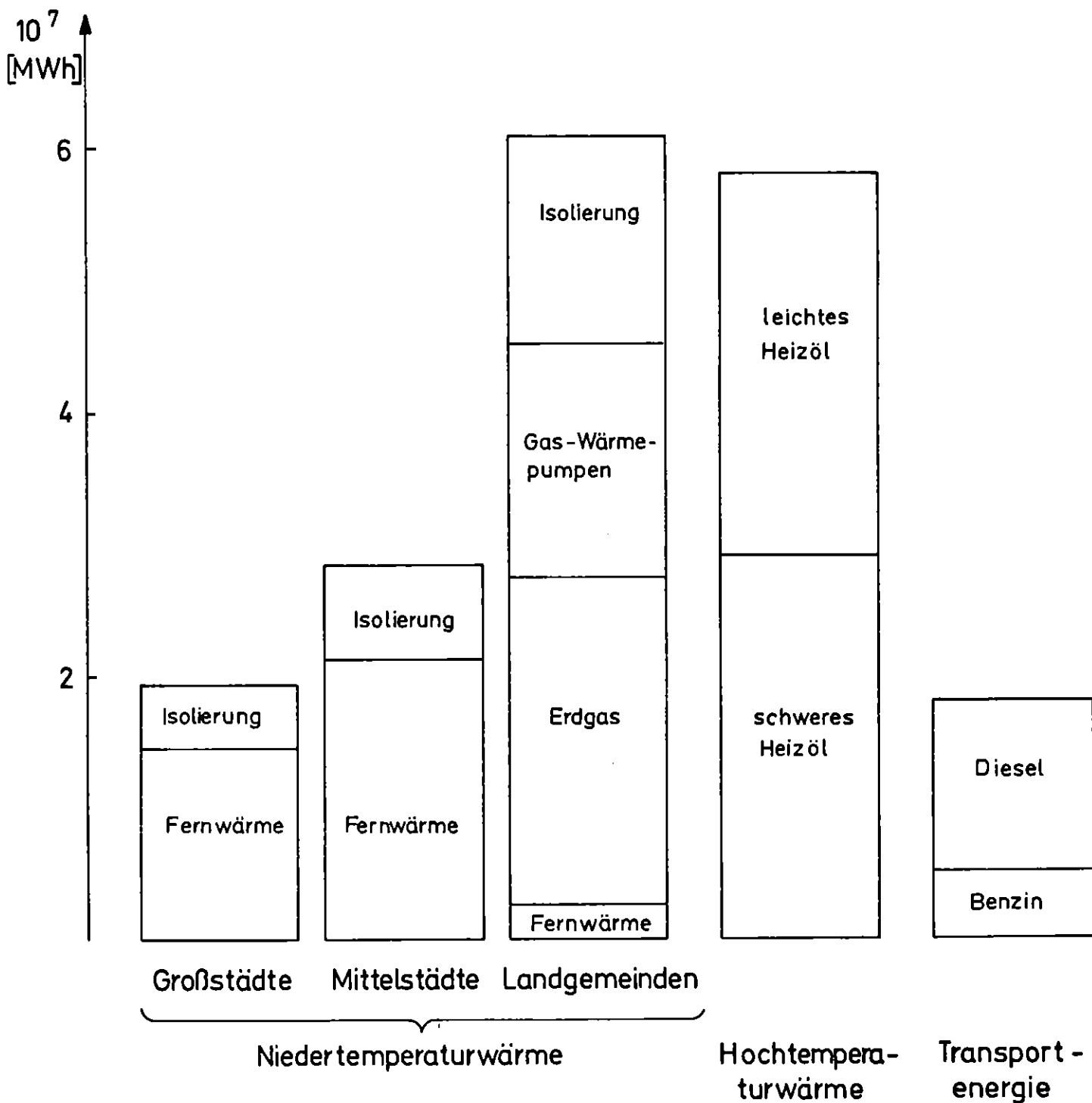


Abb. 6.3: Nutzenergiebedarfsdeckung bei Maximierung der Nutzenfunktion  $N_2$

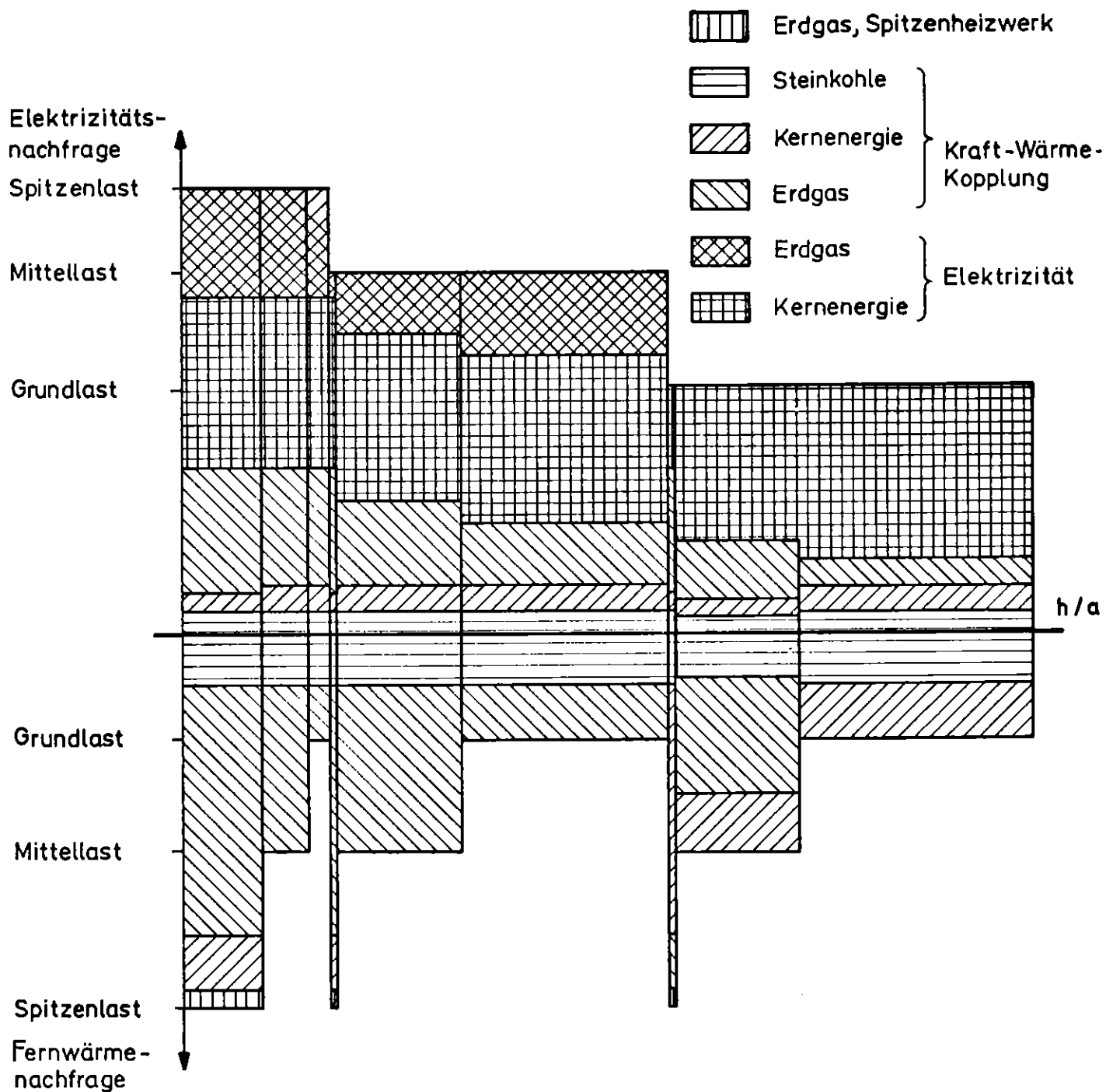


Abb. 6.4: Struktur der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung bei Maximierung der Nutzenfunktion  $N_2$

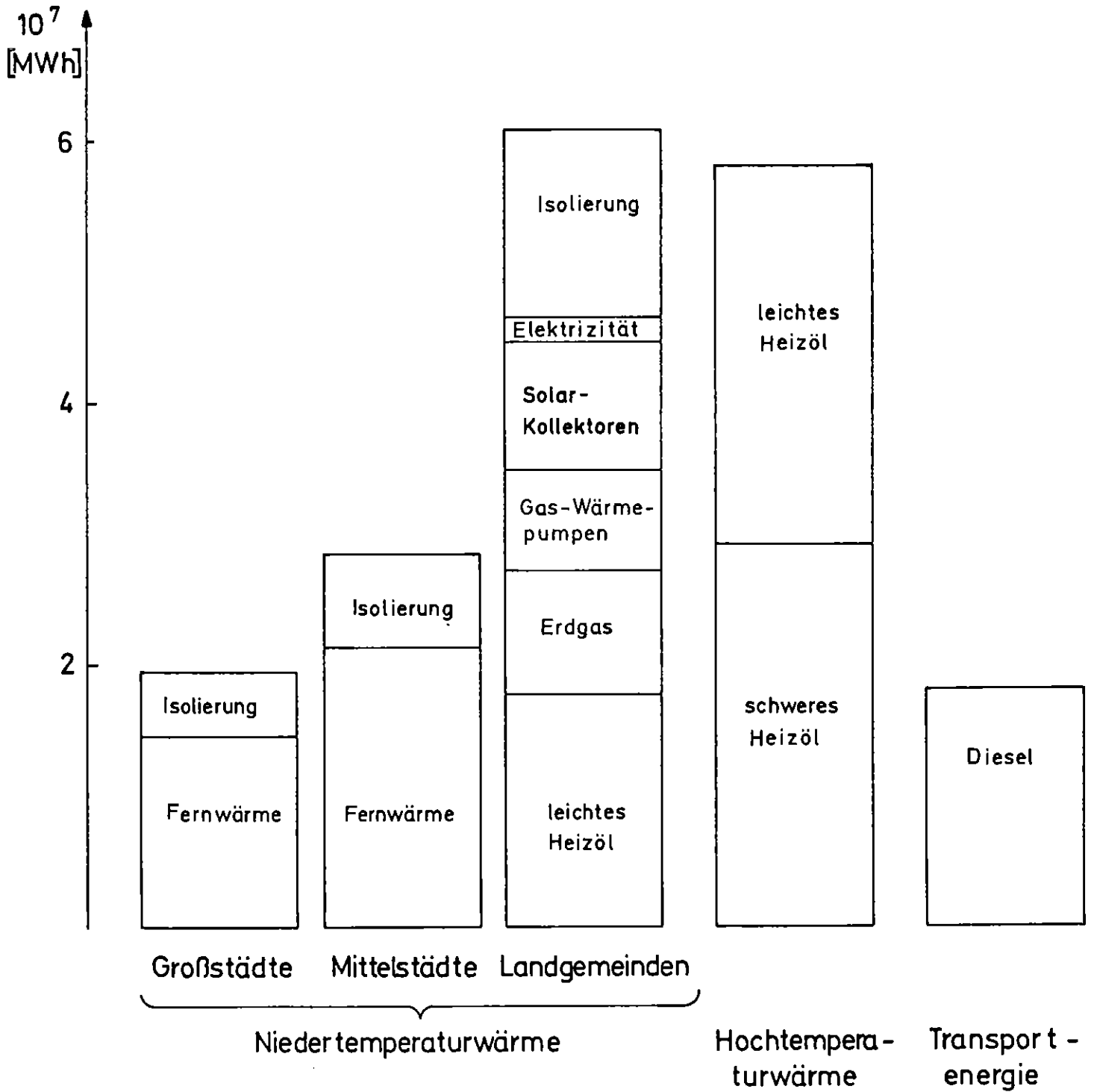


Abb. 6.5: Nutzenergiebedarfsdeckung bei Maximierung der Nutzenfunktion  $N_3$

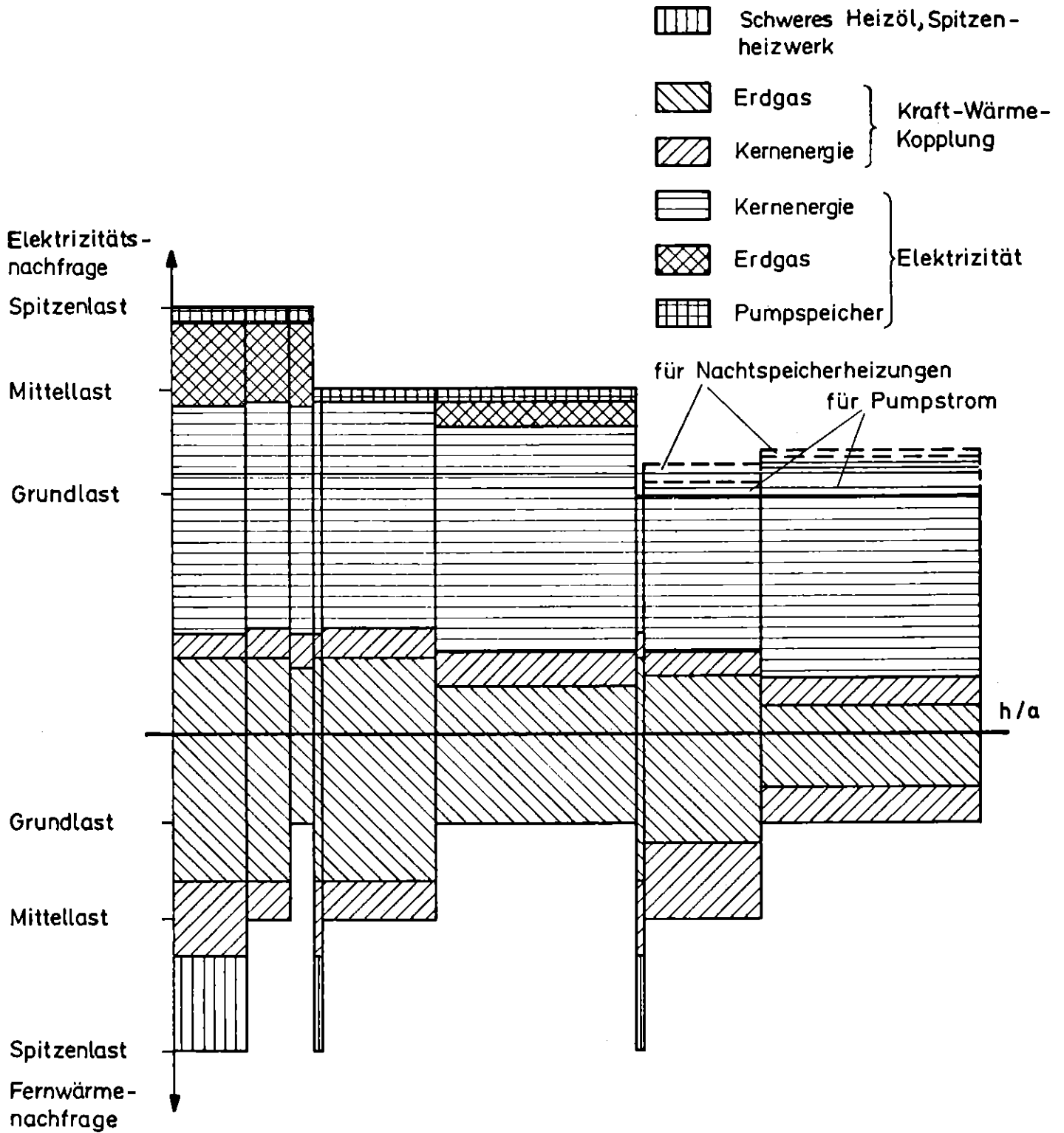


Abb. 6.6: Struktur der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung bei Maximierung der Nutzenfunktion  $N_3$

ist die für das Jahr 2000 unterstellte Bedarfsstruktur so, daß der gesamte Niedertemperaturwärmebedarf mit Ausnahme der Spitzenwärme mittels Kraft-Wärme-Kopplung gedeckt werden könnte. Bei der Bedarfsstruktur von 1975 mit ihrem relativ geringeren Elektrizitätsbedarf wäre das nicht möglich.

Die Kernenergie spielt zwar eine geringere Rolle als im Kostenoptimum, stellt aber immer noch die dominierende Primärenergiequelle bei der Stromerzeugung dar, während die Braunkohle aus den Lösungen verschwunden ist. Die zusätzlichen Isoliermaßnahmen, die, wie in Kap. 5 erläutert, vom rein monetären Standpunkt aus nicht die überragende Bedeutung haben, die ihnen mitunter zugeschrieben wird (s. z.B. Eppler (1979)), spielen bei den nutzenoptimalen Lösungen eine größere Rolle. Dies ist allerdings nicht durch Vergleich der Abb. 5.1 mit den Abb. 6.1, 6.3 und 6.5 feststellbar, sondern nur durch eine Sensitivitätsanalyse bezüglich der Kosten für die Zusatzisolierung (s. Kap. 5). Wie bei der kostenoptimalen Lösung ist auch bei den nutzenoptimalen Lösungen neben der Fernwärme vor allem die Gaswärmepumpe attraktiv, während Elektroheizsysteme nicht konkurrenzfähig sind (vgl. auch Gerken (1979)). Die in den Abb. 6.1, 6.3 und 6.5 mit "Gas" bezeichneten Deckungsanteile bedeuten die Verwendung von Gas ausschließlich für Prozeßwärme. Das gleiche gilt, mit Ausnahme eines geringen Betrags für den Spitzenbedarf der Solaranlagen in Abb. 6.5, für das leichte Heizöl.

Die zu den drei Nutzenoptima gehörigen Attributwerte sind in Abb. 6.7 zusammen mit den Attributwerten des Kostenoptimums in Form von sog. Attributprofilen dargestellt. Die Skalen der Abbildung zeigen die schon in Kap. 3 angegebenen Schwankungsbreiten der Attribute. Zunächst ist festzustellen, daß die nichtmonetären Attribute sich in fast allen Fällen bei der Nutzenoptimierung verbessert haben, lediglich bei  $N_1$  trat in drei Fällen eine geringfügige Verschlechterung ein. Die relativ hohen Mehrkosten der nutzenoptimalen Lösungen sind im wesentlichen durch die Ausweitung der Fernwärme bedingt. Als unmittelbare Folge ergeben sich geringere Verdunstungsverluste sowie bemerkenswerte Erhöhungen der Effizienz des Gesamtsystems. Weiterhin wird durch die Ausweitung der Fernwärme die Ölabhängigkeit reduziert, mit niedrigeren Belastungen durch  $SO_2$  und  $NO_x$ , verringerten Importanteilen und niedrigeren Vorratshaltungskosten. Eine in-

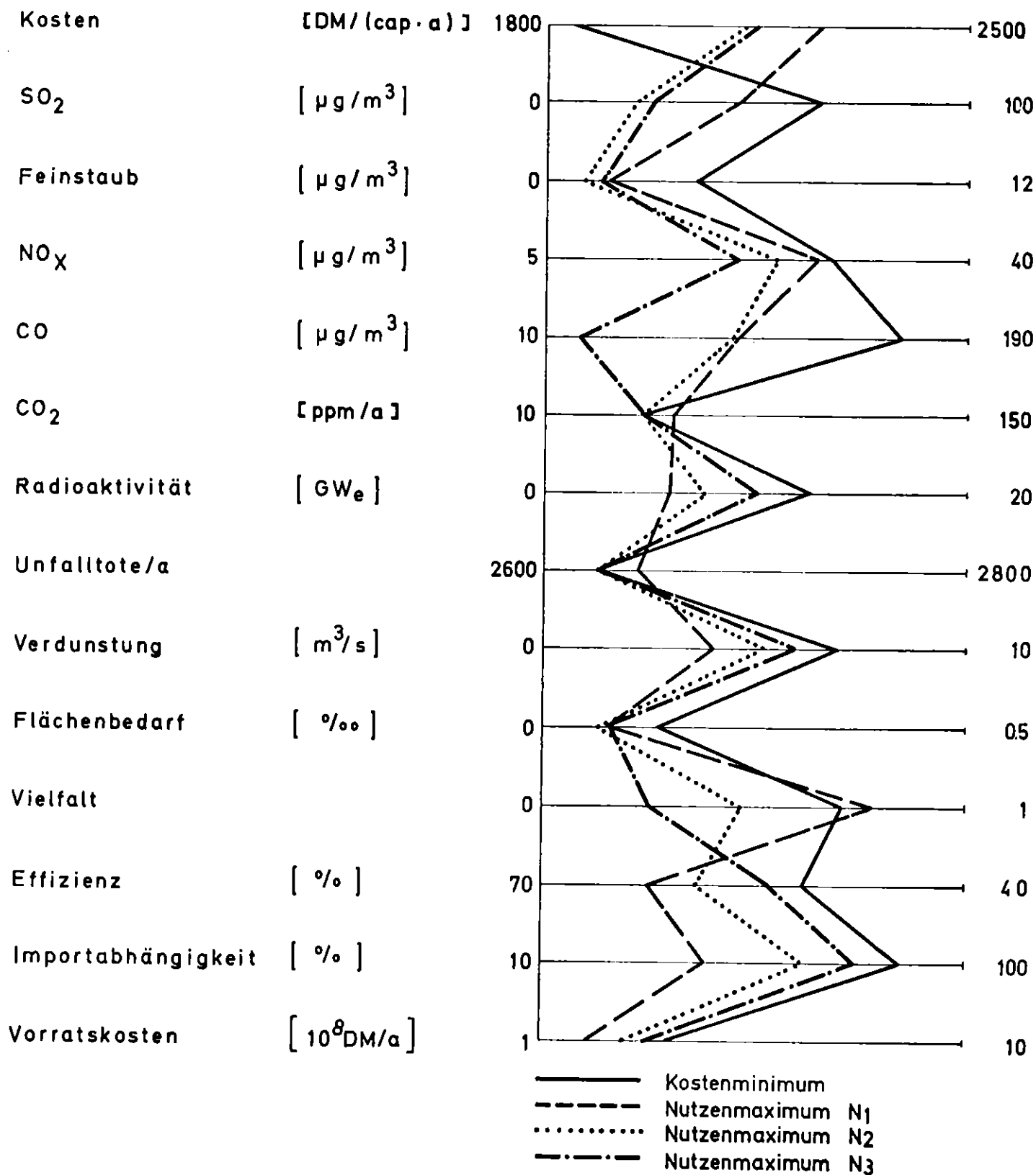


Abb. 6.7: Attributprofile der kostenoptimalen Lösung und der nutzenoptimalen Lösungen

direkte Folge der Ablösung des Heizölverbrauchs für Niedertemperaturwärme ist die Begünstigung des Dieselmotors für den Kfz-Verkehr mit erheblich geringeren CO-Belastungen. (Auf die außerordentlich starke Erniedrigung der CO-Immission bei  $N_3$  wird unten eingegangen.) Die geringeren Werte für Feinstaub und Landschaftsverbrauch rühren in erster Linie daher, daß keine Braunkohle mehr in der Lösung erscheint. Der Steinkohleneinsatz beim  $N_1$ -Optimum erklärt die gegenüber dem Kostenoptimum verschlechterten Werte für  $CO_2$  und Unfälle und die besonders stark verbesserte Importunabhängigkeit.

Diese Erläuterungen des Zusammenhangs zwischen Lösungsstruktur und Attributprofil zeigen einerseits die vielfältigen Auswirkungen von Aktivitäten im Energiebereich, andererseits aber auch, daß diese Auswirkungen trotz der Komplexität noch interpretierbar im Sinne einer Plausibilitätsbetrachtung sind. Gerade dieser Aspekt sollte in der Diskussion zwischen Modellentwickler und Modellanwender nicht unterschätzt werden. Von größerem Interesse sind jedoch i.a. die Begründungen für die Unterschiede der Lösungen, d.h. die Zusammenhänge zwischen Zielfunktion und Lösungsstruktur. Diese lassen sich übersichtlich anhand der sogenannten Nutzenprofile in Abb. 6.8 erläutern, wobei der Übersichtlichkeit wegen lediglich das Optimum für  $N_1$  und das Kostenoptimum eingetragen sind. In Abb. 6.8 sind die Attributwerte der Abb. 6.7 in Nutzeinheiten bzgl.  $N_1$  aufgetragen, was i.a. nichtlineare Transformationen erfordert. Die Skalenlängen, die den Schwankungsbreiten in Abb. 6.7 entsprechen, sind gegeben durch die Gewichte, mit denen die Einzelnutzenfunktionen in die additive Gesamtnutzenfunktion eingehen (s. Kap. 1 und 3). Anschaulich bedeutet in dieser Darstellung die Nutzenmaximierung die Minimierung der Abstandssumme zwischen den Auswirkungsminima und dem Nutzenprofil. Es wird deutlich, daß dies bei der vorliegenden Nutzenfunktion im wesentlichen durch Verbesserungen hinsichtlich der Effizienz des Primärenergieeinsatzes, der Importabhängigkeit sowie der CO-Immissionsbelastung erfolgt. Hieraus ist z.B. ersichtlich, daß der erhöhte Fernwärmeeinsatz nicht durch die damit verbundenen geringeren Verdunstungsverluste erklärbar ist, sondern vor allem durch die höhere Effizienz und geringere Importabhängigkeit wegen der Verdrängung des Heizöls. Weiterhin läßt sich der verminderte Einsatz der Kern-



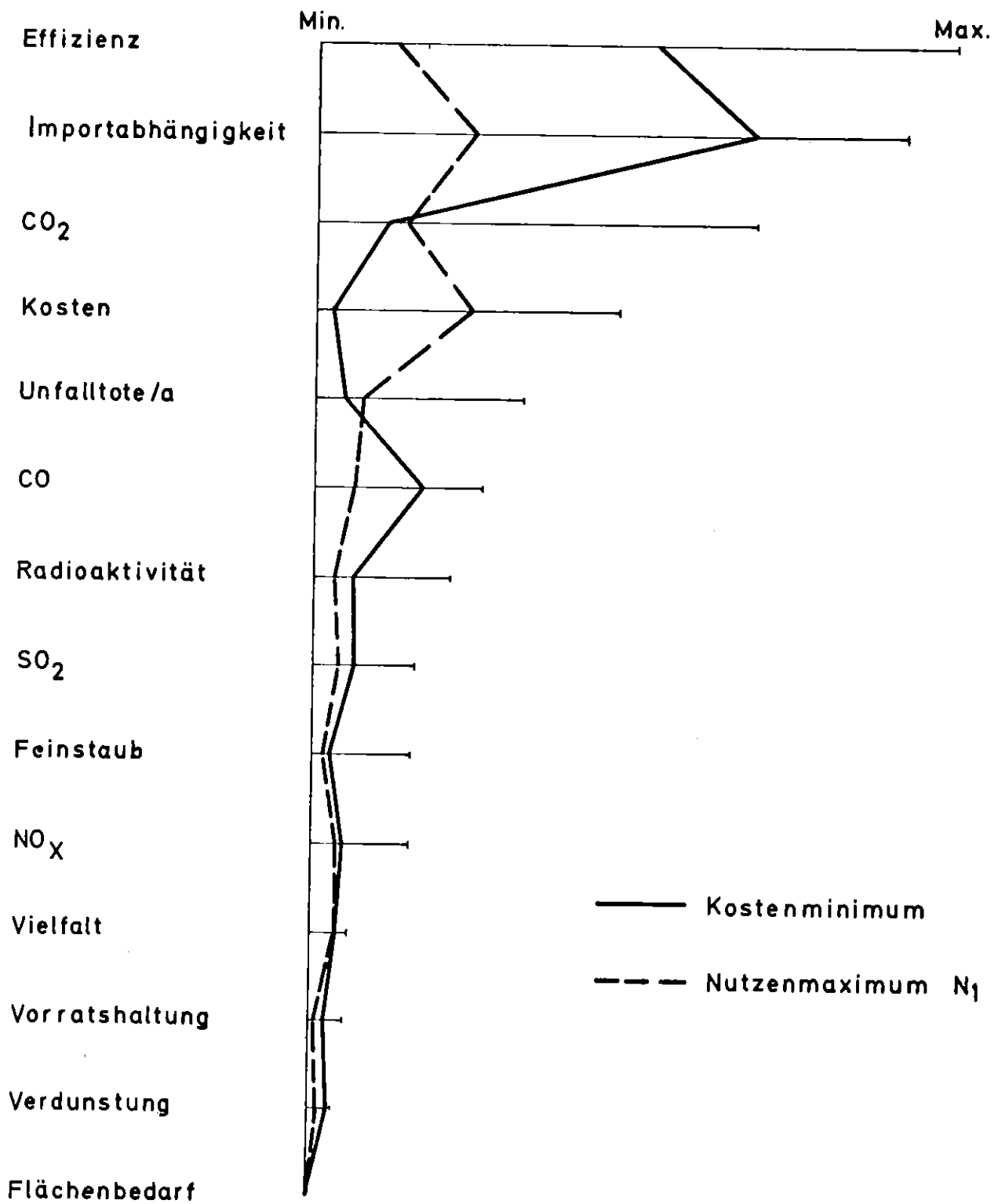


Abb. 6.8: Nutzenprofil der kostenoptimalen Lösung im Vergleich zum Maximum der Nutzenfunktion  $N_1$

energie in der nutzenoptimalen Lösung nicht dadurch erklären, daß die radiologischen Belastungen als besonders schwerwiegend angesehen werden. Vielmehr ist auch hier die Importabhängigkeit als ausschlaggebendes Kriterium anzusehen. Insgesamt erkennt man am Vergleich der beiden Nutzenprofile, daß der Nutzenunterschied zwischen Kosten- und Nutzenoptimum beträchtlich ist.

Ähnliche Überlegungen ließen sich für  $N_2$  und  $N_3$  anstellen, es sei hier jedoch nur noch auf eine spezielle Beziehung zwischen den Präferenzstrukturen, die sich in  $N_2$  und  $N_3$  wiederfinden, und den Lösungsstrukturen eingegangen, um zu demonstrieren, daß auch bei Verwendung eines formalen Modells die Interpretierbarkeit und Plausibilität der Ergebnisse eine große Rolle spielt. In Abb. 6.5 fällt auf, daß kein Benzin zur Bedarfsdeckung herangezogen wird, obwohl es bei der Raffinierung des Erdöls zwangsläufig anfällt. Für dieses überschüssige Benzin sind auch keine Exporterlöse beim Attribut "Kosten" in Rechnung gestellt worden (s. Kap. 5). Auf die Verwendung des Benzins wird offensichtlich deshalb verzichtet, weil dadurch die CO-Immission (und die damit korrelierte Immission an Kohlenwasserstoffen (s. Kap. 3)) gering gehalten wird. Das Attribut "CO-Immission" hat nämlich innerhalb der Nutzenfunktion  $N_3$  ein sehr hohes Gewicht. Ähnliches gilt für  $N_2$ , dementsprechend bleibt auch da ein Teil des erzeugten Benzins ungenutzt. Dieser Sachverhalt ist natürlich unbefriedigend und weist über das Modell hinaus. Er könnte einen energiepolitischen Entscheidungsträger beispielsweise veranlassen, Maßnahmen zur Verringerung der Immissionen von CO und Kohlenwasserstoffen zu forcieren. Welche Kosten dafür noch tragbar wären, könnte man wiederum mit Hilfe des Modells ermitteln, in dem man entsprechende umweltfreundliche Optionen zusätzlich in das Modell einführt und dann eine Sensitivitätsanalyse bezüglich der Kosten dieser Optionen durchführt. (Die Abspaltung eines separaten Attributs "Kohlenwasserstoffe" wäre bei so großer Bedeutung des Attributes "CO" zu erwägen.)

Entsprechend den Untersuchungen in Kap. 5 bedürfen auch die nutzenoptimalen Lösungen sorgfältiger Sensitivitätsanalysen, wenn sie im energiepolitischen Kontext verwendet werden sollen (s. Kap. 1). Der Übersichtlich-

keit wegen sei jedoch auf die Darstellung von Einzelergebnissen dieser Art hier verzichtet und lediglich auf zwei generelle Schlußfolgerungen verwiesen. Die in Kap. 5 erwähnte geringe Sensitivität der Gesamtkosten gegenüber z.T. recht starken Strukturänderungen ist bei den Nutzenoptima nicht zu beobachten. Es muß allerdings betont werden, daß diese Feststellung nicht mehr als einen subjektiven Eindruck wiedergibt, es wurde kein Versuch gemacht, sie zu quantifizieren. Schließlich sei noch darauf hingewiesen, daß die Nichtlinearität der Einzelnutzenfunktionen bei den Sensitivitätsanalysen mitunter zu überraschenden Ergebnissen führt. So ergab sich bei der Erhöhung des kalkulatorischen Zinssatzes erstaunlicherweise ein verstärkter Einsatz der besonders kapitalintensiven Kernenergieerzeugung. Die Erklärung dafür ist, daß die Erhöhung des Kalkulationszinsfußes die Gesamtkosten des Energiesystems erhöht und man dadurch in einen Kostenbereich kommt, wo der Nutzenanstieg bei einer bestimmten Kostensenkung stärker ist als bei der ursprünglichen Lösung. Daher wird die relativ kostengünstige Kernenergie verstärkt eingesetzt.

Die Ergebnisse der Nutzenfunktionsschätzungen (s. Kap. 3) und ihre Relationen zu den nutzenoptimalen Lösungen weisen die Attribute "Importabhängigkeit", "Kosten" und "Wirkungsgrad" als besonders wichtige Attribute aus. Daher liegt es nahe, unabhängig von den Nutzenfunktionen zu untersuchen, inwieweit die mit den Attributen verbundenen Zielvorstellungen miteinander verträglich sind, zumal diese Attribute auch in der öffentlichen Energiediskussion eine bedeutende Rolle spielen. Auf diese Frage soll daher abschließend eingegangen werden. Zu ihrer Beantwortung wurde eine Reihe von Kostenminimierungsaufgaben gelöst, bei denen das Restriktionensystem (1.4) um unterschiedliche Restriktionen für den Importanteil und den Wirkungsgrad erweitert wurde. (Dabei erwies es sich auch als notwendig, den Braunkohlenanteil an der Stromerzeugung auf einen realisierbaren Wert zu begrenzen. Diese obere Grenze wurde entsprechend dem Braunkohlenanteil in der kostenoptimalen Lösung festgelegt.) Die so berechneten Lösungen sind paretooptimal, d.h. man kann in ihnen kein Attribut verbessern, ohne mindestens eins der anderen Attribute zu verschlechtern (s. z.B. Fiala und Stehfest (1979)). Die zugehörigen Attributwerte ergeben im dreidimensionalen Attributraum die sog. pareto-optimale Fläche, die in Abb. 6.9 ge-

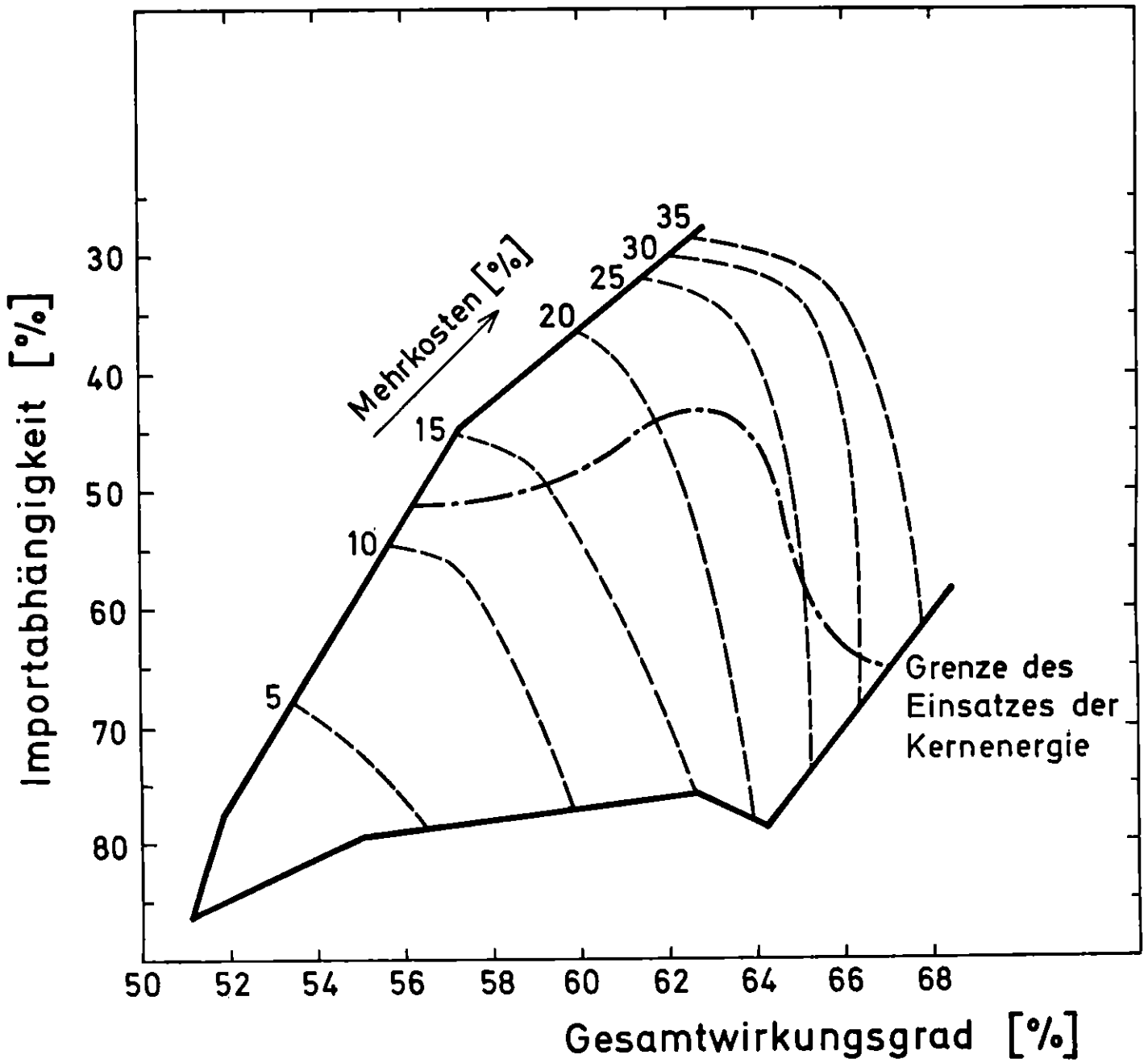


Abb. 6.9: Paretooptimale Fläche für die Zielgrößen Importunabhängigkeit, Gesamtwirkungsgrad und Gesamtkosten

zeigt ist, so wie sie aus den verschiedenen Kostenoptima durch Interpolation gewonnen wurde. Die stark ausgezogene Begrenzung dieser Fläche ist durch das Restriktionensystem (1.4) definiert, nach rechts oben wurde die Paretofläche nicht weiter berechnet, weil sich sonst aufgrund des begrenzten Technikrepertoires des Modells unsinnige Lösungen ergäben. Diese Fläche dürfte sehr brauchbar für energiepolitische Diskussionen sein, gestattet sie doch beispielsweise Aussagen darüber, um welchen Preis man eine bestimmte Wirkungsgradverbesserung oder Verringerung der Importabhängigkeit erreichen kann. Die ausgeprägte Konvexität der Fläche zeigt, daß die Zielkonflikte zwischen den Attributen nicht sehr stark sind.

Die strichpunktierte Linie in Abb. 6.9 begrenzt nach oben das Einsatzgebiet der Kernenergie. Sie zeigt, zusammen mit einer Analyse der unterhalb liegenden paretooptimalen Lösungen, wie wenig eigentlich die Kernenergie den Zielen "Importunabhängigkeit" und "hoher Wirkungsgrad" entgegensteht, obwohl sie im Modell den schlechtesten Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung hat und als importierter Primärenergieträger gewertet wird. In diesem Ergebnis wirkt sich deutlich der Kostenvorteil der Kernenergie aus. Er erlaubt bei gleichen Gesamtkosten Lösungen, die die Ziele "Importunabhängigkeit" und "hoher Wirkungsgrad" besser erreichen, als dies beim Verzicht auf Kernenergie möglich wäre. Dies ist ein schönes Beispiel dafür, daß sich im Systemzusammenhang manches anders darstellt als bei isolierter Betrachtungsweise. Schließlich sei noch festgehalten, daß die nutzenoptimale Lösung zu  $N_1$  auf der paretooptimalen Fläche der Abb. 6.9 liegt.

Abschließend soll noch einmal betont werden, daß die Verwirklichung irgendeiner der in diesem Kapitel diskutierten Lösungen jeweils ein äußerst komplexes politisches Problem darstellt, bei dem es darum geht, durch Änderungen der Randbedingungen für das ökonomische System die Lage des marktwirtschaftlichen Optimums in bestimmter Weise zu verändern. Es wurde hier bewußt nicht besprochen, weil das Modell selbst dazu nur einen mittelbaren Beitrag leisten kann (s.a. Kap. 1). Es kann lediglich innerhalb des Prozesses, der zu energiepolitischen Entscheidungen führt, Denkanstöße liefern und Positionen klären.

## 7. Literaturverzeichnis

- Battelle-Institut e.V. (1976): Untersuchungen über die technischen, organisatorischen und gesellschaftlichen Voraussetzungen für Risikostrategien im Bereich technologischer Entwicklung. Vergleich der Gesundheitsgefährdung bei verschiedenen Technologien der Stromerzeugung. BF-R-62.530, Zwischenbericht 200/1, Battelle-Institut Frankfurt/Main.
- Beaujean, J.-M. und Charpentier, J.-P. (1976): A Review of Energy Models, No. 3 (Special Issue on Soviet Models). Report RR-76-018, International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Österreich.
- Beck, P. und Goettling, D. (1973): Energie und Abwärme. Erich Schmidt Verlag, Berlin.
- BMAS-Bundesminister für Arbeit und Sozialordnung (1977): Bericht der Bundesregierung über den Stand der Unfallverhütung und das Unfallgeschehen in der Bundesrepublik Deutschland (Unfallverhütungsbericht). Bundestagsdrucksache 8/1128, Bonn.
- BMFT-Bundesministerium für Forschung und Technologie (1975): Einsatzmöglichkeiten neuer Energiesysteme, Teil V: Fernwärme. BMFT, Bonn.
- BMFT-Bundesministerium für Forschung und Technologie (1977): Gesamtstudie über die Möglichkeiten der Fernwärmeversorgung aus Heizkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland. BMFT, Bonn.
- Bohn, T. (1977): Kohlestrom bleibt teurer als Kernenergiestrom. VDI-Nachrichten, 28.01.1977.
- Brocke, W. (1977): Die Bedeutung des Standes der Technik für den Umweltschutz. Haus der Technik, Technische Mitteilungen, 1977, Heft 1, Essen.
- Charpentier, J.-P. (1974): A Review of Energy Models, No. 1. Report RR-74-10, International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Österreich.

- Charpentier, J.-P. (1975): A Review of Energy Models, No. 2. Report RR-75-35, International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Österreich.
- Conrad, K. (1976): Einbeziehung von Umweltbelastung und Entsorgungsleistung in preisabhängige Input-Output-Koeffizienten. In: Quantitative Modelle für ökonomisch-ökologische Analysen (Hrsg. P.-J. Jansen et al.). Verlag Anton Hain, Meisenheim am Glan.
- Dennis, R.-L. (1978): The Smeared Concentration Approximation Method: A Simplified Air Pollution Dispersion Methodology für Regional Analysis. Report RR-78-9, International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Österreich.
- DIW-Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (1979): Die künftigen Entwicklungstendenzen der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg bis zum Jahre 1990. (Gutachten im Auftrage des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr in Baden-Württemberg). DIW, Berlin.
- Dobbertin, S. (1979): Ein Immissionswert für Benzo(a)pyren? Staub-Reinhalt. Luft 39, 334 - 336.
- Eppler, E. (1979): Alternatiyszenarium zur Energiepolitik. Manuskript, Stuttgart.
- Faude, D., Bayer, A., Halbrücker, G., Spannagel, G., Stehfest, H. und Wintzer, D. (1974): Energie und Umwelt in Baden-Württemberg. Bericht KFK 1966 UF, Kernforschungszentrum Karlsruhe.
- Fiala, P. und Stehfest, H. (1979): Überblick über Methoden der linearen Vektoroptimierung. Bericht KFK 2795, Kernforschungszentrum Karlsruhe.
- Finon, D. (1974): Optimization Model for the French Energy Sector. Energy Policy, 2, 136 - 151.
- Foell, W.-K. (1974): The Wisconsin Energy Model: A Tool for Regional Energy Policy Analysis. IES Report 10, Institute for Environmental Studies, University of Wisconsin, Madison, USA.

- Friede, G. (1976): Die Theorie des Produzentenmodells von Jorgenson und seine Übertragbarkeit auf die Bundesrepublik Deutschland. In: Quantitative Modelle für ökonomisch-ökologische Analysen (Hrsg. P.-J. Jansen et al.). Verlag Anton Hain, Meisenheim am Glan.
- Friedrich, R., Klaiss, H., LeVan, T., Rühle, G., Thöne, E., Unger, H., Weible, H. und Bernard, U. (1977). Simulation des Systems Energie-Umwelt-Wirtschaft. Bericht IKE K-51-1, Institut für Kernenergetik und Energiesysteme, Universität Stuttgart.
- Fürniß, B., Schulz, V. und Stehfest, H. (1980): Numerische Realisierung des Optimierungsmodells für das Energieversorgungssystem von Baden-Württemberg. In: Fürniß, B., Hoch, D., Schulz, V. und Stehfest, H.: Materialien zum Optimierungsmodell für das Energieversorgungssystem von Baden-Württemberg. Bericht KfK 2978/II, Kernforschungszentrum Karlsruhe.
- Gebr. Sulzer AG (1974): Städtefernheizung. Verlag EDMZ, Bern.
- Geiger, B., Layer, G., Peter, U., Rudolph, M. und Schäfer, H. (1974): Energiewirtschaft und Umweltbeeinflussung in der Bundesrepublik Deutschland. Forschungsstelle für Energiewirtschaft und Institut für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik der TU München, München.
- Gerken, A. (1979): Vergleich der Heizungssysteme nach volkswirtschaftlichen Kriterien. Zeitschrift für Energiewirtschaft 1979, 171 - 180.
- Graf, P., von Zijl, N.-A. und Fry, P.-F. (1976): Kostenentwicklung und Wirtschaftlichkeit von Kernkraftwerken. Informationstagung der Schweizerischen Vereinigung für Atomenergie, Zürich.
- Grawe, J. (1979): Energiesparen und Kernenergie-Alternativen oder Elemente einer "gemischten" Energiepolitik? Zeitschrift für Energiewirtschaft 1979, 238 - 251.
- Hanssmann, F. (1976): Energiemodelle kritisch gesehen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 26, 291 - 294.
- Hautum, F. (1965). Betrachtung über Baukosten und Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherwerken. Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke, Frankfurt a.M.



- Hegemann, K.-H. (1976): Aspekte und Kosten des Energietransports beim Einsatz von Steinkohle zur Strombedarfsdeckung revierferner Regionen. Elektrizitätswirtschaft 75, 238 - 241.
- Herrmann, G. (1977): Stromtransport oder Kohletransport - neue Steinkohlekraftwerke wohin? Energiewirtschaftliche Tagesfragen 27, 287 - 289.
- Hoch, D. (1979): Mehrfache Zielsetzung bei der Optimierung eines regionalen Energieversorgungssystems. Diplomarbeit am Institut für Wirtschaftstheorie und Operations Research, Universität Karlsruhe.
- Hoch, D., Schulz, V. und Stehfest, H. (1980): Bestimmung von Nutzenfunktionen für ein regionales Energieversorgungssystem. In: Fürniß, B., Hoch, D., Schulz, V. und Stehfest, H.: Materialien zum Optimierungsmodell für das Energieversorgungssystem von Baden-Württemberg. Bericht KfK 2978/II, Kernforschungszentrum Karlsruhe.
- Hoffman, K. (1972): The United States Energy System - A Unified Planning Framework. Ph.D. Thesis, Polytechnic Institute of Brooklyn, New York.
- Hudson, E.A. und Jorgenson, D. (1974): US Energy Policy and Economic Growth: A Report to the Energy Policy Project. Data Resources Inc., Lexington, Mass., USA.
- Husar, R.B. et al. (Hrsg.) (1978): Proceedings of the Conference "Sulphur in the Environment", Dubrovnik (Yugoslavia), 7. - 14.09.1977. Atmospheric Environment 12, 1 - 796.
- Junker, A. und Zimmermeyer, G. (1980): Ein Immissionswert für Benzo(a)pyren? Eine Problemanalyse. Staub-Reinhalt. Luft 40, 36 - 38.
- Keeney, R. und Raiffa, H. (1976): Decisions with Multiple Objectives: Preferences and Value Tradeoffs. John Wiley & Sons, New York.
- Kononov, Y.D. (Hrsg.) (1977): Methods of Systems Analysis for Long-Term Energy Development. Report CP-77-005, International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Österreich.

Löhle (1978): Möglichkeiten der Elektrizitätswirtschaft zur künftigen Energiebedarfsdeckung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 28, 566 - 572.

MAGS-Minister für Arbeit, Gesundheit und Soziales des Landes Nordrhein-Westfalen (Hrsg.) (1972): *Emissionskataster Köln*. MAGS Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf.

Marcuse, M., Bodin, L., Cherniavsky, E., and Sanborn, Y. (1975): A Dynamic Time Dependent Model for the Analysis of Alternative Energy Policies. In: *Operations Research 1975. Proc. IFORS Conf.*, Tokyo.

Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr des Landes Baden-Württemberg (1975): *Energieprogramm 1975*. Stuttgart.

Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr des Landes Baden-Württemberg (1977): *Energiebilanz 1975*. Stuttgart.

Neumann, K. (1975): *Operations Research Verfahren*, Bd. I. Hanser-Verlag, München.

Ponstein, J. (1967): Seven Kinds of Convexity. *SIAM Review* 9, 115 - 119.

Riediger, B. (1971): *Die Verarbeitung des Erdöls*. Springer-Verlag, Berlin.

Rittstieg, G. (1977): Die Kostenentwicklung der Stromversorgung im nächsten Jahrzehnt in ihrer Auswirkung auf die Strompreise. Vortrag auf der VDEW-Tagung von 24. - 26.05.1977 in München.

Schiffer, H.-W. und Schmitt, D. (1976): Kosten der Energieverteilung bei der Deckung des Raumwärmebedarfs im Haushaltsbereich. (Aktuelle Fragen der Energiewirtschaft, Heft 9). R. Oldenbourg Verlag, München.

Schmitz, K. (1979): *Langfristplanung in der Energiewirtschaft*. Birkhäuser Verlag, Basel.

- Schmitz, K. und Voss, A. (Hrsg.) (1980): 2. Arbeitsseminar über Energiemodelle für die Bundesrepublik Deutschland. Jülich, 1. - 2.03.1979. Birkhäuser-Verlag, Basel.
- Schulz, V. und Stehfest, H. (1980): Berechnungsgrundlagen zum Zielsystem des Optimierungsmodells für das Energieversorgungssystem Baden-Württembergs. In: Fürniß, B., Hoch, D., Schulz, V. und Stehfest, H.: Materialien zum Optimierungsmodell für das Energieversorgungssystem von Baden-Württemberg. Bericht KfK 2978/II, Kernforschungszentrum Karlsruhe.
- Schwarze, K.-H. (1979): Versorgungsseitige Gedanken zur Wärmepumpe. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 29, 201 - 203.
- Stahlknecht, R. (1976): Spitzendeckung bei Erdgasversorgung - sind auch Niederdruck- und Hochdruckgasbehälter noch aktuell? GWF-Gas/Erdgas 177, 243 - 251.
- Statistisches Bundesamt (1977): Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland. Verlag Kohlhammer, Stuttgart und Mainz.
- Stehfest, H. (1976): A Methodology for Regional Energy Supply Optimization. Report RM-76-57, International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Österreich.
- Strauss, W. (Hrsg.) (1972): Air Pollution Control. Wiley-Interscience, New York.
- Trenkler, H. (1979): Kritische Anmerkungen zu Energiemodellen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 29, 246 - 250.
- VDEW-Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (1975): VDEW-Statistik 1974. Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke, Frankfurt a.M.