Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 66 (1975)

Heft: 21

Rubrik: Elektrizität und Wärme : Versorgungskonzept der Schweiz bis zum Jahre 2000

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 10.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Elektrizität und Wärme

Versorgungskonzept der Schweiz bis zum Jahre 2000

Ausgearbeitet durch eine Studiengruppe, bestehend aus Vertretern des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke, der BBC Aktiengesellschaft Brown, Boveri & Cie und der Gebrüder Sulzer Aktiengesellschaft

Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung	1161
2. Zielsetzung und Abgrenzung der Studie	1164
3. Inventar der Technologien zur Erzeugung von Elektrizität und Wärme unter Berücksichtigung der schweizerischen Verhältnisse	1165
4. Die Idee der Zielfunktionen	1173
5. Beschreibung der Zielfunktionen	1174
6. Ergebnis der Evaluation nach dem Prinzip der Zielfunktionen «Wirtschaftlichkeit», «Minimaler Primärenergieverbrauch», «Schonung der Umwelt» und «Sicherheit der Energieversorgung»	1183
7. Wachstum, Substitution und Modell	1185
8. Schlussfolgerungen und Empfehlungen	1194
9. Reaktorstrategie unter besonderer Berücksichtigung der schweizerischen Verhältnisse	1195

1. Zusammenfassung

1.1 Einleitung und Zielsetzung

Aus dem Bedürfnis heraus, eine technisch-wirtschaftliche Studie über die Möglichkeiten der Erzeugung von Wärme und Elektrizität bis zum Jahre 2000 auszuarbeiten, haben sich Arbeitsgruppen des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE), der BBC Aktiengesellschaft Brown, Boveri & Cie und der Gebrüder Sulzer Aktiengesellschaft zu einer losen Vereinigung zusammengeschlossen, um in interdisziplinärer Arbeit alle Aspekte des Themas zusammenzutragen.

Im Mittelpunkt der Untersuchung stehen die sogenannten Zielfunktionen: Wirtschaftlichkeit, minimaler Primärenergieverbrauch, optimale Schonung der Umwelt und Sicherheit der Energieversorgung, die auf Modelle, denen verschiedene Prognosen und Anschauungen zugrunde liegen, angewendet werden. Für jede Zielfunktion wird ein Beurteilungsfaktor oder eine sogenannte Gütezahl eingeführt, die ein Mass für die Erfüllung der grundsätzlichen Postulate darstellt. «Optimal» bedeutet in der Sprache dieses Berichtes: ein möglichst günstiger Wert der gewichteten Summe aller dieser Beurteilungsfaktoren.

Die Verfasser dieser Studie wollen nicht eine einzige Zielfunktion als Beurteilungsfaktor ansetzen, sondern die Frage geht nach einem Modell der Wärme- und Elektrizitätsversorgung, das dem Maßstab der Zielfunktionen am besten entspricht. Prognose bedeutet für diese Studie Arbeitshypothese, aber nicht Zielsetzung.

Werden die Zielfunktionen richtig auf Modelle (Hypothesen) angewendet, lassen sich Fragen nach einer vernünftigen Substitution von Energieträgern beantworten. Für die Analyse der Zielfunktionen ist es allerdings unerlässlich, ein Inventar der Technologien zur Erzeugung von Elektrizität und Wärme unter Berücksichtigung der schweizerischen Verhältnisse aufzustellen. Der erste Teil des Berichtes ist dieser Sammlung von technischen Möglichkeiten gewidmet, wobei auch nichtkonventionelle Methoden nach ihrer Brauchbarkeit untersucht werden.

1.2 Zusammenfassende Wertung und Zielfunktionen

Grundsätzlich wird die Erzeugung von Elektrizität und Wärme getrennt behandelt. Aber auch kombinierte Anlagen, wie das Fernheizkraftwerk mit Gegendruck-Dampfturbinen (sogenannte Wärme-Kraft-Kopplung), werden sehr eingehend in die Betrachtungen einbezogen.

1.2.1 *Zielfunktion Wirtschaftlichkeit Q_W*

1.2.1.1 *Q_W für Elektrizität*

Die Elektrizitätserzeugung mit Leichtwasserreaktoren wird zusammen mit Wasserkraft-Laufwerken als die wirtschaftlichste Möglichkeit evaluiert.

Fossil, mit Öl oder Erdgas, befeuerte thermische Kraftwerke stehen in der Beurteilung weiter hinten; schlechter schneiden öl- oder erdgasbefeuerte Gasturbinenanlagen ab.

1.2.1.2 *Q_W für Wärme*

Hier dominiert die Fernheizung mit Wärmeentnahme aus Kernkraftwerken, gefolgt von der Fernheizung mit Schweröl oder Erdgas. Heute sind die typischen Wärmegestehungskosten der Wärmepumpe sowie der Elektroheizung noch vergleichsweise etwas zu hoch.

1.2.2 *Zielfunktion minimaler Primärenergieverbrauch Q_P*

Definition: $Q_P = \dfrac{\text{Umweltwärmebelastungsfaktor}}{\text{relative Weltenergievorkommen}}$

1.2.2.1 *Q_P für Elektrizität*

An erster Stelle stehen hier die sogenannten erneuerbaren Energiequellen wie Wasserkraftwerke, Sonnenenergie- und Windkraftwerke. Bei den thermischen Kraftwerken liegt wegen des grossen Vorkommens von Kohle das kohlebefeuerte Kraftwerk mit hohem thermischen Wirkungsgrad im Vordergrund. Übrigens ein typisches Beispiel für den Interessenkonflikt der Zielfunktionen minimaler Primärenergieverbrauch/optimale Schonung der Umwelt. Besonders günstig für die Elektrizitätserzeugung sind alle thermischen Kraftwerke mit vollständiger Abwärmenutzung, d. h. die sogenannte Wärme-Kraft-Kopplung.

Die Kernenergie liegt in dieser Zielfunktion ungünstiger, ausgenommen die Kraftwerke mit Hochtemperatur- und Brüter-Reaktoren.

1.2.2.2 *Q_P für Wärme*

An erster Stelle steht hier erwartungsgemäss die Sonnenenergie, gefolgt vom Fernheizkraftwerk, das mit Kohle, Gas oder Erdöl befeuert wird, wobei wegen des grossen Weltkohlevorrates dieser Brennstoff günstig abschneidet.

Aber auch die Wärmeerzeugung mit Anzapfdampf aus Kernkraftwerken steht in der obersten Stufe der Bewertung, wobei die Meinung vorliegt, dass ein bestehendes Fernwärmesystem aus Kernkraftwerken mit Grundlastwärme alimentiert wird.

1.2.3 *Zielfunktion optimale Schonung der Umwelt Q_U*

Es stellte sich die Aufgabe, die Umweltbelastung den verschiedenen Arten der Energieerzeugung gegenüberzustellen, d. h., man vergleicht die Schadstoffemission, bei Öl-Kohle-Feuerung (Schwefeloxyde), bei Erdgasfeuerung (Stickstoffoxyde) mit der Emission von radioaktiven Gasen (Edelgas Krypton-85, Xenon-133) bei Leichtwasser-Kernkraftwerken. Die Kernenergie als die umweltfreundlichste Form der Energieproduktion, dann Erdgas, Öl und Kohle, erhärtet die in vielen Publikationen aufgestellten Thesen, wobei der Gütefaktor zwischen Kohlebefeuerung und Kernenergie um mehr als zwei Zehnerpotenzen variiert.

Diese Erkenntnis hat neben anderen Faktoren den Ausschlag gegeben zu einer Neuorientierung der eidgenössischen Energiepolitik, die den direkten Weg von der Wasserkraft zur Kernenergie aufzeigt und zum Bau der Kernkraftwerke von Beznau und Mühleberg geführt hat.

1.2.4 *Zielfunktion Sicherheit der Energieversorgung Q_S*

Die Sicherheit der Energieversorgung hängt von der Erschöpfbarkeit der Energievorräte und der Diversifikation der Vorräte ab. Die Resultate sind auch hier sehr eindeutig, wobei die Kernenergie, insbesondere wenn später Reaktorsysteme mit hohem Konversionsgrad[1]) eingesetzt werden, mit Abstand vor Kohle und Erdgas an der Spitze rangiert.

Die *Kombination der Zielfunktionen* ergibt folgende zusammenfassende Aussagen:

1.2.5 *Erzeugung von Elektrizität (Endenergie)* [2])

– Wie zu erwarten war, ist die Erzeugung aus *Wasserkraft* am vorteilhaftesten; denn Wasserkraft ist erneuerbare und einheimische Energie. Leider nähern sich die Nutzungsmöglichkeiten in der Schweiz ihrem praktischen Ende. Trotzdem sollte jede Gelegenheit ergriffen werden, die wenigen verbleibenden Fälle zu verwirklichen, die bezüglich Gewässerökologie und Eingriff in das Landschaftsbild noch tragbar sind.

– Elektrizität aus *Kernenergie* ist mit Abstand günstiger als aus fossilen Brennstoffen.

– Unter den fossilen Brennstoffen thermischer Kraftwerke ist *Erdgas* erheblich günstiger als Erdöl oder Kohle (Schonung der Umwelt).

– Trotz grossen Weltvorräten ist Kohle für die Elektrizitätserzeugung als Folge der grösseren Luftverschmutzung kaum günstiger als Erdöl. Dieser Sachverhalt könnte sich zugunsten der Kohle wenden, wenn Kohlevergasung in grösserem Umfang kommerziell reif würde.

– Elektrizitätserzeugung aus Gegendruck-Fernheizkraftwerken (vollständige Abwärmenutzung) mit Erdgasbefeuerung ist vergleichbar günstig wie Kernenergie. Eine Befeuerung mit Kohle oder Erdöl verschlechtert die Gesamtsituation. Diese Argumente sind durch den Umweltschutzfaktor bedingt (stadtnahe Aufstellung).

– *Elektrizität aus Müllverbrennungsanlagen* mit Krafterzeugung ist vergleichbar günstig wie die Kernenergie; doch ist die totale Kapazität sehr beschränkt (je nach Anlage 1–10 MW).

– *Gasturbinenanlagen* zur ausschliesslichen Elektrizitätserzeugung sind bei gleichen Brennstoffen ungünstiger als Dampfanlagen, weil die Gestehungskosten der elektrischen Energie wegen des schlechteren Anlagewirkungsgrades höher sind. Ihr Einsatz ist deshalb auf sehr kurze Betriebszeiten zu beschränken (Spitzendeckung, Reserve).

1.2.6 *Erzeugung von Wärme für Raumheizung und Warmwasserbereitung (Nutzenergie)*

– Am besten schneidet *Fernheizung über Transportleitungen aus Kernkraftwerken* ab (teilweise Abwärmenutzung, bei Leichtwasser-Kernkraftwerken mittels Dampfentnahme aus einer Zwischenstufe der Turbine), vorausgesetzt, dass 70–

[1]) Konversionsgrad = Umwandlung von Uran und Thorium in spaltbare Isotopen.

[2]) Endenergie: d. h. die dem Konsumenten zugeführte Energie.

80 % des integrierten Jahreswärmebedarfes als Grundlast (Bandenergie) geliefert werden und die verbleibende Spitze (20–30 %) aus fossil befeuerten Heizwerken oder Fernheizkraftwerken gedeckt wird.

– Vorteilhaft wären alle *elektrischen Heizmethoden,* insbesondere die Wärmepumpe, wenn sie mit elektrischem Strom aus *Wasserkraft* beliefert würden, was leider aus den bekannten Gründen der hydraulischen Ausbaumöglichkeiten in Zukunft allerdings illusorisch ist.

– Die Wärmepumpe erweist sich ganz allgemein als ausgezeichnete Heizmethode, auch wenn sie mit Strom aus Kernkraftwerken der allgemeinen Stromversorgung gespiesen wird.

– Ebenfalls günstig ist *Fernwärmeversorgung mit Erdgas* als Brennstoff der Heizwerke und Fernheizkraftwerke, ferner Einzelgebäudeheizung mit Erdgas. Daraus ist der Schluss zu ziehen, dass in Fernheizwerken mit Vorteil Erdgas für die Grundlast (Bandbetrieb, Schonung der Umwelt) und Heizöl nur für die Spitzen (gute Lagerungsfähigkeit) eingesetzt werden sollten.

– In der *mittleren Bewertungsskala* liegen: Fernwärmeversorgung mit Erdöl oder Kohle, elektrische Direktheizung oder Nachtspeicherheizung aus Kernkraftwerken und die Einzelgebäudeheizung mit Heizölen.

– Ungünstiger hingegen ist *elektrische Heizung,* wenn sie mit Elektrizität *aus Fernheizkraftwerken* gespiesen wird, die Erdöl oder Kohle verbrennen (Schonung der Umwelt, Sicherheit der Versorgung). Dieser Nachteil wird gewissermassen dadurch wettgemacht, dass Fernheizkraftwerke mit vollständiger Abwärmenutzung nur für die Spitzendeckung herbeigezogen werden, wodurch in einem Verbundsystem der Belastungsausgleich begünstigt wird.

– Schlecht ist *Einzelgebäudeheizung mit Kohle.* Luftverschmutzung und Kosten überwiegen den Vorteil der grossen Weltvorräte.

– *Raumheizung mittels Sonnenkollektoren* ist in der Schweiz ohne Zusatzheizung problematisch. Die Frage der Wirtschaftlichkeit kann heute noch nicht abschliessend beantwortet werden. *Warmwasserbereitung* im Sommerhalbjahr mit Sonnenkollektoren ist technisch möglich, jedoch wirtschaftlich dem ölgefeuerten Kombikessel heute noch unterlegen, dem Elektroboiler stark unterlegen.

1.3 Auswertung und Empfehlungen

Aus der Auswertung der Zielfunktionen sind folgende Schlussfolgerungen zu ziehen:

Für die Schweiz sind *Kernenergie, Erdgas* und in einem gewissen Mass Sonnenenergie die *einzigen Alternativen,* um eine einseitige Abhängigkeit vom Öl zu mildern.

Die Elektrizität als Endenergie wird mit Abstand durch Kernkraftwerke günstiger produziert als durch fossil befeuerte Kraftwerke.

Bei der Erzeugung von Wärme für Raumheizung und Warmwasserbereitung steht die *Fernheizung mit Grundlastwärme aus Kernkraftwerken und Gasbefeuerung* im Vordergrund. Bei ölbefeuerter Fernwärmeversorgung, auch wenn diese mit Kraft-Wärme-Kopplung arbeitet, wirkt sich der Umweltfaktor etwas negativ aus. Trotzdem ist sie immer noch *sehr empfehlenswert* im Vergleich zu der *Einzelheizung.* Auch die elektrischen Heizmethoden, insbesondere die Wärmepumpe, sollten vermehrt in Betracht gezogen werden. Die direkte Elektroheizung, die mit Kernenergiestrom alimentiert wird, rangiert in der Reihenfolge hinter der Einzelheizung mit Gas. Trotzdem ist die Einführung der elektrischen Heizung in günstig gelagerten Fällen zu empfehlen. Für Warmwasserbereitung kann der Elektroboiler empfohlen werden.

In der ferneren Zukunft wird *die Kernenergie* eine immer grössere Rolle spielen. Aus der Reaktorstrategie (s. Abschnitt 9) ist die Entwicklungstendenz nach Reaktorsystemen, die eine möglichst hohe *Brennstoffökonomie* aufweisen, unverkennbar. Die Leichtwasserkraftwerke werden aber noch über Jahrzehnte das dominante System bilden.

Weniger optimistisch sind die Aussagen zu der Frage nach der zu schaffenden Infrastruktur für den Kernkraftwerkbetrieb. Dieses Problem nimmt in den Dimensionen eine Grösse an, die man als nationales Problem bezeichnen darf. Der Pro-Kopf-Anteil an Kernenergie ist in der Schweiz jetzt schon sehr hoch. Er wird sich bis zum Jahr 2000 vervielfachen.

Eine totale Lösung des Abwärmeproblems existiert nicht; oder dann handelt es sich um Vorschläge (Anzapfdampf für Wärmeproduktion), die nur einen teilweisen Einfluss haben. Der Einsatz von Hochtemperaturreaktoren – insbesondere des Einkreissystems mit Gasturbinen – steht nicht unmittelbar bevor, könnte jedoch das Abwärmeproblem mildern.

Die Wärmeproduktion im Jahr 2000 kann sicher partiell den Kernkraftwerken überwiesen werden. Das setzt aber ein ausgebautes Fernwärmenetz voraus.

Weitere Schlussfolgerungen, die unmittelbar aus dem Substitutionsmodell formuliert werden können, sind in den nachfolgenden Thesen zusammengefasst:

– *Substitution von Erdöl* erfordert grosse finanzielle und strukturelle Anstrengungen. Wenn auch der grössere Anteil auf die Elektrizität fällt, so ist doch zu bemerken, dass auch ohne Erdölsubstitution etwa die Hälfte der auf die Elektrizität fallenden 0,7 Milliarden Fr./Jahr ausgegeben werden müssten.

– *Verwendung des Erdgases* nach der Prioritätsreihenfolge: Industrie – Fernheizwerke (Grundlast) – Privathaushalte und Gewerbe. Auf diese Weise kann ein genügend hoher Lastfaktor erreicht und können kostspielige Speicher reduziert werden. Damit die Zielsetzungen erfüllt werden, ist anzustreben, in den Regionen und Städten je nach Wohndichte und Vorleistungen Sektoren auszuscheiden, in denen als leitungsgebundene Energieträger dem Verbraucher entweder Elektrizität und Fernwärme, oder Elektrizität und Erdgas, oder nur Elektrizität zur Verfügung gestellt wird.

– *Fernheizungen:* Es ist anzustreben, in den grösseren Ortschaften des Landes Fernwärmeversorgungs-Anlagen zu erstellen. Diese sollten die Grundlastwärme von Kernkraftwerken beziehen, sofern die Distanz zu den Produktionszentren je nach Grösse der Siedlung innerhalb von 20–50 km liegt.

Innerhalb einer Fernheizanlage muss die Anschlussdichte möglichst hoch sein (Anschlusszwang!).

Im selben Stadtquartier dürfen Fernheizung und Gasversorgung nicht kollidieren.

– *Elektrische Heizungen:* Diese sollen hauptsächlich in kleineren Ortschaften (unter 10 000 Einwohnern), in ländli-

chen Gegenden und unter Umständen in Altstadtquartieren (wenn Fernheizungen strukturell prohibitiv werden) eingesetzt werden. Wenn die Technik der Wärmepumpe es erlaubt, sollte ein grösserer Anteil der Elektroheizungen auf diese ökologisch vorteilhafte Methode umgelegt werden.

– *Industrie:* Alle geeigneten wärmeverbrauchenden Prozesse sollten entweder auf Elektrizität oder auf Erdgas umgestellt werden. Im letzteren Fall Erdgas als Grundlastbrennstoff oder als Pufferbrennstoff im Sommer zum Ausgleich des Erdgaskonsums der Winterheizungen, Spitzendeckung und Winterbetrieb mit Erdöl.

2. Zielsetzung und Abgrenzung der Studie

Nachdem die bisherige Zielvorstellung einer möglichst preisgünstigen Deckung des Bedarfes der Schweiz an Primärenergie durch verschiedene Ereignisse der letzten Zeit – wie beispielsweise die sogenannte «Erdölkrise» und die verstärkten Forderungen bezüglich des Umweltschutzes – in Frage gestellt wurde, stellt sich das aktuelle Problem, Kriterien bzw. Zielfunktionen zu finden, nach denen ein langfristiges Energiekonzept auszurichten wäre.

Die Studiengruppe des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke, der BBC Aktiengesellschaft Brown, Boveri & Cie. und der Gebrüder Sulzer Aktiengesellschaft hat versucht, aus der allgemeinen Lage heraus spezielle Schlussfolgerungen für die Schweiz zu ziehen.

Diese Studie will und kann nicht umfassend sein. Nicht betrachtet wurden beispielsweise die Energieprobleme im Verkehr. Massnahmen zur Einsparung von Energie werden ebenfalls nicht behandelt. Ihre möglichen Auswirkungen werden jedoch in der Prognose des Energiebedarfes berücksichtigt.

Da es sich um einen Bericht handelt, in dem das *technisch-wirtschaftliche Element* überwiegt, wird grundsätzlich auch die Zeiteinteilung in grosse Räume nach diesen Kriterien vorgenommen. Massgebend ist der Entwicklungsstand einer Technologie.

Die Zeit bis 1990 wird als das Zeitalter bezeichnet, in dem etablierte Technologien und bekannte Energieträger eingesetzt werden.

Die Zeit nach 1990 ist charakterisiert durch das Hinzukommen von zukünftigen Technologien und Energieträgern. Dazu gehören in erster Linie die Kernfusion und die Wasserstoffwirtschaft, vielleicht auch der magnetohydrodynamische Generator (MHD-Generator).

Nach der in Abschnitt 9 ausgearbeiteten Reaktorstrategie müsste man als Grenzfall auch den Brutreaktor in die Zeit nach 1990 einreihen. Allerdings ist diese Entwicklung heute weit fortgeschritten; das Beiwort «etabliert» ist aber nicht zutreffend. Solche Grenzfälle lassen sich immer konstruieren. Jeder Zeiteinteilung haftet daher eine gewisse Willkür an. In diesem Bericht wird deshalb sehr bewusst auf eine scharfe zeitliche Grenzziehung verzichtet.

Fragwürdig wird eine zeitliche Einteilung besonders für Technologien, die Primärenergie umwandeln, welche für alle Zeiten auf der Erdoberfläche verfügbar sind, wie beispielsweise Sonneneinstrahlung, Gezeitenenergie, Erdwärme und andere mehr.

Diese Technologien dürfen als mehr oder weniger «etabliert» angesprochen werden; nur das Ausmass der Nutzung ist neu.

Eine völlig andere Situation besteht hinsichtlich der Prognosen über den Gesamtenergieverbrauch und dessen Struktur (Abschnitt 7). Hier drängt sich bis zum Jahr 2000 eine etappenweise Beurteilung auf. Diese grundsätzlichen Betrachtungen über den Energiebedarf der Schweiz bis zum Jahr 2000 sind notwendig, wenn diese Studie – obschon technisch motiviert – nicht im leeren Raum stehen soll. Besonders die Frage der Substitution wird angeschnitten. Prognose bedeutet für diese Studie nach wie vor *Arbeitshypothese,* nicht *Zielsetzung.*

Es gehört zu den Fragestellungen dieses Berichtes, allfällige Modelle, denen verschiedene Prognosen und Annahmen zugrunde liegen, mit den später zu definierenden *Zielfunktionen* zu werten und zu diskutieren. Die Ableitung und die Begründung der Zielfunktionen stehen daher im *Mittelpunkt* der vorliegenden Arbeit.

Grundsätzlich werden das verwendete Zahlenmaterial, technische Beschreibungen, theoretische Betrachtungen über thermodynamische Vorgänge und andere Einzelheiten mehr in einen *Anhang* verwiesen, der die Dokumentation vervollständigt. Daselbst sind auch kurze Beschreibungen über nichtkonventionelle Energieerzeuger (Beispiele Brennstoffzellen, Kernfusion) und über die prinzipiellen Möglichkeiten der Energiespeicherung enthalten. Der Hauptbericht soll ohne Studium der Anhänge lesbar sein. Spezialisten finden dort ein umfangreiches Zahlenmaterial. Dieser Anhang kann auf Anfrage beim Sekretariat des VSE eingesehen werden.

3. Inventar der Technologien zur Erzeugung von Elektrizität und Wärme unter Berücksichtigung der schweizerischen Verhältnisse

In diesem Kapitel werden die für die Erzeugung von Energie in Frage kommenden Anlagearten unter Berücksichtigung der schweizerischen Verhältnisse zusammengestellt.

3.1 Heizung

3.1.1 Individuelle Gebäudeheizung

Im heutigen Zeitpunkt ist die Mehrzahl der Gebäude mit einer Zentralheizung ausgerüstet. Bei dieser erfolgt die Wärmeerzeugung zentral in einem oder mehreren Kesseln. Als Wärmeträger für die Verteilung der Wärme im Gebäude dient in der Regel Wasser mit einer Temperatur unter 100 °C. Die Wärme wird meistens über Radiatoren, Heizwände oder Konvektoren an den zu beheizenden Raum abgegeben.

Als Energieträger kommen heute vorwiegend Öl, Gas und Elektrizität in Frage, wobei Öl die weitaus grösste Bedeutung hat. Ölgefeuerte Kessel erfordern ein Tanklager, das meistens für einen halben bis ganzen Jahresbedarf bemessen ist.

Bei gasgefeuerten Kesselanlagen tritt anstelle des Öltanks der Anschluss an ein örtliches Gasverteilnetz. Für grössere Leistungen kommen auch Kesselanlagen in Frage, welche wahlweise oder gleichzeitig mit Öl und Gas betrieben werden, was dem Gaslieferanten gestattet, seine Bezugsstruktur zu verbessern, indem vor allem die Winterverbrauchsspitzen gebrochen werden können.

Bei den elektrischen Heizsystemen überwiegen diejenigen mit Speichern, sei es als Zentralspeicher oder als Einzelraumspeicher.

Die Brauchwarmwasserbereitung kann bei allen drei Energieträgern zentral in Speicher- oder Durchflussgeräten erfolgen.

Bei Öl- und Gasheizungen überwiegen die Geräte, welche mit dem Heizkessel zu einer Einheit als Kombikessel zusammengebaut sind. Bei der Gas- und Elektroheizung geschieht die Brauchwarmwasserbereitung oft auch in Einzel-Warmwasserbereitern pro Wohnung, wobei bei der Elektrizität die Speicher- und bei der Gasheizung die Durchflussgeräte überwiegen.

Die Anlagewirkungsgrade, zusammengesetzt aus Kessel-, Verteilungs- und Regelwirkungsgrad, liegen über das Jahr gemittelt bei der Ölheizung etwa bei 60–70 %, bei der Gasheizung bei etwa 70–80 % und bei der Elektroheizung nahezu bei 100 %. Die Wirkungsgrade können bei der Öl- und Gasheizung verbessert werden, falls die Brenner regelmässig gewartet werden und richtig eingestellt sind. Bei grösseren Anlagen ergibt die Aufteilung der Gesamtleistung auf mehrere Kesseleinheiten ebenfalls eine Erhöhung des mittleren Wirkungsgrades.

Die Anwendungsbereiche der drei Heizarten können sehr unterschiedlich sein und hängen von vielen Randbedingungen ab, die von Fall zu Fall geprüft werden müssen.

3.1.2 Fernheizung [1]

3.1.2.1 Allgemeines

Bei der Fernheizung wird die Wärme, die für die Raumheizung, die Warmwasserbereitung sowie für Spitäler, Industrie und Gewerbe benötigt wird, in einer Zentrale erzeugt und den Verbrauchern über ein Verteilnetz in Form von Heisswasser oder Dampf zugeführt und in der Hausstation übergeben.

Eine mit Öl betriebene Fernheizung weist gegenüber der individuellen Ölheizung in bezug auf den Umweltschutz generelle Vorteile auf:

– Verbrennung mit höherem Wirkungsgrad in technisch hochentwickelten Anlagen.

– Der Ausstoss von Asche und unverbranntem Brennstoff wird dank ständiger Kontrolle durch Fachpersonal mit Hilfe wirksamer Rauchgasfilter weitgehend vermieden.

– Eine grosse Zahl von Kaminen auf Dachhöhe wird durch einen Hochkamin ersetzt, der eine bessere Verdünnung der Emissionen sicherstellt.

– Durch die Reduktion der Zahl der Tankanlagen und der damit verbundenen Ölumschläge sowie der Kontrolle durch Fachpersonal wird die Gefahr von Ölunfällen wesentlich reduziert.

Eine zentrale Wärmeversorgung besitzt aber auch in bezug auf die Sicherheit der Brennstoffversorgung gegenüber der individuellen Gebäudeheizung Vorteile, indem mit bescheidenem Aufwand wahlweise oder kombiniert verschiedene Energieträger verwendet werden können, z. B. Gas und Heizöl.

Ein weiterer Vorteil der Fernheizung ist darin zu sehen, dass bei Anwendung der Heizkraftkopplung der Brennstoff wesentlich besser ausgenutzt werden kann, indem Heizkraftwerke zusätzlich einen Teil der im Brennstoff enthaltenen Energie in Elektrizität umwandeln. Dabei ist die Erzeugung von thermischer und elektrischer Energie voneinander abhängig. In welchem Verhältnis bei dieser Wärmekraftkopplung elektrische und thermische Energie erzeugt wird, hängt von der Anlageart (Gegendruck-Dampfturbine, Entnahmekondensationsturbinen, Gasturbinen usw.) und vom gewünschten Temperaturniveau der nutzbar abgegebenen Wärme ab. Je enger die Kopplung ist, desto mehr steigt die Ausnutzung der im Brennstoff enthaltenen Energie. Sie erreicht ihr Optimum bei vollständiger Wärmekraftkopplung, bei der dann die Erzeugung der elektrischen Energie direkt von der jeweiligen Erzeugung thermischer Energie abhängig ist.

Die Heizkraftkopplung ist im Ausland weit verbreitet. Auch in der Schweiz besitzen die Fernheizanlagen in Basel, Bern, Lausanne und der ETH Zürich Heizkraftaggregate.

3.1.2.2 Wärmeerzeugung

Die heute gebräuchlichen Anlagearten zur Wärmeerzeugung können in drei Gruppen eingeteilt werden:

Heizwerke

Heizwerke dienen der reinen Wärmeerzeugung ohne Erzeugung elektrischer Energie. Sie setzen sich normalerweise aus mehreren öl- oder gasbefeuerten Heisswasserkesseln zusammen. Ihre gesamte installierte Leistung übertrifft in der Regel die Wärmehöchstleistung des angeschlossenen Wärmeverteilnetzes, womit eine mehr oder weniger grosse Lei-

stungsreserve für die zukünftige Entwicklung und den Ausfall einer Einheit geschaffen wird.

Zum Heizwerk gehört normalerweise ein Heizöllager, das im Hinblick auf mögliche Unterbrüche der Brennstoffzufuhr etwa für einen halben bis ganzen Jahresbedarf ausgelegt wird.

Der über das Jahr gemittelte Wirkungsgrad eines Heizwerkes erreicht Werte über 85 %. Der Leistungsbereich erstreckt sich von etwa 20 bis 500 Gcal/h.

Heizkraftwerke

Der Hauptzweck der Heizkraftwerke besteht in der Wärmeproduktion, während die aus der Heizkraftkopplung anfallende elektrische Energie bisher als Nebenprodukt betrachtet worden ist. Heute ist sie jedoch als wertvolle zusätzliche Winterenergie zu werten.

In der Praxis sind die stromerzeugenden Aggregate vielfach nur für einen Teil der Wärmehöchstleistung ausgelegt. Die Wärmebedarfsspitzen werden dann durch Heisswasserkessel gedeckt. Weitere Heisswasserkessel können als Reserve vorgesehen werden.

Als Wärmeerzeugungsanlagen in Heizkraftwerken können im Prinzip alle Aggregattypen verwendet werden, die sich für thermische Kraftwerke eignen. Es handelt sich in der Regel um verschiedene Ausführungen von Dampfturbinen- und Gasturbinenprozessen (siehe Abschnitt 3.2.6).

Thermische Kraftwerke mit teilweiser Verwertung der Wärmeenergie für Heizzwecke

Im Gegensatz zu den Heizkraftwerken, deren primäre Aufgabe in der Wärmeerzeugung liegt und welche in der Regel nur während der Heizperiode elektrische Energie erzeugen, kann die Wärme-Kraft-Kopplung auch bei grossen, thermischen Kraftwerken, deren Hauptaufgabe in der Stromerzeugung liegt, zur Anwendung gelangen. Der Anteil der Wärmeenergie, die sich für Heizzwecke verwenden lässt, ist durch den Wärmebedarf des Fernheiznetzes begrenzt. Die für Heizzwecke verwertete Wärmeenergie wird in den meisten Fällen nur ein relativ kleiner Teil der gesamten, im Kraftwerk erzeugten Energie betragen. Wenn die Anlage nicht in unmittelbarer Nähe eines geeigneten Fernheiznetzes gelegen ist, muss die Wärme diesem durch eine Transportleitung zugeführt werden.

Es ist darauf hinzuweisen, dass die an die Umgebung jährlich abzuführende Wärmemenge durch die teilweise Verwertung der Wärme zu Heizzwecken in der Regel nur wenig reduziert wird. Die Leistungsfähigkeit der Kühlanlage kann praktisch nicht verkleinert werden, da die Wärmeabgabe an das Fernheiznetz im Sommer unbedeutend ist. Die teilweise Verwertung der Wärme zu Heizzwecken hilft das Abwärmeproblem der Kraftwerke somit nur in bescheidendem Ausmass zu lösen. Sie ist indessen die einzige Methode, um überhaupt einen spürbaren Anteil der Abwärme auszunützen.

Wie bei den Heizkraftwerken ist die Verwertung der Wärmeenergie auch hier mit einer Einbusse in der Erzeugung elektrischer Leistung und Energie verbunden.

Brennstoffe

Als Energieträger kommen für Fernheizungen grundsätzlich alle üblichen Brennstoffe in Frage. Für die Schweiz sind heute vorwiegend Heizöl und Gas sowie in weiterer Zukunft Kernbrennstoffe von Bedeutung.

Heizwerke und Heizkraftwerke können sowohl für die ausschliessliche Verfeuerung von Öl oder Gas wie auch für wahlweisen oder kombinierten Öl/Gas-Betrieb vorgesehen werden.

Kernbrennstoffe könnten vorwiegend bei der teilweisen Verwertung der Wärme grosser Kernkraftwerke zum Einsatz gelangen.

Der Einsatz von Kernreaktoren in Heizwerken oder Heizkraftwerken würde sich hinsichtlich Umweltschutz und Gewährleistung der Brennstoffversorgung zweifellos vorteilhaft auswirken. Ihre Anlagekosten sind jedoch im Vergleich zu fossilbefeuerten Anlagen, insbesondere bei kleinen Leistungen, derart hoch, dass sie als Heizwerk zum vornherein ausgeschlossen werden müssen.

3.1.2.3 Wärmeverteilung

Grundsätzlich können drei Verlegungsarten unterschieden werden:

- Oberirdische Rohrleitungen
- Unterirdische Rohrleitungen
- Rohrleitungen innerhalb von Gebäuden

Die oberirdische Verlegung von Rohrleitungen, sei es auf Fundamenten oder auf Stützen oder Fachwerkträgern, ist nur in Ausnahmefällen möglich. Von den Baukosten her ist diese Verlegungsart die billigste. Rohrleitungen, die zum Beispiel in den Kellern von Gebäuden verlegt werden können, bedingen ebenfalls minime bauliche Arbeiten.

Am meisten verbreitet ist die unterirdische Verlegung der Rohrleitungen, wobei zwei Möglichkeiten unterschieden werden können, nämlich einmal die erdverlegten Leitungen und zum anderen die in einem Bauwerk (Kanal) verlegten Leitungen. Bei beiden Möglichkeiten sind mehrere Varianten im Gebrauch.

Eine Beurteilung der verschiedenen Systeme bezüglich Betriebssicherheit und Lebensdauer muss stets im Hinblick auf die Verhinderung von Korrosionserscheinungen erfolgen.

Ausserordentlich wichtig ist in diesem Zusammenhang auch die Qualität der Bauausführung, da viele Systeme bei unsachgemässer oder nachlässiger Ausführung versagen.

Wärmeträger

Als Wärmetransportmittel sind sowohl Wasser als auch Dampf geeignet. Während Dampf sich besonders für solche industrielle Zwecke eignet, bei denen höhere Temperaturen über längere Dauer erwünscht sind, zeichnet sich mit dem vermehrten Einbezug der Raumheizung in die Fernwärmeversorgung ein eindeutiger Trend zu Heisswasser ab.

Verluste

Die Wärmeverluste sind hauptsächlich von der Temperatur des Wärmeträgers, der Isolierstärke, dem Isolierstoff, dem Rohrdurchmesser, der jährlichen Betriebsdauer und der Konfiguration des Wärmeverteilnetzes abhängig. Erfahrungsgemäss betragen bisher die Wärmeverluste etwa 5 bis 10 % der jährlichen Netzeinspeisung. Unter Inkaufnahme höherer Anlagekosten für das Verteilnetz infolge besserer Isolierung könnten diese Verluste verkleinert werden.

3.1.2.4 Abnehmeranlagen

Die Abnehmeranlage setzt sich aus der Hausstation und der Raumheizungsanlage zusammen. Die Hausstation ist das

Bindeglied zwischen Fernwärmenetz und Raumheizungsanlage und hat die Aufgabe, die Heizwärme entsprechend den vertraglichen Vereinbarungen zur Verfügung zu stellen. Die Raumheizungsanlage ist mit derjenigen einer Einzelgebäudeheizung identisch und umfasst im wesentlichen die Rohrleitungen und Heizkörper.

3.1.2.5 Anwendungsgrenzen der Fernheizung

Die Fernheizung weist gegenüber der Einzelgebäudeheizung zahlreiche, namentlich ökologische Vorteile auf. Ihre möglichst weitgehende Verbreitung, insbesondere in grösseren Siedlungsgebieten, sollte zielbewusst angestrebt werden.

Die Frage, unter welchen Umständen sich die Fernheizung im Vergleich zur Einzelgebäudeheizung auf lange Sicht in wirtschaftlicher Hinsicht vertretbar oder vorteilhaft erweist, kann nicht generell beantwortet werden. Verschiedene Einflüsse sind in empfindlicher Weise wirksam.

Eine genügende Grösse und eine genügende Siedlungsdichte des Versorgungsgebietes sind die wichtigsten Voraussetzungen für die Wirtschaftlichkeit der Fernheizung gegenüber der Einzelgebäudeheizung. Als Anhaltspunkt für die minimale wirtschaftliche Grösse unter durchschnittlichen Verhältnissen kann eine Einwohnerzahl von etwa 20 000 bis 30 000 Personen (Wärmenennleistung der Erzeugeranlage etwa 60 bis 100 Gcal/h) genannt werden. Die Siedlungsdichte sollte den Wert von etwa 10 000 Bewohnern/km² nicht unterschreiten. Siedlungen mit vorwiegend Einfamilienhäusern sind somit für den Anschluss an Fernheiznetze heute in der Regel nicht geeignet.

3.2 Fossilbefeuerte thermische Kraftwerke

Der grösste Teil der weltweit benötigten elektrischen Energie wird heute in fossilbefeuerten thermischen Kraftwerken erzeugt. Die Schweiz mit ihrem jetzt noch überragenden Anteil der hydraulisch erzeugten elektrischen Energie und der klaren Option zur Kernenergie für die Deckung des zukünftigen Bedarfes stellt in dieser Hinsicht einen ausgesprochenen Sonderfall dar.

Trotz der bescheidenen Rolle fossilbefeuerter Kraftwerke in der Schweiz dürfen solche Anlagen bei der Erstellung eines Energiekonzeptes nicht ausser Betracht gelassen werden. In Heizkraftwerken, die aus ökologischen Gründen gefördert werden sollten, wird die Krafterzeugung mit fossilen Brennstoffen zweifellos vermehrt zum Zuge kommen.

Heute stehen verschiedene, zum Teil seit langem bewährte, zum Teil neuentwickelte Kraftwerktypen zur Verfügung. Jeder dieser Typen hat einen bestimmten Anwendungsbereich, in welchem seine Vorzüge besonders stark zur Geltung kommen.

3.2.1 Dampfkraftanlagen

3.2.1.1 Thermodynamische Daten

Eine wichtige Grösse zur Charakterisierung eines Kraftwerkes ist der Anlagewirkungsgrad, definiert als Verhältnis der elektrischen Nettoleistung zu der mit dem Brennstoff zugeführten Wärmeleistung. Ein hoher Wirkungsgrad sollte nicht nur im Interesse der Wirtschaftlichkeit, sondern wegen der damit verbundenen Brennstoffeinsparung und der verminderten Emissionen auch aus ökologischen Gründen angestrebt werden.

Der erreichbare Wirkungsgrad wächst mit zunehmendem Druck und zunehmender Temperatur des Dampfes vor der Turbine. Da auch die Anlage- und Unterhaltskosten im gleichen Sinn ansteigen, muss zwischen Wirkungsgrad und Kosten ein Kompromiss geschlossen werden.

Bei grossen Anlagen sind heute Dampfdrücke um 190 bar mit Überhitzung und Zwischenüberhitzung auf etwa 540 °C üblich. Der Wirkungsgrad solcher Anlagen beträgt rund 40 %.

Dampftemperaturen über 540 °C stellen an Material und Brennstoff erhöhte Anforderungen. Die damit verbundenen Mehrkosten sind in Anbetracht der bescheidenen Wirkungsgradverbesserung in diesem Temperaturbereich in der Regel nicht gerechtfertigt.

Drücke unter 190 bar kommen oft in kleineren Industriekraftwerken oder Heizkraftwerken vor. Der Anlagewirkungsgrad sinkt dann bis etwa 30 % ab.

Heute sind Einheitsleistungen bis zu 1200 MW mit einwelligen und bis zu 1300 MW mit zweiwelligen Turbogruppen in Betrieb.

3.2.1.2 Brennstoffe und Emissionen

Dampfkraftwerke können für die Verbrennung aller fossilen Brennstoffe, einschliesslich Müll, ausgelegt werden.

Bei der Verbrennung von Kohle stellen die Emissionen oft ein besonderes Problem dar. Für die Entstaubung der Rauchgase sind Rauchgasfilter erforderlich.

Dazu kommt bei der Kohle ein relativ hoher Schwefelgehalt, dessen Oxyde zu biologischen und materiellen Schäden führen können.

Mit dem Ansteigen der Kohlenpreise sind ölgefeuerte Anlagen vielfach wirtschaftlich geworden. Ihre Rauchgase enthalten weniger Staub als diejenigen kohlegefeuerter Anlagen. Elektrofilter sind bei Verbrennung von Heizöl Extra-Leicht (EL) nicht und bei Verbrennung von Schweröl nur in besonders kritischen Fällen nötig.

Das Heizöl EL besitzt ferner einen kleineren Schwefelgehalt als Schweröl, nämlich unter den heutigen Verhältnissen etwa 0,4 % (Schweröl 1,5 %). Falls erforderlich, kann auch auf die Verbrennung von besonders schwefelarmen Brennstoffen gegriffen werden, die heute gegen geringen Aufpreis auf dem Markt erhältlich sind.

Ähnliche Auswirkungen auf die Umwelt wie Schwefeldioxyd üben die Stickoxyde aus, die in den Rauchgasen kohle- und ölgefeuerter Kessel in Konzentrationen bis etwa 15 g/kg Brennstoff vorhanden sind. Die günstigsten Brennstoffe aus der Sicht des Umweltschutzes sind die gasförmigen Brennstoffe. Ihr Schwefelgehalt ist praktisch Null. Es darf jedoch nicht übersehen werden, dass ein gewisser, wenn auch kleinerer Gehalt an Stickoxyden auch bei gasförmigen Brennstoffen nicht vermieden werden kann. Eine Diskussion dieser Umweltfaktoren findet im Abschnitt 5 (Zielfunktionen) statt.

3.2.2 Gasturbinen

In Gasturbinen mit offenem Kreislauf wird Umgebungsluft im Kompressor auf einige Atmosphären Überdruck verdichtet und anschliessend in der Brennkammer erhitzt. Die Verbrennungsgase werden in der nachgeschalteten Turbine

wiederum auf Atmosphärendruck entspannt und direkt in die Umgebung abgegeben.

Dank der Volumenvergrösserung bei der Verbrennung ist die Turbinenleistung grösser als der Leistungsbedarf des auf der gleichen Welle angeordneten Kompressors. Der Leistungsüberschuss wird vom Generator in elektrische Leistung umgewandelt.

Der Wirkungsgrad der Gasturbine mit offenem Kreislauf liegt etwa zwischen 25 % und 30 %, sofern saubere, aschefreie Brennstoffe verwendet werden. Etwas höhere Wirkungsgrade lassen sich mit der Gasturbine mit geschlossenem Kreislauf erzielen, bei der allerdings zusätzliche Wärmeaustauscher und Kühler erforderlich sind.

Die Gasturbine mit offenem Kreislauf zeichnet sich durch niedrige Anlagekosten und geringe Wartungskosten aus. Deshalb und in Anbetracht des bescheidenen Wirkungsgrades wird sie vorzugsweise zur Erzeugung hochwertiger elektrischer Spitzenenergie eingesetzt. Die Leistungsgrenze einer Einheit liegt heute bei etwa 90 MW.

3.2.3 *Kombinierte Anlagen*

Die Gasturbine mit offenem Kreislauf hat in den letzten Jahren dank ihrer Einfachheit einen bedeutenden Aufschwung erfahren. Leider ist sie naturgemäss mit dem Nachteil der schlechten Ausnutzung der im Brennstoff enthaltenen Energie behaftet, was zur Hauptsache darauf zurückzuführen ist, dass mit den verhältnismässig heissen Abgasen grosse Wärmemengen ungenutzt an die Umgebung abgegeben werden müssen. Der Gedanke, die im Abgas enthaltene Energie in Dampfanlagen zu verwerten, hat zur Entwicklung der kombinierten Dampf-Gas-Anlagen geführt. Heute werden von den Herstellerfirmen zahlreiche Ausführungsarten angeboten, welche die verschiedensten Bedürfnisse zu befriedigen vermögen. Es scheint zweckmässig, diese Anlagen in drei Gruppen einzuteilen:

– Gasturbinen mit Abwärmedampfanlagen

Die Abgastemperatur von Gasturbinen liegt heute üblicherweise etwa zwischen 400 °C und 500 °C. Diese Temperatur ist hoch genug, um in einem Abhitzekessel überhitzten Mitteldruckdampf zu erzeugen, welcher in einer Kondensationsturbine entspannt werden kann.

Die Dampfturbine kann auf diese Weise etwa 30–50 % der Gasturbinenleistung erzeugen. Da diese Leistung ohne zusätzliche Brennstoffzufuhr erzeugt wird, erhöht sich der Wirkungsgrad der Anlage von etwa 28 % bei der reinen Gasturbine auf etwa 37–41 % bzw. bis auf 47 % bei Verwendung von Erdgas.

– Dampfanlagen mit vorgeschalteter Gasturbine

Bei dieser Kombinationsart werden die Turbinengase einem konventionellen Dampfkessel zugeführt, wo sie die Rolle der Verbrennungsluft übernehmen. Dies ist deshalb möglich, weil in der Gasturbine nur ein kleiner Teil, nämlich etwa $^1/_5$ des Sauerstoffgehaltes der angesaugten Luft, verbraucht wird. Im Dampferzeuger kann somit etwa viermal mehr Brennstoff verbrannt werden als in der Gasturbine. Dementsprechend ist der Leistungsanteil der Gasturbine relativ klein und dürfte 20 % der Dampfturbinenleistung kaum übersteigen. Der Sinn dieser Kombination liegt darin, dass die gesamte Abwärme der Gasturbine zur Vorwärmung der Verbrennungsluft für den konventionellen Kessel herangezogen werden kann. Der so erreichbare Wirkungsgrad der Gesamtanlage liegt bis zu 3 Prozent über demjenigen konventioneller Dampfanlagen.

– Dampfanlagen mit aufgeladenem Dampferzeuger und Gasturbine als Ladegruppe

Aufgeladene Dampferzeuger sind schon seit vielen Jahren gebaut worden mit dem Zweck, die Wärmeübertragungsflächen, die Abmessungen und damit die Kosten des Dampferzeugers zu verringern. Der Hauptgrund dafür, dass diese Anlagen bisher noch keine grössere Verbreitung gefunden haben, ist zweifellos die Einschränkung in der Brennstoffwahl. Im Gegensatz zu den Anlagen der zweiten Kategorie muss hier nicht nur die Gasturbine, sondern die ganze Anlage mit sauberem Brennstoff betrieben werden.

3.2.4 *Verbrennungsmotor*

Der Verbrennungsmotor in der Ausführungsform des Dieselmotors wäre aus der Sicht der Brennstoffausnutzung wegen seines hohen Wirkungsgrades (etwa 40 %) ein geeignetes Mittel zur Erzeugung elektrischer Energie. Wegen relativ hoher Anlagekosten, hohen Wartungskosten und z. T. auch wegen der verhältnismässig niedrigen Leistungsgrenze einer Einheit (etwa 40 MW) wurde der Dieselmotor nur in Ausnahmefällen in grösserem Maßstab zur Stromerzeugung herangezogen. In der Schweiz wird der Verbrennungsmotor nur als Notstromaggregat in Industrie, Gewerbe, Spitälern usw. eingesetzt. Es bestehen keine Anzeichen für eine Änderung dieser Situation in absehbarer Zukunft.

3.2.5 *Müllverbrennungsanlagen*

Der Anfall an Müll hat mit dem wirtschaftlichen Aufschwung ständig zugenommen. Er beträgt heute in europäischen Städten durchschnittlich etwa 250 kg pro Einwohner und Jahr. Bis zum Jahre 2000 rechnet das Eidgenössische Amt für Energiewirtschaft mit einem Anstieg auf 400 bis 600 kg, was in der Schweiz einen jährlichen Anfall von 3 bis 4,5 Millionen Tonnen ergeben wird.

Über die Menge der Abfälle von Gewerbe und Industrie, sofern sie nicht mit dem Hausmüll zusammen anfallen, liegen keine zuverlässigen Angaben vor. Sie werden vielfach in betriebseigenen Anlagen vernichtet oder deponiert.

Die Müllverbrennung stellt zweifellos die umweltfreundlichste Methode der Abfallbeseitigung dar. Sie verwandelt die Abfallstoffe in sterile, nicht fäulnisfähige Produkte, die ohne Gefahr für die Umwelt abgelagert werden können. Zudem wird das Gewicht auf etwa 35 % und das Volumen auf etwa 10 % verkleinert, was die Deponie erleichtert. Die Schlacke kann unter Umständen als Baumaterial Verwendung finden.

Die bei der Müllverbrennung frei werdende Wärme lässt sich zu Heizzwecken oder zur Stromerzeugung verwerten. Der Heizwert des Mülls hat in den letzten Jahrzehnten ständig zugenommen. Er beträgt heute etwa 2000 kcal/kg und dürfte bis zum Jahre 2000 auf 3000–3500 kcal/kg ansteigen.

Ob und wie die Verbrennungswärme ausgenutzt werden soll, hängt von den örtlichen Verhältnissen ab. In Kleinanlagen (Mülldurchsatz bis 4 t/h) wird die Verbrennungswärme

in der Regel nicht verwertet. Sie muss über einen zur Kesselkühlung erforderlichen Wasser-Dampf-Kreislauf an Wasser oder Luft der Umgebung abgegeben werden. In mittelgrossen Anlagen und besonders in Grossanlagen (Mülldurchsatz >10 t/h) erweist sich die Verwertung der Wärme zu Heizzwecken oder zur Stromerzeugung in der Regel als die wirtschaftlichste Lösung. Die Einheitsleistungen liegen meistens unter 20 MW.

Leider erweist sich die Müllverbrennung in den meisten Fällen, selbst unter Berücksichtigung eines Erlöses aus der Wärmeverwertung, teurer als die Deponie. Die Mehrkosten müssen als Preis für die erzielten Vorteile hinsichtlich des Umweltschutzes in Kauf genommen werden.

3.2.6 Heizkraftwerke

Der Wirkungsgrad von thermischen Kraftwerken liegt etwa zwischen 30 und 40 %. Dies bedeutet, dass 60–70 % der mit dem Brennstoff zugeführten Wärme nutzlos an die Umgebung abgegeben werden. Die Wärmeausnutzung kann durch die Anwendung der Wärme-Kraft-Kopplung entscheidend verbessert werden. Bei dieser wird die vom Arbeitsprozess abzugebende Wärme nicht direkt der Umwelt zugeführt, sondern mindestens teilweise in einem Fernheiznetz für Raumheizung, Warmwasserbereitung oder andere Zwecke verwertet. Damit ist in der Regel allerdings eine Verkleinerung der Stromausbeute verbunden, da das Temperaturniveau, bei dem die Wärme vom Arbeitsprozess abgegeben wird, angehoben werden muss. Auf diese Weise gelingt es, die Ausnutzung der im Brennstoff enthaltenen Wärme in einem ölgefeuerten Heizkraftwerk auf rund 90 % zu erhöhen. Die restlichen 10 % gelangen mit der in den Rauchgasen enthaltenen Wärme als Kaminverluste in die Atmosphäre.

Wird die Wärme-Kraft-Kopplung auf Kernkraftwerke angewendet, so lässt sich die Wärmeausnutzung sogar auf nahezu 100 % steigern, da bei diesen keine Kaminverluste auftreten. Die Wärme-Kraft-Kopplung ist bei allen Arten thermischer Kraftwerke möglich. In der Praxis gelangen vorwiegend die folgenden Heizkraftwerktypen zur Anwendung:

– Entnahme-Kondensations-Dampfanlage

Diese Anlage kann als reines Kraftwerk ohne Wärmeabgabe an das Fernheiznetz betrieben werden. Bei Bedarf an Heizwärme wird durch Anstauen des Druckes vor der Niederdruckturbine ein beliebig grosser Teil des Dampfstromes entnommen und einem Wärmeaustauscher zugeführt, in welchem die Kondensationswärme auf den Wärmeträger des Fernheiznetzes übertragen wird.

– Gegendruck-Dampfanlage

Bei dieser wird die gesamte Dampfmenge nach der Mitteldruckturbine zur Erzeugung von Heizwärme verwendet. Eine Niederdruckturbine und Einrichtungen zur Abgabe von Restwärme an die Umgebung sind nicht vorhanden. Die Kessellast muss so reguliert werden, dass der Wärmebedarf jederzeit gedeckt werden kann.

– Gasturbine mit offenem Kreislauf

Ein Teil der in Form von Abgasen anfallenden Abwärme lässt sich ohne Beeinträchtigung des Arbeitsprozesses zur Erzeugung von Heisswasser für Fernheizzwecke verwerten. Der Wärmeausnutzungsgrad von Dampfprozessen, der gegen 90 % betragen kann, wird allerdings nicht ganz erreicht.

3.2.7 Anlagen mit Kohlevergasung

Durch die Kohlevergasung wird Kohle praktisch vollständig in gasförmige Brennstoffe umgewandelt. Dabei werden in der Regel gleichzeitig unerwünschte Bestandteile wie Schwefel und Staub nahezu restlos ausgeschieden. Durch die Kohlevergasung sowie durch die Kohleverflüssigung kann Kohle in sauberen und leicht transportierbaren Brennstoff verwandelt werden.

Die Technik der Kohlevergasung (nicht zu verwechseln mit der Kokerei, bei der nur die flüchtigen Bestandteile ausgetrieben werden) ist grundsätzlich schon seit langem bekannt. Wegen damals mangelnder Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen Brennstoffen hat sie jedoch nur in Einzelfällen Anwendung gefunden. Nachteilig wirkt sich der Umstand aus, dass die mit den heute gebräuchlichen Verfahren erzeugten Gase wegen des niedrigen Heizwertes nicht als Ersatz für Erdgas geeignet sind.

Die Entwicklung von neuen Verfahren zur Kohlevergasung und -verflüssigung wird in den USA mit grossem Aufwand vorangetrieben. Das Ziel der Anstrengungen besteht in der Beschaffung von umweltfreundlichen und wirtschaftlichen Brennstoffen für Kraftwerke als Ersatz für Erdgas und als Ersatz für die flüssigen Brenn- und Treibstoffe auf Erdölbasis. Eine grosse Zahl von Versuchsanlagen, die auf verschiedenen Verfahren beruhen, sind im Bau oder in Betrieb. Die Beurteilung ihrer Eignung und Wirtschaftlichkeit scheint heute noch verfrüht. Es wird damit gerechnet, dass die neuen Prozesse erst in den achtziger Jahren zur kommerziellen Anwendung gelangen werden.

Der Umstand, dass bei gewissen Verfahren zur Kohlevergasung sauberer, gasförmiger Brennstoff unter erhöhtem Druck entsteht, legt den Gedanken nahe, diesen in Gasturbinenanlagen direkt zur Stromerzeugung zu verwenden. Eine Anlage dieser Art ist bereits verwirklicht worden.

Da der Transport von Kohle und der Abtransport oder die Deponie von Asche mit grossen Kosten verbunden sind, scheint die Nähe von abbauwürdigen Kohlevorkommen eine Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit der Kohlevergasung darzustellen.

Aussichtsreicher für die Schweiz scheint der Bezug von Gas in grösserem Maßstab aus ausländischen Kohlevergasungsanlagen.

3.3 Kernkraftwerke (Reaktortypologie)

3.3.1 Leichtwasserreaktoren

Dazu gehören: Siede- und Druckwasserreaktoren. Diese spielen bis in das Jahr 2000 eine dominante Rolle.

Folgende Vorteile sind im heutigen Zeitpunkt aufzuzählen:

- Erprobte Systeme
- Grosses Industriepotential
- Echte Konkurrenzverhältnisse
- Entwicklungspotential vorhanden in Richtung:
  - Verbesserung des Brennstoffverhaltens
  - Vereinfachung des Unterhaltes
  - Off-shore-Anlage

Als Nachteile gelten:

– Geringe Brennstoffausnutzung (1 %)

– Relativ niedrige Temperaturen (Sattdampf), dementsprechend bescheidene thermische Wirkungsgrade (33 %).

3.3.2 *Hochtemperaturreaktoren (HTR)*

Der HTR gehört in die Linie der gasgekühlten thermischen Reaktoren. Bei HTR-Anlagen ist die Neutronenökonomie aus folgenden Gründen besonders günstig:

– Das Core besteht nur aus Graphit und Brennstoff

– Die Neutronen-Leckageverluste sind wegen der Grösse des Cores gering.

Technisch lassen sich zwei Konversionszyklen in Reaktoren nutzen.

– Uran-Plutonium-Zyklus und der

– Thorium-Uran-Zyklus.

Ein möglichst hoher Konversionsfaktor wird bei Verwendung des sogenannten «feed and breed»-Systems erreicht, bei dem aus Thorium-232 Uran-233 «erbrütet» wird. Uran-233 ist mit thermischen Neutronen spaltbar.

In den bisherigen Anlagen werden (Th, U) C_2-Kerne mit 93 % Anreicherung für das U-235 («feed»-System) eingesetzt. Die Vorteile beim HTR liegen auf folgendem Gebiet:

– Hohe Heliumtemperaturen von 780 °C. Erzeugung von Prozesswärme erscheint für die Zukunft hoffnungsvoll. Der thermische Wirkungsgrad bei einem HTR-Kraftwerk liegt bei 38–39 % (33 % bei Leichtwasserkraftwerken).

– Abwärmeproblem besser lösbar.

– Bessere Brennstoffausnützung (bessere Neutronenökonomie).

– Berstsicheres Beton-Containment.

Die Nachteile – wie sie sich zurzeit zeigen – sind kurz zusammengefasst die folgenden:

– Noch nicht erprobt (Einsatzfähigkeit in grossen Werken erst ab 1980). Prototyp-Kraftwerke Fort St. Vrain (USA) und Schmehausen (BRD) haben grossen Rückstand in bezug auf den ursprünglichen Terminplan.

– Bis jetzt kleines Industriepotential.

– Thorium-Brennstoffzyklus steht industriell erst im Aufbau.

– Wiederaufbereitung des Brennstoffes noch nicht sichergestellt, bringt aber wegen des hohen Konversionsfaktors erst die Wirtschaftlichkeit.

– Höhere Investitionskosten im Vergleich zu Leichtwasserreaktoren.

3.3.3 *Brüter*

Man unterscheidet nach dem Kühlmedium:

Natriumbrüter und gasgekühlte (Helium-)Brüter.

Langfristig gesehen sind Brüter einfach notwendig. Vor dem Jahr 2000 werden sie bei kritischer Beurteilung nur eine unbedeutende Rolle spielen.

Die Vorteile liegen in der guten Ausnützung des Brennstoffinventars bei hohen Kühlmitteltemperaturen.

Die Nachteile betreffen die komplizierte Technologie, hohe spezifische Anlagekosten und den notwendigen Verbund mit der Wiederaufbereitung des Brennstoffes («Nuklearer Zoo» mit Konvertern, Brütern und Wiederaufbereitungsanlagen im gleichen Areal).

3.3.4 *Schlussfolgerungen für die Schweiz*

Kurzfristig und mittelfristig gesehen (bis 1990), muss die Infrastruktur für den Betrieb von Leichtwasserreaktoren ausgebaut werden. Dazu gehört die Lösung folgender Probleme:

– Langfristige Sicherstellung des Brennstoffkreislaufes, angefangen bei der U_3O_8-Beschaffung, den Anreicherungsdiensten und der Brennstoffherstellung und endend bei der Wiederaufbereitung sowie Lagerung der radioaktiven Abfälle.

– Ausbildung von Betriebsfachleuten.

– Ausbau der Kapazität der Sicherheitsbehörden.

Die Brennstoffbeschaffung hängt von der Marktlage ab. Abgesehen von temporären Engpässen kann die Versorgung mit angereichertem Uran bis in die zweite Hälfte der achtziger Jahre hinein als gesichert betrachtet werden. Die Erdölkrise und der Rückstand der verschiedenen nationalen Kernenergieprogramme – hervorgerufen durch Bewilligungs- und Finanzierungsengpässe – verschärfen die Situation.

Der grösste Engpass allerdings betrifft die europäische Wiederaufbereitungskapazität in den Jahren nach 1980. Ohne starkes internationales Engagement wird es nicht gehen, sei es durch Beteiligung an einer Aufbereitungsanlage, sei es durch eine staatliche Beteiligung an europäischen Gemeinschaftsprojekten. Die Frage, ob mittelfristig gesehen die Einführung der HTR-Technik in der Schweiz gelingt, hängt in erster Linie von der personellen Kapazität der Bewilligungsbehörden und von der Bereitschaft der potentiellen Betreiber ab, das industrielle Risiko eines derartigen Reaktorkonzeptes zu tragen. Vorausgesetzt werden muss ein gesicherter Brennstoffkreislauf nach dem «feed and breed»-System, wobei die Erschliessung der Thoriumvorräte im Vordergrund der Betrachtungen zu stehen hat.

Selbst langfristig kann man sich den Einsatz eines Brüters in der Schweiz im Augenblick nicht vorstellen, da die Bedingungen für den ökonomischen und sicheren Brennstoffkreislauf nicht geschaffen werden können. Abgesehen davon ist in der Schweiz wegen der verschärften sicherheitstechnischen Kriterien, die an einen Reaktor mit schnellem Core gestellt werden, kaum ein Standort zu finden. Eine schweizerische Beteiligung an europäischen Werken drängt sich auf, um so mehr der elektrische Verbund den Energieaustausch vornehmen kann. Ähnliche Wege will die Bundesrepublik Deutschland mit ihren Kernkraftwerken in Russland und Polen begehen.

Die Frage, wie die langfristige Strategie koordiniert werden kann, hängt in erster Linie von der weltweiten und europäischen Entwicklung ab. Vor allem muss die Forderung nach frühzeitiger *internationaler Zusammenarbeit* auf allen möglichen Ebenen zur Zielsetzung der schweizerischen Behörden und Elektrizitätswirtschaft werden. Es ist anzunehmen, dass das bewährte Partnerschaftssystem weiter ausgebaut wird. Durch die stetige Risikovergrösserung wird man dazu ohnehin gezwungen werden. Die praktischen Schwierigkeiten der Kernenergie in allen Ländern, der zeitliche Rückstand der neuen Reaktorsysteme und die Schwierigkeiten beim Ausbau der benötigten Infrastruktur lassen es ratsam erscheinen, bei der Prognose einer möglichen *Substitu-*

tion fossiler Energie durch Kernenergie sehr vorsichtig zu sein. In der Schweiz bieten sich dafür nur die elektrische Heizung und die nukleare Fernheizung an. Im Abschnitt 7 des Berichtes sind darüber detaillierte Ausführungen zu finden.

3.4 Nichtkonventionelle Energieerzeugungsmethoden

3.4.1 Möglichkeiten für die Nutzung der Sonnenenergie in der Schweiz

Könnte man die einfallenden Sonnenstrahlen in grösserem Ausmass auf wirtschaftlich tragbare Art in Nutzwärme oder Elektrizität umwandeln, so würden folgende *Zielfunktionen* in hohem Masse *erfüllt:*

– Minimaler Primärenergieverbrauch (unversiegbar, gleichzeitig Substitution von Erdöl).

– Optimale Schonung der Umwelt, allerdings nur in bezug auf Emissionen und zusätzlicher Umweltwärmebelastung.

– Sicherheit der Versorgung. Jedes auf diese Art im eigenen Lande gewonnene Energiequantum vermindert die Importabhängigkeit und spart Devisen.

Diesen Vorzügen stehen allerdings zwei entscheidende *Nachteile* gegenüber: Erstens ist die Energiedichte der Sonneneinstrahlung sehr gering, was kostspielige und landflächenverschleissende Anlagen erfordert, und zweitens variieren Sonnenscheindauer und -intensität tages- und jahreszeitlich und je nach Bedeckung so, dass zur Überbrückung der Schwachzeiten ein gewaltiges Speicherproblem zu lösen ist.

Im Jahres- und Landesdurchschnitt kann auf Schweizer Boden eine *Leistungsdichte* von rund 0,1 kW/m² (7 % der theoretischen Solarkonstante) erwartet werden, wobei mit folgenden Variationen des 24-Stunden-Mittels zu rechnen ist:

	Sommerhalbjahr	Winterhalbjahr
Saisondurchschnitt	0,15 kW/m²	0,05 kW/m²
Freier Himmel (Maximum)	0,25 kW/m²	0,10 kW/m²
Gänzliche Bedeckung	0,03 kW/m²	0,01 kW/m²

Die gesamte Oberfläche der Schweiz empfängt somit von der Sonne 4 Millionen MW. Vergleichsweise betrug 1974 der Gesamt-Leistungsbedarf erst 0,5 % dieses Betrages.

Aussichten für die Nutzung der Sonneneinstrahlung [2]:

3.4.1.1 Erzeugung von Elektrizität

Eine Nutzung im schweizerischen Mittelland ist aus diversen Gründen nicht möglich (wenig unbebaute Gebiete, geringe Sonnenscheindauer). In unserem Land würden höchstens Anlagen in stark besonnten Gebirgstälern in Frage kommen, bei denen die Strahlung mit Spiegeln auf den Sonnenofen eines thermischen Kraftwerkes konzentriert wird.

Um derart im Jahre 2000 z. B. 45 TWh Strom zu erzeugen, wären unter Annahme eines optimistischen Gesamtwirkungsgrades von 30 % etwa 120 km² Spiegelfläche nötig bzw. etwa 400 km² südgerichteter Berghänge zu besetzen (rund 1 % der Landesfläche). Hinzu käme das Speicherproblem, das die Erstellung einiger Speicherwerke der Grösse Grande Dixence verlangen würde, auch wenn die vorhandenen Becken zur Unterstützung herangezogen würden.

Diese Zahlen zeigen, dass Sonnenenergie, auch langfristig gesehen, nur imstande sein wird, einen geringen Bruchteil des Strombedarfes zu decken, sollen die Gebirgsgegenden nicht alle verunstaltet werden. Die vergleichsweise ausserordentlich hohen Kosten sind heute noch nicht zu überblicken.

3.4.1.2 Erzeugung von Wärme

Hier liegen die Aussichten generell besser.

Aus Berechnungen geht hervor, dass mittels auf Hausdächern oder Fassaden montierten Sonnenkollektoren das *warme Haushaltswasser* im Sommer und teils im Winter hergestellt werden kann, womit zumindest dort, wo es heute in ölgefeuerten Kombikesseln erzeugt wird, Heizöl substituiert wird. Kostenmässig wird sich jedoch erst Parität einstellen, wenn für das Heizöl 60–70 Fr./Gcal zu bezahlen sind.

Abzulehnen ist diese Methode als *Ersatz für Elektroboiler.* Im Winter ist ohnehin eine Zusatzheizung nötig, die dann eine äusserst schlechte Jahresbenützungsdauer der Stromlieferung mit sich bringt.

Im Vergleich zu heutigen Nachtstromtarifen ist die Sonnenmethode noch dreimal teurer.

Raumheizung mittels Sonnenkollektoren verlangt auch bei Benützung von grossen Speichern während der Heizspitzen im Dezember bis Februar Zusatzheizungen, wobei für die letzteren wieder auf Elektrizität (Kernenergie) zurückgegriffen werden muss, soll Erdöl substituiert werden. Hier eröffnen sich für die Wärmepumpe als Zusatzheizung gewisse Möglichkeiten. Aber immer ist zu bedenken, dass dem Zusatzstrom eine sehr schlechte Jahresbenützungsdauer der maximal bereitzustellenden Leistung anhaftet, je nachdem zwischen 10 und 20 %, was eine entsprechende Erhöhung der Kosten des Zusatzstromes verursacht. Gesamthaft betrachtet, wird die Wirtschaftlichkeit der Kombination Sonnenwärme–Zusatzheizung in fernere Zeiten gerückt.

Ausserdem ist nicht zu vergessen, dass sich immer nur ein geringer Teil der Gebäude, auch der Neubauten, für die Anwendung der Sonnenheizung eignen wird und dass das Problem der Reinhaltung der Sonnenkollektoren noch offen ist. Trotzdem erscheint es angezeigt, in den nächsten Jahren möglichst viele Erfahrungen zu sammeln, um, längerfristig gesehen, auch in der Schweiz Heizung und Warmwasserbereitung mittels Sonnenenergie einsetzen zu können.

3.4.2 Wärmepumpe

Die Wärmepumpe entzieht der Umgebung oder aus sonst nicht weiter verwertbaren Abwärmen «Gratis»-Energie (free heats) und fördert sie auf ein nutzbares Temperaturniveau. Dabei liefert sie drei- bis viermal soviel Wärmeenergie, als zu ihrem Antrieb elektrische Energie benötigt wird.

Je kleiner die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmeempfänger ist, desto günstiger wird dieses Verhältnis.

Als «Gratis»-Wärmequellen («Gratis» in bezug auf Primärenergiebedarf, nicht aber auf Installationskosten) kommen in Frage: Gewässer, Grundwasser, Umgebungsluft, Erdreich, Sonneneinstrahlung sowie Abwärme aus Industrie, Abwasserreinigungsanlagen, Gewerbe und Haushalt und

nicht zuletzt aus thermischen Kraftwerken (kalte Fernheizung). Ausserordentlich vielversprechend ist die Idee, Sonnenkollektoren und Erdreich (zugleich Wärmespeicher) als Wärmequelle zu kombinieren, wodurch eine autonome Hausanlage entsteht.

Vom Standpunkt der zukünftigen Energieversorgung aus gesehen, zeichnet sich die Wärmepumpe in dreierlei Hinsicht aus:

– Senkung des Primärenergieverbrauchs

– Substitution fossiler Brennstoffe, insbesondere von Erdöl, durch elektrischen Strom (nukleare oder hydraulische Energie)

– Vollständige Umweltfreundlichkeit beim Verbraucher

Als *Anwendungsgebiete* bieten sich vor allem Raumheizung und Warmwasserbereitung, dann industrielle Eindampfungsprozesse, Kälteerzeugung und Klimatisierung (bereits klassische, weltweite Anwendung) und in weit geringerem Ausmass Heizung von Pflanzenkulturen in Gewächshäusern, von Zuchtanlagen für nutzbare Wassertiere, ferner von Strassen und Flugpisten an.

Zur *Wirtschaftlichkeit* ist zu bemerken, dass die Wärmepumpe der Ölheizung solange überlegen ist, als das Preisverhältnis 35 Fr./Gcal für Heizöl zu 7 Rp./kWh für Strom nicht wesentlich unterschritten wird. Die fortgesetzten Versuche lassen erwarten, dass betriebssichere und wartungsarme Aggregate in den Handel kommen.

Es besteht ein Einfluss auf die Gesamtenergieversorgung. Beispiel: Heizung und Warmwasserbereitung für 100 000 Einwohner inkl. Infrastruktur: Strombedarf etwa 0,4 TWh/a (mittlere Leistung 45 MW, maximale Leistung 120 MW), dafür Substitution von etwa 150 000 t/a Heizöl. Vergleichstrombedarf bei rein elektrischer Heizung etwa 1,2 TWh/a bei folgenden Voraussetzungen: elektrischer Anschluss pro Wohnung im Mittel: 3,5 kW für die Wärmepumpe (10 kW elektrische Direktheizung, 18 kW elektrische Nachtspeicherheizung).

Aus Gründen der Energieversorgungspolitik und des Umweltschutzes verdient die Wärmepumpe in der Schweiz *grösste Verbreitung*. Sie eignet sich insbesondere zu Heizzwecken in dünner besiedelten Gebieten, deren Versorgung mit Fernheizung oder einfachen elektrischen Heizungen einen unwirtschaftlichen Ausbau erfordern würde. Sie sollte ebenfalls zur Verwertung von warmen Abwässern herangezogen werden.

3.4.3 Windenergie

In der Schweiz lassen sich nur kleinere Windkraftwerke (einige kW) für die Versorgung abgelegener Einzelsiedlungen rechtfertigen. Das Gesamtenergieproblem wird damit nicht gelöst, und zwar wegen der drei entscheidenden Merkmale:

– Sehr dünne Energiedichte. Bedeckt man unter Einhaltung der für die Wirksamkeit erforderlichen Abstände die gesamte Landesfläche mit Windmühlen, so könnte damit kaum die Energieproduktion eines einzigen 1000-MW-Kernkraftwerkes ersetzt werden. Der damit verbundene Eingriff in das Landschaftsbild wäre zudem unvorstellbar.

– Die Leistungsabgabe einer Windmühle variiert mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Gerade in dieser Beziehung sind die Winde im schweizerischen Mittelland ungünstig, denn sie blasen im Jahresmittel nur mit 2–3 m/s. Während sich die Windmühlen in Gegenden mit 6 m/s mittlerer Windgeschwindigkeit als einigermassen wirtschaftlich erweisen, würden sie bei 3 m/s nur noch einen Achtel der Leistung erzeugen.

– Starke Schwankungen der Windgeschwindigkeit. Als Folge entsteht ein gewaltiges und kostspieliges Energiespeicherproblem.

3.4.4 Erdwärme, geothermische Energie (bedingt erneuerbar)

Sie lässt sich energetisch nur ausbeuten, wenn sie in Form von heissen Gasen, Dämpfen oder Flüssigkeiten auftritt. Zu betonen ist, dass letztere wegen hohen Salzgehaltes selten umweltfreundlich sind.

Gasdämpfe und Wasserquellen, die für die Erzeugung von Elektrizität oder Wärme ausgenützt werden können, gibt es nur in vulkanischen Gebieten, also nicht in der Schweiz.

Bekannt sind jedoch viele oberflächliche Thermalquellen, deren energieversorgungspolitische Bedeutung allerdings untergeordnet ist (einzelne Schwimmbäder).

Andererseits ist es nicht ausgeschlossen, dass auch in unserem Land, wie z. B. in Frankreich, in mehreren hundert Metern Tiefe an gewissen Orten warme Grundwasserschichten existieren, die, eventuell mit Unterstützung von Wärmepumpen, in grösserem Ausmasse für die Raumheizung und Warmwasserbereitung darüberliegender Gebiete genutzt werden könnten. Eingehende geologische Prospektion und Probebohrungen könnten sich lohnen. Die schweizerische Molasse ist in 1000 m Tiefe im allgemeinen etwa 40 bis 50 °C warm.

3.4.5 Grönlandeisschmelze (Gletscherkraftwerke [3], erneuerbare, jedoch zu importierende Energie)

Die 1000–3000 m hohen Steilwände Südgrönlands bieten günstige Voraussetzungen, um dahinter natürlich geschmolzenes Gletschereis in Stauseen zu sammeln und diese in hydraulischen Kraftwerken zur Stromerzeugung auszunützen (relativ hohe Sommertemperaturen und Niederschlagsreichtum). Das Leistungspotential ist von der Grössenordnung 1 Mio MW.

Das Problem des Energietransportes nach Europa (oder den USA) kann dadurch gelöst werden, dass mit dem ausserordentlich billigen Strom synthetische Gase wie Wasserstoff oder Ammoniak hergestellt werden, falls bis dahin die elektrische Übertragung nicht möglich wäre.

Da es sich um ein gewaltiges Unternehmen handeln würde, erfordert die Realisierung eine internationale Zusammenarbeit, wozu die Schweiz mit glaziologischen Erfahrungen einen Beitrag leisten könnte. Die Technologie ist bekannt und erfordert wenig Forschung.

Der grosse Vorteil liegt in der ökologisch einwandfreien Energieerzeugung. Nachteil ist die Abhängigkeit vom Ausland.

3.4.6 Andere Methoden

Sonnenenergie von Satelliten oder aus Wüstengebieten, Gezeitenenergie, Meereswärme, Meeresströmung und -wellen und dergleichen sind in der Schweiz gegenstandslos. Langfristig gesehen können sie höchstens als importierte Energie einen Beitrag leisten.

Direkte Erzeugungsmethoden elektrischer Energie wie z. B. nach dem magnetohydrodynamischen Verfahren (zur Erhöhung des Wirkungsgrades thermischer Kraftwerke) oder mittels Brennstoffzellen sind noch in Entwicklung, und es erscheint zweifelhaft, ob sie in Konkurrenz zu den «klassischen» Methoden je zum Durchbruch gelangen werden.

Betrachtet man alle nichtkonventionellen Energiegewinnungsmethoden gesamthaft, so ist nicht damit zu rechnen, dass sie für die Schweiz bis zur Jahrhundertwende einen namhaften Beitrag an die Energiebedarfsdeckung leisten werden.

4. Die Idee der Zielfunktionen

Es gibt viele Möglichkeiten, ein realistisches Konzept (Leitbild oder Modell) für die optimale Energieversorgung der Schweiz mit Elektrizität und Wärme aufzustellen. In diesem Bericht werden Zielfunktionen eingeführt, die Variable in einem Annäherungsprozess an eine ideale Konfiguration bedeuten. Für jede Zielfunktion wird ein Beurteilungsfaktor verwendet. Je kleiner dieser ist, um so günstiger stellt sich die Situation. Zielfunktionen können gegenläufigen Charakter haben. Sie zeichnen sich weiter dadurch aus, dass sie im Prinzip keine *Prioritätsordnung* [1]) aufweisen. Als Zielfunktionen sind eingeführt worden:

4.1 Wirtschaftlichkeit

Gestehungskosten der Einheit der Endenergie, berechnet aus den festen und variablen Kosten unter Berücksichtigung der Transportkosten.

4.2 Minimaler Primärenergieverbrauch

Als qualitative Beurteilungsziffer [4] wird der Faktor

$$f = \frac{\text{Zugeführte Energie}}{\text{Nutzenergie}}$$

eingeführt und als Beurteilungsfaktor Q wird der Quotient

$$Q = \frac{f}{\text{Vorkommen}} \quad \text{definiert.}$$

4.3 Optimale Schonung der Umwelt

Es wird versucht, eine qualitative Darstellung der Wechselwirkung: Brennstoffe/Immissionen zu geben.

4.4 Sicherheit der Energieversorgung

Dieser Begriff ist eine Funktion des Diversifikationsfaktors und der Erschöpfbarkeit (Weltreserven) des Primärenergieträgers. Korrekturfaktoren berücksichtigen Transport, Lagerungsaufwand und die spezifischen Schwierigkeiten der Kohleförderung unter Tag.

Die grundsätzliche Idee, die in dieser Studie verwirklicht werden möchte, besteht darin, nicht eine *einzige Zielfunktion* als Beurteilungsgrundlage anzusetzen, sondern für jede Zielfunktion einen sogenannten Beurteilungsfaktor oder Zahl Q zu definieren, die ein Mass für die Erfüllung des grundsätzlichen Postulates darstellt. Optimal heisst dann:

Die gewichtete Summe dieser Beurteilungsfaktoren muss möglichst klein sein [2]).

In der Wertung dieser integrierten Beurteilungszahl [3]) muss auf die besonderen schweizerischen Verhältnisse Rücksicht genommen werden. Das bezieht sich in erster Linie auf die Randbedingungen. Dazu gehören energiepolitische Entscheide der Behörden, insbesondere der weitreichende Beschluss, von der Wasserkraft direkt auf nuklearthermische Kraftwerke überzugehen, wobei gewisse Ausnahmen (Vouvry, Spitzenkraftwerke) keine wesentliche Abweichung vom Konzept bedeuten.

Mit diesen Q-Faktoren ist selbstverständlich noch kein «Modell Schweiz» geschaffen. Sie dienen letztlich der Beurteilung einer Modellvorstellung unter Berücksichtigung umfassender Kriterien. Als letzte und entscheidende Betrachtung, die unabhängig davon gemacht werden muss, ist die Machbarkeit in der politischen Landschaft der Schweiz. Alle grossen und langfristigen Schritte im Sektor Energie sind in der Schweiz politische Entscheide, bei denen neben Regierung und Parlament in gewissen Fällen auch das Volk mitwirkt. Es ist daher fragwürdig, Modelle aufzustellen, die einer Machbarkeitsstudie nicht standhalten. Dem ist entgegenzuhalten, dass oft extreme theoretische Modelle in einer Studie den Weg zu einem vertieften Verständnis von komplexen Vorgängen aufzeigen.

Die grosse Schwierigkeit dieses Berichtes wird auch darin bestehen, eine vernünftige schrittweise Entwicklung zu formulieren, die die schweizerische Volkswirtschaft gerade noch verkraften kann. Die *ökonomischen Sachzwänge* sind heute noch in vielen Fällen weitaus stärker als die ökologischen (Beispiel: Ölkrise).

Die Verfasser dieser Studie sind sich einig, dass die bisher lineare Beziehung zwischen Energieverbrauch und Bruttosozialprodukt nicht unbedingt als Extrapolationsmaßstab für den Energieverbrauch der Zukunft betrachtet werden kann. Dagegen ist eine einseitige Betrachtung der ökologischen Faktoren ebenso zu verwerfen, da die Einwirkungen aktueller Ereignisse auf die Zielfunktion «Wirtschaftlichkeit–Energiepreise» gezeigt haben, dass beispielsweise durch erzwungene unmässige Energiepreiserhöhungen ganze Volkswirtschaften in Unordnung geraten sind.

[1]) In der Schlussevaluation wird der Zielfunktion «Wirtschaftlichkeit» wahlweise das Gewicht 1 oder 3 zugeordnet, wobei 3 bedeuten würde, dass die «Wirtschaftlichkeit» das gleiche Gewicht wie die andern 3 Zielfunktionen zusammen besitzt.

[2]) Per definitionem wird der schlechtere Fall = 1 gesetzt. Q variiert demnach zwischen 0 und 1.

[3]) Gesamt-Beurteilungsfaktor Q_{EL} für die Erzeugung von Elektrizität (Endenergie) und $Q_{Wärme}$ für die Erzeugung von Wärme (Nutzenergie) für Raumheizung.

5. Beschreibung der Zielfunktionen

5.1 Zielfunktion: Wirtschaftlichkeit Q_W

5.1.1 Einleitung

Eine der wichtigsten Aufgaben einer Energiekonzeption besteht darin, die Bereitstellung der erforderlichen Energie mit minimalem Aufwand zu ermöglichen. Ein geeignetes Mass für den Aufwand stellen die Gestehungskosten der Energie beim Verbraucher dar. Sie können direkt als Beurteilungsfaktor für die verschiedenen Erzeugungsarten verwendet werden.

Leider ist es nicht möglich, jede Erzeugungsart durch einen einzigen Beurteilungsfaktor zu charakterisieren. Dieser hängt vielmehr stark von verschiedenen Einflussgrössen (Parametern) ab, wie z. B. Grösse der Anlage, Ausnutzungsdauer, Art des Brennstoffes, Anschlussdichte der Wärmeverbraucher und anderem mehr. Je nach den Verhältnissen wird deshalb der kleinste Beurteilungsfaktor von der einen oder anderen Anlageart gebildet. Als Beispiel sei hier auf die Elektroheizung hingewiesen, deren Kosten sprunghaft ansteigen, wenn wegen ihrer Verbreitung bestehende Verteilnetze verstärkt oder neue Kraftwerke gebaut werden müssen.

In einer wirtschaftlich optimalen Energiekonzeption sind die verschiedenen Erzeugungsarten je nach den Verhältnissen so eingesetzt, dass die jährlichen Gesamtaufwendungen minimal werden. Die Erstellung einer solchen Konzeption auf lange Sicht ist, abgesehen vom erheblichen Aufwand, äusserst problematisch, da die Bedarfs- und Kostenprognosen mit einer beträchtlichen Unsicherheit behaftet sind und die Entwicklung der Technologie und der Lebensgewohnheiten kaum vorausgesehen werden kann. Im vorliegenden Bericht werden deshalb die Beurteilungsfaktoren für die Wirtschaftlichkeit für heute gültige und für die betreffenden Erzeugungsanlagen günstige Verhältnisse bestimmt (Grundbeispiel), wobei der Anwendungsbereich, in welchem diese Verhältnisse gültig sind, angegeben wird. Der Einfluss der wichtigsten Parameter wird im Anhang zu diesem Bericht in Form von Diagrammen dargestellt. Aufgrund dieser Angaben können allgemeine Tendenzen aufgezeigt und gewisse Schlüsse gezogen werden.

5.1.2 Grundlegende Annahmen

Die hier angegebenen Zahlen beruhen auf dem Kostenniveau von Mitte 1974. Weitere grundlegende Annahmen sind:

Zinsfuss	8 %
Abschreibungsdauer	
– für Kraftwerke und Fernheizwerke	20 Jahre
– für Fernwärme-Verteilnetze	25 Jahre
– für Heizanlagen der Gebäude	25 Jahre
– für Heizanlagen der Elektroheizung	25 Jahre
– für elektr. Anlagen der Elektroheizung	50 Jahre
Jährliche Kosten für Personal und Unterhalt	
– für Kraftwerke, Fernheizwerke und Wärmepumpen	4,5 % der Anlagekosten
– für ölgefeuerte Einzelgebäudeheizung	2,5 % der Anlagekosten
– für Elektroheizung	1 % der Anlagekosten

Beurteilungsfaktor Qw_{EL} – Elektrizität Tabelle I

Erzeugungsart	Erzeugungskosten Rp./kWh		Energiekosten beim Verbraucher (bei gemitteltem Brennstoffpreis) Rp./kWh	Beurteilungsfaktor (bezogen auf Gasturbine)
	Grundbeispiel	Brennstoffpreis um 50% erhöht		
Wasserkraftwerke:				
Laufwerke	–	–	7	0,31
Saison-Speicherwerke	–	–	16	0,71
Öl- oder erdgasbefeuerte Dampfkraftwerke	8,5	11,7	14,1	0,63
Kohlebefeuerte Dampfkraftwerke	11,0	14,9	17,0	0,75
Öl- oder erdgasbefeuerte Gasturbinenanlagen	15,6	21,5	22,5	1,0
Kernkraftwerke:				
mit Leichtwasserreaktoren	5,2	5,7	9,45	0,42
mit Hochtemperaturreaktoren	–	–	11,2	0,50
Fernheizkraftwerke mit öl- oder erdgasbefeuerten Dampfturbinenanlagen	–	–	9,5 [1])	0,43
Fernheizkraftwerke mit öl- oder erdgasbefeuerten Gasturbinenanlagen	–	–	15,6 [2])	0,70
Müllverbrennungskraftwerke	–	–	9,0 [3])	0,40

[1]) Angenommener mittlerer Stromerlös: 5,5 Rp./kWh
[2]) Angenommener mittlerer Stromerlös: 11,6 Rp./kWh
[3]) Angenommener mittlerer Stromerlös: 5,0 Rp./kWh

Brennstoffkosten		
– Schweröl	25 Fr./100 kg	(26 Fr./Gcal)
– Leichtöl	35 Fr./100 kg	(34 Fr./Gcal)
– Kohle:		
Flammkohle (Ruhr)	23 Fr./100 kg	(32 Fr./Gcal)
Koks (Ruhr)	37 Fr./100 kg	(52 Fr./Gcal)
– Erdgas (für Grossabnehmer)		(26 Fr./Gcal)
– Spaltstoffzyklus bei Kernkraftwerken	0,34 Rp./kWh_{th}	(4 Fr./Gcal)
Strompreis für Wärmepumpen (Mittelwert)	7 Rp./kWh	

Bei erdgasbefeuerten Anlagen wurde angenommen, dass dieser Brennstoff zur Grundlastdeckung eingesetzt wird und die Spitzen durch Öl überbrückt werden. Unter diesen Verhältnissen kann ein günstiger Erdgaspreis angenommen werden.

Jährliche Benutzungsdauer	
– Fossilbefeuerte Dampfkraftwerke	4000 h
– Fossilbefeuerte Gasturbinen	2000 h
– Kernkraftwerke	6000 h

Es wurden nur diejenigen Anlagearten in Betracht gezogen, deren Einsatz heute in grösserem Maßstab vertretbar erscheint.

5.1.3 *Beurteilungsfaktoren für die Wirtschaftlichkeit elektrischer Energie*

Als Beurteilungsfaktor für die Zielfunktion Wirtschaftlichkeit werden die Energiekosten beim Verbraucher zugrunde gelegt. Sie setzen sich aus den Erzeugungskosten und den Kosten für Transport und Verteilung zusammen. Der Beurteilungsfaktor wurde für Wasserkraftwerke, Dampfkraftwerke mit verschiedenen Brennstoffen, Gasturbinenanlagen, Kernkraftwerke und Fernheizkraftwerke mit verschiedenen Brennstoffen berechnet.

Die Daten der durchgerechneten Anlagen und die Berechnungsgrundlagen sind im Anhang aufgeführt. Dieser enthält auch Diagramme, in welchen der Einfluss einiger Parameter auf die Energieerzeugungskosten dargestellt ist.

Die Beurteilungsfaktoren der betrachteten Anlagearten sind in der Tabelle I zusammengestellt. Es ist darauf hinzuweisen, dass diese Zahlen nur für die angenommenen und heute als typisch erachteten Verhältnisse gelten. Sie werden insbesondere durch den Brennstoffpreis und die Ausnutzungsdauer stark beeinflusst (siehe Anhang). Als Anhaltspunkt dafür sind in der Tabelle I die Erzeugungskosten einiger Anlagen bei einem um 50 % erhöhten Brennstoffpreis ebenfalls aufgeführt. Es kann festgestellt werden, dass der Beurteilungsfaktor von Kernkraftwerken mit Leichtwasserreaktoren etwa um einen Faktor 1,5 günstiger ist als derjenige von ölbefeuerten Dampfkraftwerken.

Unter bestimmten Bedingungen (z. B. Verfügbarkeit von preisgünstigem Erdgas) können auch kombinierte Dampf-Gasturbinen-Anlagen vorteilhafte Energieerzeugungskosten aufweisen.

In bezug auf die Anwendungsgrenzen sind die folgenden Bemerkungen anzubringen:

– Der Ausbau der Wasserkraftwerke in der Schweiz darf heute im wesentlichen als abgeschlossen betrachtet werden.

– Der Verbreitung der fossilbefeuerten Dampfkraftwerke und der Kernkraftwerke sind keine technisch-wirtschaftlichen Schranken gesetzt.

– Fossilbefeuerte Gasturbinenanlagen kommen vorwiegend zur Deckung des Spitzenbedarfes in Frage. Ihr Anteil an der Erzeugung elektrischer Energie dürfte deshalb unbedeutend bleiben.

– Die Erzeugung elektrischer Energie in Fernheizkraftwerken ist durch die mögliche Verbreitung der Fernwärmeversorgung begrenzt (siehe Kapitel 7: Wachstum, Substitution und Modell).

– Mit der in der Schweiz anfallenden Müllmenge können höchstens 2–3 % der jährlich benötigten elektrischen Energie erzeugt werden.

5.1.4 *Beurteilungsfaktor für die Wirtschaftlichkeit der Wärmeerzeugung*

Die vorliegende Studie beschränkt sich auf den Wärmebedarf für Raumheizung und Warmwasserbereitung. Gegenüber diesem tritt der Anteil der Industriewärme in den Hintergrund. Ein allgemeingültiger Beurteilungsfaktor für die Erzeugung der Industriewärme kann ohnehin nicht angegeben werden, da an die Industriewärme in der Regel besondere Anforderungen, z. B. in bezug auf Temperatur und zeitliche Verteilung der Wärmelieferungen, gestellt werden.

Als massgebend für den Beurteilungsfaktor für die Wirtschaftlichkeit der Wärmeerzeugung werden die Wärmegestehungskosten beim Verbraucher betrachtet. Diese sind definiert als jährliche Kosten für Erzeugung, Transport und Verteilung der Wärme sowie für Amortisation und Betrieb der Heizinstallationen in den Gebäuden, bezogen auf den jährlichen Wärmeverbrauch.

Es wurden die folgenden Heizungsarten untersucht:

– Einzelheizung mit den Brennstoffen Leichtöl, Erdgas und Kohle
– Elektroheizung
– Fernheizung mit Schweröl, Erdgas und Kohle
– Fernheizung mit Entnahme von Wärme aus Kernkraftwerken
– Wärmepumpe

Beurteilungsfaktor Qw_w – Wärme Tabelle II

Heizsystem	Typische Wärmegestehungskosten Fr./Gcal	Beurteilungsfaktor (bezogen auf Elektroheizung)
Einzelheizung		
mit Leichtöl	100	0,75
mit Erdgas	110	0,85
mit Kohle (Ruhrkoks)	130	1,0
Elektroheizung	130	1,0
Fernheizung		
mit Schweröl oder Erdgas	100	0,75
mit Kohle	115	0,90
Fernheizung mit Wärmeentnahme aus Kernkraftwerken	80–100	0,7
Wärmepumpe	120	0,95

Umweltwärmebelastungsfaktor f_{EL} – Elektrizität Tabelle III

Umwandlungsmethoden (Kraftwerk) und Energiequellen (Brennstoff)	$f_{Umwandlung}$	$f_{zusätzliche\ Verluste}$	f_{EL} (Produkt)
KW mit erneuerbaren Energiequellen			
Wasserkraftwerk	0	–	0
Sonnenkraftwerk auf der Erde	0	–	0
Satellit	1	1,2	1,2
Windkraftwerk	0	–	0
Thermisches KW für reine Elektrizitätserzeugung			
Dampfturbine, Erdöl oder Erdgas	2,6	1,15	3,0
Dampfturbine, Kohle	2,6	1,15	3,0
Gasturbine, Erdöl oder Erdgas	3,4	1,15	3,9
Dieselmotor, Erdöl	2,6	1,15	3,0
Kernenergie, Brenner LWR mit DT	3,1	1,15	3,55
HTR mit DT	2,5	1,15	2,9
HTR mit GT	2,7	1,15	3,1
Brüter mit DT	2,5	1,2	3,0
Thermisches KW mit vollständiger Abwärmenutzung (Gegendruckanlage) (Wärme-Kraft-Kupplung)			
Dampfturbine, Erdöl oder Erdgas	1,2	1,15	1,4
Dampfturbine, Kohle	1,2	1,15	1,4
Gasturbine, Erdöl oder Erdgas	1,3	1,15	1,5
Kernenergie, Brenner LWR/HTR mit DT	1,1	1,15	1,25
HTR mit GT	1,3	1,15	1,5
Brüter mit DT	1,1	1,2	1,3

KW = Kraftwerk GT = Gasturbine HTR = Hochtemperatur-Reaktor
DT = Dampfturbine LWR = Leichtwasser-Reaktor

Die Anlagedaten und Berechnungsgrundlagen sowie graphische Darstellungen über den Einfluss verschiedener Parameter auf die Wärmegestehungskosten sind im Anhang enthalten.

Die Beurteilungsfaktoren der untersuchten Heizsysteme sind in der Tabelle II zusammengestellt.

Die Wirtschaftlichkeit der ölbefeuerten Einzelgebäudeheizung wird von der Elektroheizung und der Wärmepumpe nicht erreicht. Die Unterschiede der Beurteilungsfaktoren sind jedoch klein. Ferner muss erneut darauf hingewiesen werden, dass diese Zahlen nur für die vorausgesetzten, für das betreffende System als günstig zu betrachtenden Verhältnisse gelten. Bei den Fernwärmeversorgungen hängt der Beurteilungsfaktor zudem stark von der Verbreitung ab. Die angegebenen Zahlen gelten für einen Anteil der Fernwärme am gesamten Wärmebedarf für Heizung und Warmwasserbereitung bis etwa 35 %.

Rund 70 % dieses Anteiles könnte mit Entnahmewärme aus Kernkraftwerken gedeckt werden (siehe Anhang).

Zusammenfassend darf gesagt werden, dass der Beurteilungsfaktor für die Wirtschaftlichkeit sowohl für elektrische Energie als auch für Wärmeerzeugung nicht mehr als um den Faktor 2 variiert, sieht man von der Erzeugung von elektrischer Energie aus Wasserkraft und mit Gasturbinen ab. Die Erkenntnis, dass die Erzeugung elektrischer Energie aus Kernkraftwerken wirtschaftlich ist, ist nicht neu. Die ungünstigeren Beurteilungsfaktoren der Wärmeerzeugung durch Elektroheizung und Wärmepumpen sind eher überraschend.

5.2 Zielfunktion: Minimaler Primärenergieverbrauch *Qp*

5.2.1 Definition des Beurteilungsfaktors Qp

Minimaler Primärenergieverbrauch stellt sich dann ein, wenn der Wirkungsgrad der Umwandlungskette zwischen Rohenergie (Primärenergie) und Nutzenergie möglichst hoch ist.

Aus Gründen der Anschaulichkeit wird die Wärmeverbrauchszahl, d. h. der Reziprokwert $f = \varepsilon$ des Wirkungsgrades η benutzt, der zugleich ein Mass ist für die mit der Energieumwandlung verbundenen globalen Wärmebelastung der Umwelt [4].

Andererseits soll in der Zielfunktion «minimaler Primärenergieverbrauch» auch zum Ausdruck gebracht werden, dass ein Energieversorgungssystem um so wertvoller ist, je grösser die Weltvorkommen V sind, auf die es sich stützt.

Aus dieser Sicht wird die Zielfunktion ausgedrückt durch den *Beurteilungsfaktor* $Qp = f/V$

$$Qp = \frac{\text{Wärmeverbrauchszahl}}{\text{relative Weltenergievorkommen}}$$

5.2.2 Wärmeverbrauchszahl f

Sie ist definiert als $f = \dfrac{\text{benötigte Primärenergie}}{\text{Nutzenergie}}$

und gibt somit an, um welches Vielfache der Nutzenergie die Vorräte an Primärenergie abgebaut werden.

Bei erneuerbaren Energiequellen, wie Wasserkraft und Sonnenenergie, ist f immer = *Null,* den es handelt sich um

Energie, die ohnehin ständig verfügbar ist. Der Beurteilungsfaktor Q ist somit 0.

Ganz anders bei *erschöpfbaren Energiequellen*. Hier handelt es sich um Energie, die im Verlauf der Erdzeitalter gespeichert wurde und nur beschränkt verfügbar ist. Die Zahlenwerte für f sind in den Tabellen III und IV aufgelistet.

5.2.3 *Weltenergievorkommen V* (Vorräte, Reserven, Ressourcen)

In der Tabelle V sind die Vorkommen verschiedener Energiequellen wiedergegeben als ungefährer Mittelwert aus diversen Literaturquellen:

– *einerseits* die bekannten und vermuteten Weltvorkommen, die ungefähr zu den *heutigen Kosten gewonnen* werden können (Ausnahme: Natururan und Thorium bis zum dreifachen heutigen Preis, angesichts des sehr geringen Einflusses auf den Preis der Endenergie),

– *anderseits* die bekannten und wahrscheinlichen Reserven, die auch zu erheblich *höheren Kosten gewonnen* werden könnten (Zahlen in Klammern der Tabelle V).

Auch hier sind die zwei prinzipiell verschiedenen *Energiearten* zu unterscheiden:

a) *Erneuerbare* (nicht erschöpfbare) *Energie*. Primärenergieformen, die wohl nur in beschränktem und bekanntem Ausmass, jedoch für *alle Zeiten* auf der Erde verfügbar sind: Sonneneinstrahlung und alle durch sie bewirkten Energieformen des Naturkreislaufes, wie Wasserkraft, Wind, Meereswärme, nachhaltig genutztes Holz usw.; ferner die Gezeitenenergie und die natürliche geothermische Energie ($V = \infty$).

b) *Erschöpfbare* (nicht erneuerbare) *Energie*. Primärenergieträger, die nur in *begrenzten Reserven* zur Verfügung stehen: alle Arten fossiler Energie und die Kernenergie.

5.2.4 *Beurteilungsfaktor Qp als Zeitfunktion unter besonderer Berücksichtigung der schweizerischen Verhältnisse*

Die Zusammenfassung der relativen Beurteilungsfaktoren Qp ist in den Tabellen VI, VII und VIII wiedergegeben, und zwar getrennt für die Erzeugung von *Elektrizität* und *Wärme*, für verschiedene Umwandlungsmethoden und ver-

Umweltwärmebelastungsfaktor f_W – Wärme für Raumheizung und Warmwasserbereitung Tabelle IV

Umwandlungsmethoden und Energiequellen	f Umwandlung Produktion	f zusätzliche Verluste	f_N Umwandlung End-Nutzenergie	f_W (Produkt)
Sonnenenergie				
Sonnenkollektoren, ohne Zusatzheizung	0	–	–	0
Einzelgebäudeheizung mit fossilen Brennstoffen				
Heizöl (aus Erdöl)	–	1,15	1,4	1,6
Erdgas	–	1,15	1,3	1,5
Kohle (Koks, Briketts usw.)	–	1,1	1,7	1,85
Holz, Torf	–	1,05	2,0	2,1
Kombikessel, nur Warmwasserbereitung im Sommerhalbjahr				
Erdöl oder Erdgas	–	1,15	4,0	4,6
Elektrische Einzelgebäudeheizung				
Wärmepumpe (Mittelwert)	f_{EL}		0,3	$f_{EL} \cdot 0{,}3$
Direktheizung	f_{EL}		1,05	$f_{EL} \cdot 1{,}05$
Nachtspeicher-Heizung (inkl. Warmwasserboiler)	f_{EL}		1,15	$f_{EL} \cdot 1{,}15$
Fernheizung				
Heizwerk (ohne Krafterzeugung)				
Erdöl oder Erdgas	1,15	1,15	1,05	1,4
Kohle	1,15	1,15	1,05	1,4
Fernheizkraftwerk vollständige oder teilweise Abwärmenutzung				
DT, Erdöl oder Erdgas	1,2	1,15	1,05	1,45
DT, Kohle	1,2	1,15	1,05	1,45
GT, Erdöl oder Erdgas	1,3	1,15	1,05	1,55
Kernenergie				
LWR oder HTR, DT	1,1	1,15	1,05	1,35
HTR, GT	1,3	1,15	1,05	1,55
Brüter	1,1	1,2	1,05	1,4

DT = Dampfturbine LWR = Leichtwasser-Reaktor
GT = Gasturbine HTR = Hochtemperatur-Reaktor

schiedene Energieträger. Dabei ist, vom Standpunkt «minimaler Primärenergieverbrauch» aus beurteilt, 1 die schlechteste, 0 die beste Lösung.

Schlussfolgerungen:

– Um den Primärenergieverbrauch niedrig zu halten, sollten die *erneuerbaren Energiequellen* (Wasserkraft und Sonneneinstrahlung im besonderen) soweit eingesetzt werden, als sie nicht allzusehr gegen die anderen Zielfunktionen verstossen (Wirtschaftlichkeit, Schonung der Umwelt).

– Die grossen Weltvorkommen verleihen der *Kohle* in allen Fällen unter den fossilen Brennstoffen den besten Faktor. Sie dürfte deshalb z. B. über Vergasung oder Verflüssigung in Zukunft vermehrt Verwendung finden. Das Problem (in den Förderländern) liegt im wesentlichen bei Förderung und Transport.

– *Kernenergie,* in Reaktoren mit hoher Konversionsrate genutzt, hat einen mit Erdöl oder Erdgas mindestens vergleichbaren Faktor. In den mittelfristig zu erwartenden *Brüter-Reaktoren* genutzt, wird sie hingegen den anderen Energiequellen stark überlegen sein, da mit ihnen die Vorräte an Spaltstoffen rund hundertmal besser ausgenützt werden.

– Je mehr *Abwärme* aus nuklearen oder fossil befeuerten *thermischen Kraftwerken* zu Heizzwecken genutzt wird (im Extremfall Gegendruckanlagen), desto geringer wird der Primärenergieverbrauch sowohl für die Erzeugung von Elektrizität als auch von Wärme.

– Raumheizung und Warmwasserbereitung mit fossilen Brennstoffen sind in *Fernwärmeversorgungen* vorteilhafter als in Einzelgebäudeanlagen.

– Elektrische Heizung ist dann günstig, wenn sie mit Strom aus Kraft-Wärme-Kupplung gemacht wird (gilt für *Qp,* trifft jedoch nicht zu für *Qu* und *Qs*).

– Die *Wärmepumpe* nimmt eine Sonderstellung ein. Sie kann als Mischung der Nutzung von erneuerbaren (Wärmequelle) und erschöpfbaren (Stromzufuhr) Energiequellen angesehen werden.

Welt-Energievorkommen, Faktor V — Tabelle V

Erschöpfbare Energieträger		Vorkommen in Quad [1]		*V* relativ (Erdöl = 1)	
Erdöl		3	(12)	*1*	(*1*)
Erdöl inkl. Ölschiefer/Teersande		–	(34)	–	(2,8)
Kohle, Stein- und Braunkohle		20	(200)	6,7	(16,5)
Erdgas		3	(10)	1	(0,8)
Torf		0,5	(3,5)	0,2	(0,3)
Uran	im Leichtwasser-Reaktor genutzt	3	(> 12)	1	(> 1)
Thorium	im Leichtwasser-Reaktor genutzt	1	(> 20)	0,33	(> 1,7)
Uran	im Brüter genutzt	300	(> 1200)	100	(> 100)
Thorium	im Brüter genutzt	100	(> 2000)	33	(> 170)
Kernfusion (fraglich)		–	(> 10^8)	–	(> 10^7)

Erneuerbare Energieträger	Energiefluss in Quad/Jahr
Sonneneinstrahlung [2], verfügbar	3000
Wind, verfügbar	20
Wasserkraft, nutzbar	0,09
Holz-Nutzung (Photosynthese)	0,05
Sonstige	vorderhand ohne Bedeutung

> bedeutet: mindestens soviel, eher das Mehrfache davon (mit steigenden Gewinnungskosten).

[1]) 1 Quad = 10^{18} BTU (British Thermal Unit) = $2{,}52 \cdot 10^{17}$ kcal = $3{,}6 \cdot 10^{10}$ t SKE (Tonnen Steinkohlen-Einheiten).
Vergleich: gegenwärtiger Weltenergieverbrauch ~ 0,25 Quad/a.

[2]) Der nutzbare Anteil ist unbekannt.

5.3 Zielfunktion: Optimale Schonung der Umwelt *Qu*

Wir gehen von der Tatsache aus, dass, mittel- und langfristig gesehen, der Energiebedarf der Menschheit nicht durch fossile Brennstoffe gedeckt werden kann. Es müssen alternative Lösungen gesucht werden. In diesem Bericht werden einige nichtkonventionelle Methoden der Energieerzeugung auf ihre Realisierbarkeit bis zum Jahr 2000 diskutiert. Aus den 4 Optionen [1]) Kernspaltung, Kernfusion, Sonnenenergie und Erdwärme bleibt im erwähnten Zeitraum für den Grosseinsatz nur die *Kernspaltung* übrig. Dabei wird im Abschnitt *Reaktorstrategie* gezeigt, dass ein sinnvoller Verbund Leichtwasser-Hochtemperatur-Brüter-Kraftwerke anzustreben ist im Hinblick auf die Zielfunktionen Wirtschaftlichkeit, minimaler Primärenergieverbrauch und Sicherheit der Energieversorgung.

Berücksichtigt man die Prognose [5] der Entwicklung der Primärenergieversorgung 1970/1985/2000 für die *Welt* in Prozenten, so erhält man das Bild nach Tabelle IX.

Die an und für sich nicht überraschenden Zahlen der Tabelle IX zeigen aber die *dominante Rolle* [6], [7], die der Kernenergie zugeschrieben wird. (Erhöhung des prozentua-Anteiles von 1985 bis 2000: 8,9 % auf 19–23 %.)

Es stellt sich daher die Aufgabe, die Umweltbelastung durch Kernkraftwerke bzw. Anwendung der Kernspaltung (inkl. Prozesswärme) den ökologischen und biologischen Auswirkungen von fossil befeuerten Kraftwerken entgegenzustellen und die Behauptung, dass Kernkraftwerke *inhärent umweltfreundlich* sind, zu belegen. Es ist schwierig, einen quantitativen Vergleich anzustellen, da selbst bei gewissenhafter Berücksichtigung aller physiologischen Faktoren immer noch der Vorwurf gemacht werden könnte, dass man ungleiche Sachen miteinander vergleiche.

Es gibt aber Denkmodelle [9], die dieser Kritik, aus der Praxis gesehen, standhalten.

Das Prinzip der Rechnung ist sehr einfach. Man vergleicht die Schadstoffemission bei Öl-Kohle-Feuerung (Schwefeloxyde) [2]), bei Erdgasfeuerung (Stickstoffoxyde) [3]) mit der Emission von radioaktiven Gasen (Edelgase Krypton-85, Xenon-133) bei Leichtwasser-Kernkraftwerken.

Das Modell von Starr et alii [9] wendet die sehr strengen Umweltschutzbestimmungen des Staates Kalifornien an und

[1]) Weitere Aussenseiter-Optionen, wie Windenergie, Gezeitenenergie, werden selbstverständlich in anderen Abschnitten auch kurz behandelt.

[2]) Freigesetzte Oxyde des Schwefels wirken gesundheitsschädlich auf Lungenkreislauf.

[3]) Freigesetzte Oxyde des Stickstoffes (NO_2) sind starke UV-Absorber und tragen durch fotochemische Reaktionen zur Smogbildung bei.

stellt die Frage: Wie viele 1000-MW-Blöcke können im Raum von «Los Angeles County» errichtet werden ohne Verletzung der Umweltschutzvorschriften bei Ölfeuerung, Gasfeuerung und auf Basis der Leichtwasser-Kernreaktoren-Technologie, wobei noch zu berücksichtigen ist, dass die Vorschriften nicht homogen sind (Verschärfung bei der Kernenergie).

Folgende Annahmen [1]) werden zugrunde gelegt:

– Umgebungsbelastung des LWR-Kraftwerkes: 1 mrem/Jahr

– Schwefelgehalt im Öl: 0,5 % (gewichtsmässig)

– Luftvolumen des «Los Angeles County»: 3,165 km^3 entsprechend einer mittleren Inversionshöhe von 300 m

– Tägliche Durchlüftung des obigen Luftraumes

Für die Grenzen der Umweltbelastung durch Stick- und Schwefeloxyde bestehen in den USA (verschärft in Kalifornien) gesetzliche Regelungen. Die Grenzwerte der Immissionen durch Kernkraftwerke werden durch USAEC-(Atomic-Energy-Commission-)Vorschriften festgelegt (Tabelle X).

Offensichtlich sind nach diesem Modell Kernkraftwerke um einen runden Faktor $\approx 10^4$ umweltfreundlicher. Der Faktor 2,3 zwischen Ölfeuerung und Erdgasfeuerung ist beachtlich.

Unabhängig von der Arbeit von Starr et alii [9] haben die Kernforschungszentren Karlsruhe und Jülich (BRD) ähnliche Berechnungen angestellt, wobei die Daten als vergleichbare normalisierte Gewichtungsfaktoren (Q-Werte nach unserer Definition) unter der Annahme aufgeführt sind, dass die gesamte Elektrizitätserzeugung der BRD durch fossile Kraftwerke oder LWR-Kraftwerke erzeugt würde (Tabelle XI).

Die Rangfolge Kohle/Öl/Erdgas/Kernenergie bleibt mit den relativen Zahlen ~3; 1,6; 0,16; 0,002 als Mass für die Schonung der Umwelt erhalten.

Gegenüber dem 1. Modell wird Erdgas verglichen mit Öl um den Faktor 10 umweltfreundlicher und die Kernkraftwerke müssen um einen Faktor 10 zurückstecken; die grosse Spanne von 10^2 bis 10^3 bleibt.

[1]) Nicht berücksichtigt ist die Tatsache, dass für die Erzeugung von einem MWel-Jahr $8 \cdot 10^3$ t O_2 verbraucht und $10 \cdot 10^3$ t CO_2 ausgestossen wird mit zusätzlich etwa 5 t Staub. Die umstrittene Theorie, dass durch den CO_2-Ausstoss ein Treibhauseffekt in der Atmosphäre entstehen könnte, wird in diesem Bericht nicht weiter verfolgt.

Beurteilungsfaktor Qp_{EL} – Elektrizität Tabelle VI

Umwandlungsmethoden und Energiequellen	f_{EL}	V relativ (Tabelle V)	Qp_{EL}	
			Formel f_{EL}/V	relativ (GT = 1)
KW mit erneuerbaren Energiequellen				
Wasser-KW	0	–		0
Sonnen-KW auf der Erde	0	–		0
Satellit	1,2	gross	klein	~ 0,01
Wind-KW	0	–		0
Thermisches KW für reine Elektrizitätserzeugung				
DT, Erdöl oder Erdgas	3,0	1/1	3,0	0,77
DT, Kohle	3,0	6,7	0,45	0,12
GT, Erdöl oder Erdgas	3,9	1/1	3,9	1
Dieselmotor, Erdöl	3,0	1	3,0	0,77
Kernenergie				
LWR DT	3,55	1	3,55	< 0,91
HTR DT	2,9	1,33	2,2	< 0,57
HTR GT	3,1	1,33	2,35	< 0,60
Brüter DT	3,0	100	0,03	< 0,01
Thermisches KW mit vollständiger Abwärmenutzung (Gegendruckanlage) Wärme-Kraft-Kupplung				
DT, Erdöl oder Erdgas	1,4	1/1	1,4	0,36
DT, Kohle.	1,4	6,7	0,21	0,05
GT, Erdöl oder Erdgas	1,5	1/1	1,5	0,38
Kernenergie				
LWR/HTR, DT	1,25	1	1,25	< 0,32
HTR GT	1,5	1,33	1,15	< 0,30
Brüter DT	1,3	100	0,01	< 0,003
Thermisches KW mit teilweiser Abwärmenutzung (Entnahme-Kondensations-Anlage)	f_{EL} variiert entsprechend des Verhältnisses Entnahmewärme zur Abwärme der reinen Elektrizitätserzeugung			

KW = Kraftwerk LWR = Leichtwasser-Reaktor < bedeutet: höchstens
DT = Dampfturbine HTR = Hochtemperatur-Reaktor
GT = Gasturbine

Beurteilungsfaktor Qp_W – Wärme für Raumheizung und Warmwasserbereitung Tabelle VII

Umwandlungsmethoden und Energiequellen	f_W	V relativ (Tabelle V)	Qp_W	
			Formel f_W/V	relativ (4,6 → 1)
Sonnenergie				
Sonnenkollektoren, ohne Zusatzheizung	0	gross	0	0
Einzelgebäudeheizung mit fossilen Brennstoffen				
Heizöl (aus Erdöl)	1,6	1	1,6	0,35
Erdgas	1,5	1	1,5	0,33
Kohle (Koks, Briketts usw.)	1,85	6,7	0,28	0,06
Holz, Torf	2,1	0,2	(10,5)	(2,3)
Kombikessel, nur Warmwasserbereitung im Sommerhalbjahr				
Erdöl oder Erdgas	4,6	1/1	4,6	1
Elektrische Einzelgebäudeheizung				siehe Tab. VIII
Fernheizung				
Heizwerk (ohne Krafterzeugung)				
Kohle	1,4	1/1	1,4	0,31
Erdöl oder Erdgas	1,4	6,7	0,21	0,05
Fernheizkraftwerk, vollständige oder teilweise Abwärmenutzung				
DT, Erdöl oder Erdgas	1,45	1/1	1,45	0,32
DT, Kohle	1,45	6,7	0,22	0,05
GT, Erdöl oder Erdgas	1,55	1/1	1,55	0,34
Kernenergie				
LWR oder HTR, DT	1,35	1	1,35	< 0,30
HTR, GT	1,55	1,33	1,2	< 0,26
Brüter, DT	1,4	100	0,01	< 0,002

DT = Dampfturbine < bedeutet: höchstens
GT = Gasturbine

Die Resultate sind in der Tendenz konform; für die Zielfunktionsbewertung wird die für die Kernkraft ungünstigere Zahlenreihe benützt.

Nach der Definition, dass der Q-Wert zwischen 0 und 1 liegt, wobei der schlechteste Fall = 1 gesetzt wird, erhält man die Werte nach Tabelle XII (siehe auch Abschnitt 8).

Gegen diese übereinstimmenden Resultate sind Einwände zu erwarten, die nachfolgend diskutiert werden sollen. Wenn man aus irgendwelchen Gründen, die nicht streng wissenschaftlich zu beweisen wären, das Qu der Kernenergie mit einem Faktor 10 und mehr pönalisieren würde, blieben trotzdem die Schlussfolgerungen unverändert erhalten. Aus der Vielzahl möglicher Argumente sei zuerst die Wärmebelastung der Umwelt erwähnt, die bei kleinerem thermischem Wirkungsgrad der LWR-Kraftwerke graduell grösser wird. Dieser Faktor kommt in der Zielfunktion «Minimaler Primärenergieverbrauch» zur Diskussion und gehört zum Abschnitt 5.2.

Ein wesentlicher Einwand geht dahin, dass diese Zahlen nur für den *Normalbetrieb* eines Kraftwerkes gelten. Im Falle eines schweren Störfalles müsse eine andere Bewertung der Umweltgefahren vorgenommen werden, wobei die bekannten Argumente gegen die Philosophie der Reaktorsicherheit vorgebracht werden. Dazu gehört auch das Thema der Endlagerung radioaktiver Abfälle. Zu diesem letzten Aspekt sind folgende Überlegungen anzustellen: In einem vielbeachteten Artikel hat Rometsch [10] gezeigt, dass das Abfallproblem in der Schweiz sicher zu lösen ist, wobei wegen der geologischen Stabilität eine eindeutige Bevorzugung der Einlagerung von radioaktiven Abfällen im Juragebirge gegenüber einer solchen in den Alpen [11] besteht. Das Hauptproblem der Lagerung hochaktiver Abfälle wird mit dem abgebrannten Brennstoff in das Ausland exportiert, ein Zustand, der die Schweiz in eine weitere *Auslandsabhängigkeit* bringt.

Es gibt keine wissenschaftlichen und technischen Argumente, nach denen man bei sorgfältiger Planung der Endlagerung am Q-Faktor «Umweltfreundlichkeit der Kernkraftwerke» Abstriche machen müsste.

Über das Thema: Wahrscheinlichkeit einer Aktivitätsfreisetzung bei einem sehr grossen Unfall in einem Kernkraftwerk und die damit verbundenen Auswirkungen auf die Öffentlichkeit sind unzählige wissenschaftliche Gutachten und Berichte zuhanden der verantwortlichen Behörden geschrieben worden. Die unter [9] zitierte Studie kommt zum Schluss, dass das öffentliche Risiko (Mortalität je Jahr und 10^6 Einwohnern) in Funktion des Abstandes vom Werk bei einem Ölkraftwerk (Brand mit SO_2-Ausstoss und Erstikkungstod) gegenüber einem Aktivitätsausstoss (Jod-131) aus einem Kernkraftwerk bei einem sehr grossen Unfall von glei-

cher Grössenordnung ist. In einer anderen Arbeit [12] wird gezeigt, dass grosse Aktivitätsfreigaben von Jod-131 derart kleine Wahrscheinlichkeiten aufweisen, dass das Risiko, ausgedrückt in Toten je 10^6 Einwohnern, kleiner ist als alle bekannten Risiken der zivilisierten Welt. Es bleibt hier nicht der Raum, auf die Gründe einzugehen, warum das individuelle Risiko so stark gegenüber dem öffentlichen Risiko unterbewertet wird. In dieser Diskrepanz tummeln sich die emotionell geladenen Betrachtungen über das nukleare Sicherheitsrisiko. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass es keine wissenschaftlich fundierten Anhaltspunkte gibt, wonach wegen Nichtbeherrschung von stark transienten Vorfällen in Kernkraftwerken ein Abstrich in der Q-Bewertung «Umweltfreundlichkeit der Kernkraftwerke» zu machen wäre, um so mehr als die Wahrscheinlichkeit für ein solches Ereignis sehr klein ist.

Die letzte Arbeit [13], eine von der USAEC in Auftrag gegebene Studie, ausgearbeitet vom Massachusetts Institute of Technology unter der Leitung von Prof. Norman C. Rasmussen, kommt in bezug auf das öffentliche Risiko infolge Reaktorunfällen zu folgenden Schlussfolgerungen, die logische Folgen der extrem kleinen Unfallwahrscheinlichkeit darstellen:

– Die Konsequenzen potentieller Reaktorunfälle sind nicht grösser und in vielen Fällen sogar kleiner als bei nichtnuklearen Unfällen, wobei Nachwirkeffekte berücksichtigt sind.

– Die Wahrscheinlichkeit von Reaktorunfällen ist viel kleiner als viele nichtnukleare Unfälle, die gleiche Konsequenzen nach sich ziehen. Alle in dieser Studie betrachteten nichtnuklearen Unfälle, eingeschlossen Feuersbrünste, Explosionen, Entweichen von Giftgas, Dammbrüche, Flugzeugabstürze, Erdbeben, Hurrikane und Tornados sind viel wahrscheinlicher und haben Konsequenzen, die vergleichbar oder grösser sind als nukleare Unfälle.

Beurteilungsfaktor Qp_W – Wärme für elektrische Heizung Tabelle VIII

Art der elektrischen Heizung und Produktionswerk der Elektrizität (Auswahl)	f_{EL}	f_N	$f_W = f_{EL} \cdot f_N$	V relativ Tabelle V	Qp_W	
					f_W/V	relativ (4,6 → 1)
Aus *Wasserkraftwerk* alle elektrischen Heizungsarten	0		0		0	0
Direkte elektrische Heizung		1,05				
Thermische KW der reinen Elektrizitätserzeugung						
KKW, LWR, DT	3,55		3,73	1	3,73	< 0,81
HTR, GT	3,1		3,25	1,33	2,45	< 0,53
Thermische KW mit vollständiger Abwärmenutzung						
DT, Erdöl oder Erdgas	1,4		1,47	1/1	1,47	0,32
DT, Kohle	1,4		1,47	6,7	0,22	0,05
GT, Erdöl oder Erdgas	1,5		1,58	1/1	1,58	0,35
Thermische KW mit $^1/_3$ Abwärmenutzung						
KKW, LWR, DT	2,2		2,31	1	2,31	< 0,50
HTR, GT	2,1		2,20	1,33	1,65	< 0,36
Nachtspeicherheizung		1,15				Qp_W *Direkte Heizung* · 1,1
Wärmepumpe (Mittelwerte)		0,3				
Thermische KW der reinen Elektrizitätserzeugung						
KKW, LWR, DT	3,55		1,07	1	1,07	< 0,23
HTR, GT	3,1		0,93	1,33	0,70	< 0,15
Thermische KW mit vollständiger Abwärmenutzung						
DT, Erdöl oder Erdgas	1,4		0,42	1/1	0,42	0,09
DT, Kohle	1,4		0,42	6,7	0,06	0,015
GT, Erdöl oder Erdgas	1,5		0,45	1/1	0,45	0,10
Thermische KW mit $^1/_3$ Abwärmenutzung						
KKW, LWR, DT	2,2		0,66	1	0,66	< 0,15
HTR, GT	2,1		0,63	1,33	0,47	< 0,10

KW = Kraftwerk KKW = Kernkraftwerk LWR = Leichtwasser-Reaktor < bedeutet: höchstens
GT = Gasturbine DT = Dampfturbine HTR = Hochtemperatur-Reaktor

Entwicklung der Primärenergieversorgung Tabelle IX

	1970	1985	2000
Steinkohle/Braunkohle	36	20,1	25
Rohöl	40,1	44,2	46,5–36,5
Erdgas	18,1	21,6	19–23
Primärelektrizität	5,8	14,1	21–25
(davon Kernenergie)	(0,4)	(8,9)	(19–23)

Anzahl 1000-MWe-Blöcke in Los Angeles County Tabelle X

Kraftwerk-Typ	Kritische Immission	Anzahl Kraftwerke
Öl-Kraftwerk [1])	SO_2	10
Naturgas-Kraftwerk	NO_2	23
LWR-Kraftwerk	rad. Gase (Edelgase)	160 000

[1]) Nicht berücksichtigt ist die Tatsache, dass für die Erzeugung von einem MW_{el}-Jahr $8 \cdot 10^3$ t O_2 verbraucht und $10 \cdot 10^3$ t CO_2 ausgestossen werden mit zusätzlich etwa 5 t Staub.

5.4 Zielfunktion: Sicherheit der Energieversorgung Q_s

5.4.1 *Definition des Beurteilungsfaktors Q_s*

Der Sicherheitsgrad der Energieversorgung erhöht sich,

– je grösser die Erschöpfbarkeits-Zeitperiode der verwendeten Primärenergiequellen,

– je gleichmässiger ihre Vorkommen in bezug auf die Schweiz geographisch und politisch diversifiziert sind,

– je vorteilhafter ihr Transport bis in die Schweiz

– und je geringer ihr Lagerungsaufwand in der Schweiz ist.

Die numerische Darstellung dieser Aussage wird durch die folgende Formel wiedergegeben, wobei wiederum postuliert wird, dass 1 die schlechteste, 0 die beste Lösung ist.

$$Q_s = (E \times G) + D + K \times (T + L)$$

Handelt es sich um Energiequellen, die die Schweiz nicht importieren muss (Wasserkraft, Sonne, Wind usw.), so wird $Q_s = 0$ gesetzt.

Die Erschöpfbarkeit der Energievorräte wird definiert als

$$E = \frac{\text{kumulierter Weltenergieverbrauch 1974 bis 2000}}{\text{Energievorkommen } V}$$

D *Diversifikation* [1]): Dieser Faktor richtet sich nach drei Gesichtspunkten:

Selbstversorgungskomponente: Je grösser der Anteil Westeuropas an den Reserven ist, desto günstiger.

[1]) Westeuropa (Anteil an den Weltvorräten): Kohle 3 %, Erdöl 2 % und Erdgas 10 %.

Q_u-Werte gemäss Definition Tabelle XII

Produktion Elektrizität aus	Q_u
Kohle	1
Erdöl	0,55
Erdgas	0,05
Kernenergie	$\leq$ 0,01

Politische Komponente: Je grösser der Anteil der westlich orientierten Welt an den Reserven ist, desto günstiger.

Geographische Komponente: Je einseitiger die Weltreserven verteilt liegen, desto ungünstiger.

$$D = \frac{\text{Anteil der Staatengruppe mit den grössten Reserven}}{\text{Anteil Westeuropa und Anteil der westlich orientierten Staaten}}$$

G *Verschlechterungsfaktor für die Kohle,* um dem gesellschaftspolitischen Engpass der Untertag-Kohlenförderung Rechnung zu tragen, solange keine automatischen Fördermethoden gesichert sind.

$G = 1$ für Kohle, $G = 0{,}5$ für die übrigen Energiequellen.

T *Transportkosten.* Dieser Faktor wird proportional zu den approximativen Transportkosten bis in die Schweiz gesetzt. Bezüglich Transportsicherheit (politische, kriegerische oder klimatische Einflüsse) dürfte kein Energieträger erheblichen Vorteil bieten, so dass dieser Einfluss vernachlässigt wird.

L *Lagerungsaufwand* in der Schweiz. Er wird proportional gesetzt zum Kapitaldienst für den Wert des Energieträgers selbst und für den Lagerbehälter, beides gerechnet für gleiche Lagerungsdauer und gleiche Energielieferung.

K *ist ein Gewichtungsfaktor* der Summe $(T + L)$ gegenüber $(E \times G) + D$.

$K = 0{,}5$ dürfte vernünftig sein.

Die *numerische Auswertung* aller Teilfaktoren und des kombinierten Beurteilungsfaktor Q_s ist in der Tabelle XIII wiedergegeben.

5.4.2 *Beurteilung aus schweizerischer Sicht* (Diskussion der Tabelle XIII)

– Kernenergie, obwohl der Brennstoff importiert werden muss, schneidet bezüglich Versorgungssicherheit erheblich besser ab als die fossilen Energiearten, vor allem weil die Uran- und Thoriumvorkommen auf der Erde bedeutend breiter und gleichmässiger gestreut sind und ihre Lagerungskosten im Vergleich zu fossilen Brennstoffen in der Schweiz um einen Faktor 5 günstiger sind.

Q_u-Werte (normalisierte Gewichtungsfaktoren) Tabelle XI

	Schwefeldioxyd	Staub	Nitrosegase	Xenon-133	Krypton-85	Total
Anthrazit	0,94	0,45	0,17			2,31
Braunkohle	1,2	0,86	0,28			3,59
Öl	1,16	0,22	0,20			1,64
Erdgas	$3{,}1 \cdot 10^{-4}$	–	0,16			0,16
Siedewasserreaktor	–	–	–	10^{-3}	10^{-3}	$2 \cdot 10^{-3}$
Druckwasserreaktor	–	–	–	$3 \cdot 10^{-4}$	$1{,}4 \cdot 10^{-3}$	$1{,}7 \cdot 10^{-3}$

Zusammenfassung aller Teilfaktoren zum Beurteilungsfaktor Q_s «Sicherheit der Energieversorgung»
$Q_s = (E \times G) + D + K \times (T + L)$

Tabelle XIII

Energieträger	E	G	D	K	T	L	Q_s	
							Formel	relativ (Erdöl = 1)
Erdöl	1	0,5	1	0,5	0,2	0,6	1,9	1
Kohle	0,13	1	0,56	0,5	1	0,6	1,49	0,78
Erdgas	0,58	0,5	0,26	0,5	0,4	1	1,25	0,66
Kernenergie Brenner	0,29	0,5	0,15	0,5	0,1	0,12	0,41	0,27
Kernenergie Brüter	0	0,5	0,15	0,5	0,1	0,12	0,26	0,14

Zusammenfassung aller Teilfaktoren zum Beurteilungsfaktor Q_s «Sicherheit der Energieversorgung»

$$Q_s = (E \times G) + D + K \times (T + L)$$

Als einheimische Energiequellen erhalten die erneuerbaren Energiearten Wasserkraft, Holz, Sonnenenergie und Wind $Q_s = 0$. Sie sind in der Schweiz jedoch nur beschränkt nutzbar. Werden sie aber über Sekundärenergieträger importiert, so wird Q_s von der Grössenordnung 0,8 bis 1.

– Unter den fossilen Energiequellen ist Erdgas günstiger als Kohle, und Kohle günstiger als Erdöl.

Das Verhältnis kann sich in Zukunft zugunsten der Kohle wenden, wenn Verflüssigungs- und Vergasungsmethoden kommerziell werden und falls die Kohlenförderung automatisiert werden kann.

– Die einheimischen erneuerbaren Energiequellen sind teils nur sehr beschränkt nutzbar. Aus der Sicht der Versorgungssicherheit und Substitution importierter fossiler Energien sollte jedoch ihre Nutzung forciert werden, überall da, wo es sinnvoll und zumutbar ist.

6. Ergebnis der Evaluation nach dem Prinzip der Zielfunktionen «Wirtschaftlichkeit», «Minimaler Primärenergieverbrauch», «Schonung der Umwelt», «Sicherheit der Energieversorgung»

Vorauszuschicken ist die Bemerkung, dass das vorliegende Evaluationsschema Einflüsse, die durch saisonale oder tägliche Belastungsvariationen bedingt sind, nicht berücksichtigt (Ausgleichs- und Speicherprobleme). Diesen kann nur im Gesamtkonzept der Energiebedarfsdeckung des ganzen Landes Rechnung getragen werden.

Die Tabellen XIV und XV in diesem Abschnitt führen zu folgenden Schlüssen:

6.1 Erzeugung von Elektrizität (Endenergie) [1])

– Wie zu erwarten war, ist die Erzeugung aus *Wasserkraft* am vorteilhaftesten; denn Wasserkraft ist erneuerbare und einheimische Energie. Leider nähern sich die Nutzungsmöglichkeiten in der Schweiz ihrem praktischen Ende. Trotzdem sollte jede Gelegenheit ergriffen werden, die wenigen verbleibenden Fälle zu verwirklichen, die bezüglich Gewässerökologie und Eingriff in das Landschaftsbild noch tragbar sind.

– Elektrizität aus *Kernenergie* ist mit Abstand günstiger als aus fossilen Brennstoffen.

– Unter den fossilen Brennstoffen thermischer Kraftwerke ist *Erdgas* erheblich günstiger als Erdöl oder Kohle (Schonung der Umwelt).

– Trotz grossen Weltvorräten ist *Kohle* für die Elektrizitätserzeugung als Folge der grösseren Luftverschmutzung kaum günstiger als Erdöl. Dieser Sachverhalt kann sich zugunsten der Kohle wenden, wenn Kohlevergasung in grösserem Umfang kommerziell reif würde.

– Elektrizitätserzeugung aus *Gegendruck-Fernheizkraftwerken* (vollständige Abwärmenutzung) mit Erdgasbefeuerung ist vergleichbar günstig wie Kernenergie. Eine Befeuerung mit Kohle oder Erdöl verschlechtert die Gesamtsituation. Diese Argumente sind durch den Umweltschutzfaktor bedingt (stadtnahe Standorte).

– *Elektrizität aus Müllverbrennungsanlagen* mit Krafterzeugung ist vergleichbar günstig wie die Kernenergie; doch ist die totale Kapazität sehr beschränkt (je Anlage 1 bis 10 MW).

– *Gasturbinenanlagen* sind bei gleichen Brennstoffen ungünstiger als Dampfanlagen, weil die Gestehungskosten der elektrischen Energie wegen schlechterem Anlagewirkungsgrad höher sind. Ihr Einsatz ist deshalb auf sehr kurze Betriebszeiten zu beschränken (Spitzendeckung, Reserve).

6.2 Erzeugung von Wärme für Raumheizung und Warmwasserbereitung (Nutzenergie) [2])

– Am besten schneidet *Fernheizung über Transportleitungen aus Kernkraftwerken* ab (teilweise Abwärmenutzung, bei Leichtwasser-Kernkraftwerken mittels Dampfentnahme aus einer Zwischenstufe der Turbine), vorausgesetzt, dass 70 bis 80 % des intergierten Jahreswärmebedarfs als Grundlast (Bandenergie) geliefert werden und die verbleibende Spitze

[1]) Endenergie, d. h. an den Letztverbraucher abgegebene Energie.
[2]) Nutzenergie, d. h. dem Verbraucher nach der letzten Umwandlung zur Verfügung stehende Energie.

Gesamt-Beurteilungsfaktor Q_{EL} für die Erzeugung von Elektrizität (Endenergie)

$Q_{EL} = \alpha\, Qw_{EL} + Qp_{EL} + Q_u + Q_s$ (Kostenstand Januar 1975)

α = Gewichtungsfaktor[1]) (evtl.) für die Wirtschaftlichkeit

Tabelle XIV

Erzeugungsmethode (Auswahl)	Qw_{EL}	Qp_{EL}	Q_u	Q_s	Q_{EL} $\alpha = 1$	Rang	Q_{EL} $\alpha = 3$	Rang
Reine Elektrizitätserzeugung								
Wasser-KW (Laufwerk)	0,31	0	0	0	0,31	1	0,93	1
(Saison-Speicher)	0,71	0	0	0	(0,71)		(2,13)	
KKW, HTR mit GT	0,50	0,60	0,01	0,27	1,46	2	2,38	2
KKW, LWR mit DT	0,42	0,91	0,01	0,27	1,61	3	2,45	3
Thermisches KW, Erdgas	0,63	0,77	0,05	0,66	2,11	4	3,37	4
Thermisches KW, Kohle	0,75	0,12	1,00	0,78	2,65	5	4,15	5
Thermisches KW, Erdöl	0,63	0,77	0,55	1,00	2,95	6	4,21	6
GT-KW, Erdöl	1,00	1,00	0,55	1,00	3,55	7	5,55	7
Erdgas	1,00	1,00	0,05	0,66	2,71		4,71	
Elektrizität aus FH-Anlagen:								
FHKW, Erdöl	0,43	0,36	0,55	1,00	2,34	(5)	3,20	(4)
	GT:				GT:			
	0,71	0,38	0,55	1,00	2,64		4,06	
FHKW, Erdgas	0,43	0,36	0,05	0,66	1,50	(3)	2,36	(3)
FHKW, Kohle	0,52	0,05	1,00	0,78	2,35	(5)	3,39	(5)
Vollständige Abwärmenutzung, Gegendruck-DT								
Müllverbrennungs-KW	~0,40	0	~1,00	0	1,40	(3)	2,20	(3)

Beim hydraulischen Pumpspeicherwerk gilt: $\frac{Q_p}{0,7}$; d. h. alle Q_p-Werte werden um rund 40% schlechter.

Q_p = Produktionswert der elektrischen Pumpenergie. 0,7 = Umwälz-Wirkungsgrad inkl. Leitungsverluste.

[1]) Der Gewichtungsfaktor α bezieht sich nur auf die Bewertungszahl «Wirtschaftlichkeit». Eine Variation des Faktors α von 1 bis 3 ergibt keine Änderung der Rangfolge.

FHKW = Fernheizkraftwerk KKW = Kernkraftwerk LWR = Leichtwasser-Reaktor
FH = Fernheizung HTR = Hochtemperatur-Reaktor

Gesamt-Beurteilungsfaktor $Q_{wärme}$ für die Erzeugung von Wärme (Nutzenergie) für Raumheizung und Warmwasserbereitung

$Q_{wärme} = \alpha\, Qw_w + Qp_w + Q_u + Q_s$ (Kostenstand Januar 1975)

α = Gewichtungsfaktor (evtl.) für die Wirtschaftlichkeit

Tabelle XV

Erzeugungsmethode (Auswahl)	Qw_w	Qp_w	Q_u	Q_s	$Q_{wärme}$		$Q_{wärme}$	
					$\alpha = 1$	Rang	$\alpha = 3$	Rang
FH, 1/3 Entnahme aus KKW, LWR	0,70	0,30	0,01	0,27	1,28	3	2,68	1
Einzel-WP, Elektrizität aus Wasser-KW	0,95	0	0	0	0,95	1	2,85	2
Elektroheizung[1]), aus Wasser-KW	1,00	0	0	0	1,00	2	3,00	3
FH, aus HW oder FHKW, Erdgas	0,75	0,32	0,03	0,66	1,76	5	3,26	4
Einzel-WP, Elektrizität aus KKW, LWR reine Elektrizitätserzeugung	0,95	0,23	0,01	0,27	1,46	4	3,36	5
Einzelheizung, Erdgas	0,85	0,33	0,05	0,66	1,89	6	3,59	6
FH, aus HW oder FHKW, Erdöl	0,75	0,32	0,28	1,00	2,35	12	3,85	7
FH, aus HW oder FHKW, Kohle	0,90	0,05	0,50	0,78	2,23	9	4,03	8
Elektroheizung aus KKW, LWR reine Elektrizitätserzeugung	1,00	0,81	0,01	0,27	2,09	8	4,09	9
Einzelheizung, Erdöl	0,75	0,35	0,55	1,00	2,65	14	4,15	10
Einzel-WP, Elektrizität aus FHKW, Erdöl DT-Gegendruck	0,95	0,09	0,28	1,00	2,32	10	4,22	11
Elektroheizung aus FHKW, Kohle DT Gegendruck	1,00	0,05	0,50	0,78	2,33	11	4,33	12
Elektroheizung aus FHKW, Erdöl DT Gegendruck	1,00	0,32	0,28	1,00	2,60	13	4,60	13
Einzelheizung, Kohle	1,00	0,06	1,00	0,78	2,84	15	4,84	14
Einzelheizung, Sonnenkollektoren	2,00	0	0	0	2,00	7	6,00	15
Einzelheizung, Kombikessel, Erdöl, nur Warmwasser Sommer	1,50	1,00	0,55	1,00	4,05	16	7,05	16

[1]) Elektroheizung: Direktheizung und Nachtspeicherheizung sind fast gleichwertig, die letztere etwas schlechter wegen der Speicherverluste.

WP = Wärmepumpe HW = Heizwerk

(20–30 %) aus fossil befeuerten Heizwerken oder Fernheizkraftwerken gedeckt wird.

– Vorteilhaft wären alle *elektrischen Heizmethoden,* insbesondere die Wärmepumpe, wenn sie mit elektrischem Strom aus *Wasserkraft* beliefert würden, was leider aus den bekannten Gründen der hydraulischen Ausbaumöglichkeiten in Zukunft allerdings illusorisch ist.

– Die *Wärmepumpe* erweist sich ganz allgemein als ausgezeichnete Heizmethode, auch wenn sie mit Strom aus Kernkraftwerken der allgemeinen Stromversorgung gespiesen wird.

– Ebenfalls günstig ist *Fernwärmeversorgung mit Erdgas* als Brennstoff der Heizwerke und Fernheizkraftwerke, ferner Einzelgebäudeheizung mit Erdgas. Daraus ist der Schluss zu ziehen, dass in Fernheizwerken mit Vorteil Erdgas für die Grundlast (Bandbetrieb, Schonung der Umwelt) und Heizöl für die Spitzen (gute Lagerungsfähigkeit) eingesetzt werden sollten.

– In der *mittleren Bewertungsskala* liegen: Fernwärmeversorgung mit Erdöl oder Kohle, elektrische Direktheizung oder Nachtspeicherheizung aus Kernkraftwerken und die Einzelgebäudeheizung mit Heizölen.

– Ungünstiger hingegen ist *elektrische Heizung,* wenn sie mit Elektrizität *aus Fernheizkraftwerken* gespiesen wird, die Erdöl oder Kohle verbrennen (Schonung der Umwelt, Sicherheit der Versorgung). Dieser Nachteil wird gewissermassen dadurch wettgemacht, dass Fernheizkraftwerke mit vollständiger Abwärmenutzung nur für die Spitzendeckung herbeigezogen werden, wodurch in einem Verbundsystem der Belastungsausgleich begünstigt wird.

– Schlecht ist *Einzelgebäudeheizung mit Kohle.* Lutverschmutzung und Kosten überwiegen den Vorteil der grossen Weltvorräte.

– *Raumheizung mittels Sonnenkollektoren* ist in der Schweiz ohne Zusatzheizung problematisch. Die Frage der Wirtschaftlichkeit kann heute noch nicht abschliessend beantwortet werden. *Warmwasserbereitung* im Sommerhalbjahr mit Sonnenkollektoren ist technisch möglich, jedoch wirtschaftlich dem ölgefeuerten Kombikessel heute noch unterlegen, dem Elektroboiler stark unterlegen.

7. Wachstum, Substitution und Modell

7.1 Der Energiebedarf der Schweiz im Jahre 2000

Der Energiekonsum eines Landes ist eine Folgeerscheinung von Bevölkerungszahl, Lebensstandard, wirtschaftlicher und industrieller Tätigkeit und des Klimas. Eine hochindustrialisierte Volkswirtschaft, wie diejenige unseres Landes, setzt zwar ein ausreichendes Energieangebot voraus; hingegen kann die Weiterentwicklung nicht primär mittels energiewirtschaftlicher Massnahmen gesteuert werden. Es bedarf vielmehr eines volkswirtschaftlichen Gesamt-Leitbildes, nach welchem sich die Energiewirtschaft ausrichten und einordnen kann.

Demzufolge hat sich eine Vorausschau über den Energiebedarf der Schweiz im Jahre 2000 auf wahrscheinliche Bevölkerungs- und Wirtschaftsprognosen abzustützen. Als solche bieten sich in erster Linie die vor der Erdölkrise veröffentlichten Arbeiten des Delegierten für Konjunkturfragen, Herrn Prof. Kneschaurek, an. In seinem Vortrag vom 14. Juni 1973 [14] prognostiziert er eine Nachfrage nach Endenergie in der Schweiz im Jahre 2000 von rund 400 000 Tcal für 7,54 Millionen Einwohner (1970: 150 000; 1973: 173 000 Tcal). Dies entspricht einem erheblich reduzierten mittleren Wachstum von nur noch etwa 3,5 % pro Jahr in der Zeitspanne von 1975 bis 2000, während es vor 1973 5,5 % betragen hatte.

Das Eidgenössische Amt für Energiewirtschaft ist in seiner Studie aus dem Jahr 1972 auch bereits vom exponentiellen Wachstum nach bisherigem Trend abgewichen und nahm Wachstumsraten von vorerst noch 5,5 % p. a., später von 4 % p. a. und im letzten Jahrzehnt dieses Jahrhunderts noch von 3 % p. a. an. Dies führte zu einem Bedarf nach Endenergie im Jahre 2000 von 490 000 ± 50 000 Tcal.

Bis vor kurzem schien es angebracht, allen weiteren Betrachtungen im Rahmen dieser Studie die Schätzung von 400 000 Tcal p. a. Endenergiebedarf für das Jahr 2000 zugrunde zu legen *(Hypothese I).*

Mittlerweile sind aber Ereignisse eingetreten, die für die Energiewirtschaft eine weitere Verminderung der Wachstumsraten erwarten lassen. Es seien genannt: Erdölkrise Winter 1973/74; spürbar gewordener Gesinnungswandel der Bevölkerung bezüglich Wachstum und Schonung der Umwelt; Tendenz zu stark abnehmenden Zuwachsraten der Bevölkerung; Fremdarbeiterstopp, behördliche Konjunkturmassnahmen usw.

Aus dieser Sicht scheint es angezeigt, den vorgenannten Perspektiven eine eher zurückhaltende Vorausschau gegenüberzustellen (*Hypothese II,* vgl. Fig. 1 und Tabelle XVII)

Gesamtenergieverbrauch Tabelle XVI

	1973	Jahr 2000	
		Hyp. I	Hyp. II
Gesamtenergieverbrauch in Tcal/a	173 000	400 000	258 000
in TWh/a	201	465	300
Bevölkerung in Millionen	6,42	7,54	6,7
Energieverbrauch kW/Kopf	3,58	7,05	5,11
Wachstum 1973 bis 2000 pro Kopf	–	1,95fach	1,45fach
Mittlere jährliche Zuwachsrate: – absolut	–	3,1 %	1,5 %
– pro Kopf	–	2,5 %	1,3 %

und vergleichshalber die Auswirkungen der beiden, vielleicht als zwei Extreme zu betrachtenden Hypothesen zu untersuchen.

Der Anteil der Elektrizität

Im Jahre 1973 betrug der Anteil der Primärelektrizität (Elektrizität aus Wasserkraft und Kernenergie, abzüglich Ausfuhrüberschuss) 15,3 % des Gesamtbedarfes an Endenergie in der Schweiz. Es stellt sich die Frage, ob und wie sich dieser Anteil bis ins Jahr 2000 verändern wird. In der Arbeit Kneschaurek werden drei Varianten hiefür angegeben. Die Variante 0 belässt den Elektrizitätsanteil auf 17 %, die Variante 1 erhöht ihn auf 20 % und die Variante 2 auf 23–24 %, wobei die letzte Variante als die wünschbarste bezeichnet wird. Nachdem aber unsere Landesversorgung mit Erdölprodukten rasch wachsenden Schwierigkeiten gegenübersteht und die Energiekommission der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft für ihre Mitglieder eine Zielvorstellung bereits für 1985 von 35 % Stromanteil formuliert hat, soll eine vierte Variante mit 35 % in die Betrachtung einbezogen werden.

In bezug auf Wachstumsraten und absolute Jahresmengen bedeuten diese Varianten folgendes:

Der inländische Jahreskonsum betrug 1974 rund 33 TWh.

Im Modell für das Jahr 2000 wird eine Förderung der elektrischen Raumheizung angenommen, die in der Wachstumshypothese II einen Anteil der Primärelektrizität von etwa 24 % entsprechend Variante 2 ergibt. In diesem Fall muss die Elektrizitätswirtschaft bis 2000 ein jährliches Wachstum von im Mittel 3,1 % aufweisen, so dass das Wachstum der letzten 25 Jahre (6 % p. a.) erheblich unterschritten würde.

Anteil und Wachstumsrate der Elektrizität — Tabelle XVII

Variante	Anteil in % im Jahr 2000	TWh/a total		Wachstum			
				in 26 Jahren		in % p.a.	
		I	II	I	II	I	II
0	17	79	51	2,4–1,55fach		3,4	1,7
1	20	93	60	2,8–1,8fach		4,1	2,3
2	24	111	72	3,4–2,2fach		4,8	3,1
3	35	162	105	4,9–3,2fach		6,3	4,6

7.2 Substitution

In der im Abschnitt 6 durchgeführten Evaluation nach dem Prinzip der Zielfunktionen sind die Methoden für die Erzeugung von Elektrizität oder Wärme, die auf dem Brennstoff Öl basieren, schlecht klassiert (siehe Tabellen XIV und XV, Abschnitt 6). Dies bestätigt die an sich bekannte Tatsache, dass eine Substitution des Erdöls durch andere Energiequellen wünschenswert ist.

Der Endverbrauch der Energie kann nach den Anwendungsgebieten

- Licht,
- Chemie,
- mechanische Arbeit,
- Wärme

gegliedert werden, die bezüglich Substitution kurz betrachtet werden sollen.

Beim *Licht* kann die Elektrizität praktisch nicht ersetzt werden. Eine Substitution fällt ausser Betracht.

Bei den *chemischen Anwendungen* handelt es sich vor allem um elektrolytische Prozesse (Aluminium, Chlor usw.). Eine Substitution fällt auch hier ausser Betracht.

Der Bedarf nach *mechanischer Arbeit* wird bei praktisch allen stationären Motoren und bei der Traktion öffentlicher, schienen- oder drahtseilgebundener Verkehrsmittel mit elektrischer Energie gedeckt. Auf diesem Anwendungsgebiet besteht praktisch keine Konkurrenz durch einen anderen Energieträger. Eine Substitution kommt somit nicht in Betracht.

Der strassengebundene öffentliche oder private Verkehr beruht praktisch ausschliesslich auf der Verwendung von Erdölprodukten. Eine ins Gewicht fallende Substitution durch Elektrizität dürfte bis zum Jahre 2000 trotz namhaften Anstrengungen kaum zu erwarten sein.

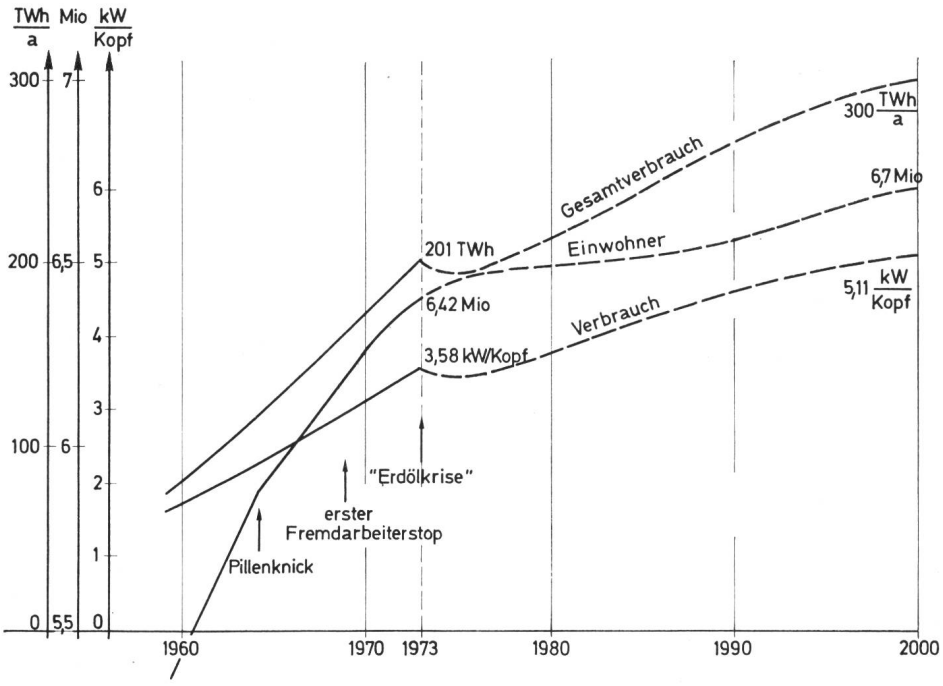

Fig. 1

Gesamtenergieverbrauch der Schweiz bis zum Jahr 2000 (zurückhaltende Arbeitshypothese: Jahresverbrauch im Jahr 2000 = 300 TWh = 258 000 Tcal)

Annahmen:

bremsend: Sparmassnahmen
Stagnation
der Bevölkerungszahl

fördernd: mässiger Anstieg
des Bruttosozialproduktes
Verbrauchszunahme für
- Rationalisierung in der Industrie
- Dienstleistungssektor
- Umweltschutz
- breitere Streuung Komfort

Somit verbleibt als einziges Anwendungsgebiet, auf welchem eine Substitution des Erdöls in nennenswertem Ausmass überhaupt denkbar erscheint, die *Wärme,* und zwar vor allem zu Zwecken der Raumheizung und der Warmwasserherstellung. Da etwa die Hälfte unseres Endenergiebedarfes auf die Raumheizung entfällt, könnten auf diesem Sektor wesentliche Veränderungen herbeigeführt werden.

In grösseren Agglomerationen ist vor allem dort, wo die Bebauungsdichte einen gewissen Grenzwert überschreitet, die *Fernwärmeversorgung* die zweckmässige Lösung, eine Behauptung, die durch die Zielfunktionen gestützt wird. Dort, wo die Siedlungsdichte gering ist, und vor allem in Ortschaften von beispielsweise weniger als 10 000 Einwohnern, könnte die *elektrische Raumheizung* angewandt werden.

7.3 Fernwärmeversorgung

In Fernwärmeversorgungen kann Erdöl substituiert werden, indem Wärme aus Kernkraftwerken entnommen wird oder indem Heizkraftwerke mit Erdgas befeuert werden. Auch Müllverbrennungsanlagen in Fernheizsystemen können in bescheidenem Mass zur Substitution von Erdöl beitragen.

Die Kapazität aller Fernwärmenetze in den grösseren Städten der Schweiz betrug 1973 insgesamt etwa 1000 Tcal pro Jahr.

Aus einem Kernkraftwerk von 1000 MWe werden gegen 2000 MW Abwärme anfallen oder jährlich etwa 14 TWh (12 000 Tcal). Bei den Kraftwerken mit Leichtwasserreaktoren, die bis zur Jahrhundertwende das Feld beherrschen werden (vgl. Abschnitt 9 «Reaktorstrategie»), fällt die Abwärme auf einem Temperaturniveau an (20–40 °C), das nicht direkt zu Heizzwecken nutzbar ist. Dennoch lässt sich Wärme mit den gewünschten Temperaturen *entnehmen*, und zwar entweder aus einer Zwischenstufe der Dampfturbine oder am Austritt einer speziell dazu installierten Gegendruck-Heizturbine. Beide Methoden reduzieren im entsprechenden Ausmasse die Abwärme des Gesamtkraftwerkes. Wird die entnommene Wärme in Form von Heisswasser in Fernwärmeversorgungsanlagen transportiert, so hat sich erwiesen, dass diese Nutzung je nach Wärmemenge auch bei Distanzen von 10–30 km und darüber wirtschaftlich ist [15]. Die belieferten Fernwärmeversorgungsanlagen müssen allerdings schon weitgehend ausgebaut sein.

Die damit verbundene Reduktion der Stromproduktion ist erträglich, wenn nur ein Teil der «Abwärme» entnommen wird (vgl. Abschnitt 3: Modellbeschreibung). Um die Stromproduktion nicht gerade im Winter den starken Variationen des Heizbedarfes auszusetzen, ist es nun wesentlich, eine über das Jahr möglichst konstante Wärmemenge als Grundlast (Bandenergie) zu entnehmen.

Fig. 2 erläutert dieses Verfahren an einem Beispiel. Aus dem Kernkraftwerk werden nur 40 % des Wärmehöchstleistungsbedarfes entnommen, womit bereits etwa 75 % des Jahresheizwärmebedarfes gedeckt sind. Die jährliche Benützungsdauer der Höchstlast dieser Entnahme beträgt auf diese Weise etwa 70 % (6000 Stunden). Die restlichen 25 % des Jahreswärmebedarfes werden im städtischen Fernheiznetz selbst mittels Heizwerken und Heizkraftwerken erzeugt. Vom gesamten Heizbedarf sind somit nur noch 25 % mit fossilen Brennstoffen zu erzeugen, 75 % liefert die Kernenergie. Die Aufteilung des Wärmeangebots auf die verschiedenen Erzeugeranlagen wird bei jeder Anwendung im Detail geprüft und kann zu Zahlen führen, die von denen des oben angeführten Beispiels abweichen können.

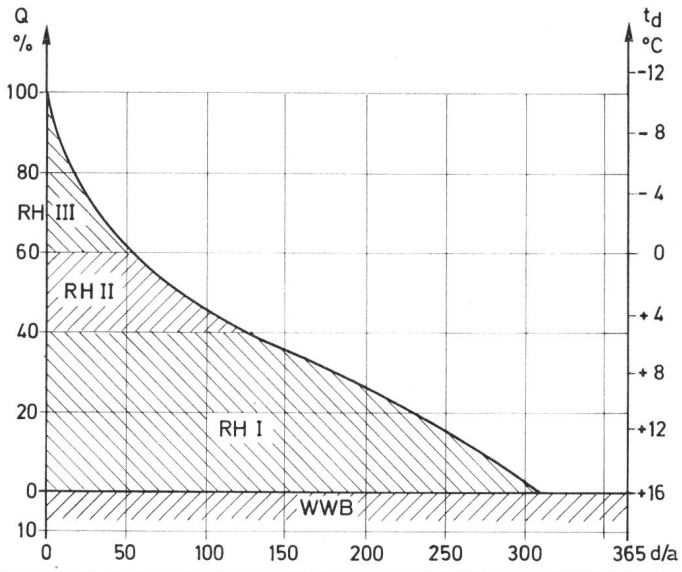

Fig. 2 Wärmebedarfsdeckung für die Fernwärmeversorgung (Raumheizung und Warmwasserbereitung)

t_d	Aussenluft-Temperatur-Tagesmittel
Q	Tagesmittel des Wärmeleistungsbedarfes (stündliche Spitze: ca. + 25 %)
RH I + WWB	Deckung durch Entnahme aus Kernkraftwerken über Transportleitungen: 75 % des Gesamtwärmebedarfes; 6000 h/a Vollast-Benützungsdauer.
RH II	Deckung durch fossil befeuerte Fernheizkraftwerke (Gegendruck): 17 % des Gesamtwärmebedarfes.
RH III	Deckung durch fossil befeuerte Heizwerke: 8 % des Gesamtwärmebedarfs; gleichzeitig Reserve bei Ausfall von RH I + WWB.

7.4 Elektrische Raumheizung

Heute beträgt der Verbrauch an elektrischer Energie für Warmwasserbereitung und Raumheizung 4 TWh/a. Der Anteil der elektrischen Raumheizung und die entsprechende Substitution von Erdöl lässt sich beträchtlich erhöhen. Wenn man als Modellvorstellung [1]) annimmt, dass sämtliche Neu- und Umbauten in Ortschaften von weniger als 10 000 Einwohnern ab 1975 bis zum Jahre 2000 ausschliesslich elektrisch beheizt und mit einer adäquaten Isolation ausgerüstet wären, so würden jährlich etwa 12 TWh für diesen Zweck benötigt. Auch bei Neu- und Umbauten in den locker bebauten Zonen grösserer Agglomerationen, wo Fernwärmenetze nicht in Frage kommen, sollte die elektrische Heizung gefördert werden.

Neben den Direkt- und Nachtspeicherheizmethoden kann auch die elektrische Heizung mittels Wärmepumpen als Ersatz von Ölheizungen eingesetzt werden.

Die jährliche Benützungsdauer der Höchstlast der Wärmeversorgung für Raumheizung und Warmwasserbereitung beträgt im Mittelland etwa 2500 Stunden. Daraus folgt, dass die Förderung der elektrischen Heizung über das Mass, das

[1]) Modell von J. Grivat: Arbeitsgruppe «Elektrizität und Wärme» des VSE (s. Anhang).

Endenergieverbrauch der Schweiz im Jahre 1973 Tabelle XVIII

Verbrauchssektoren	in TWh/a						in %					
	Total			davon RH + WWB			Total			davon RH + WWB		
	T	E	F	T	E	F	T	E	F	T	E	F
Haushaltsektor	92	16	76	79	3	76	48	8	40	41,5	1,5	40
davon												
Privathaushalte	54	10	44	46	2	44	28	5	23	24	1	23
Gewerbe, Landwirtschaft, Dienstleistung, öffentlicher Sektor	38	6	32	33	1	32	20	3	17	17,5	0,5	17
Industrie	51	13	38	10	1	9	27	7	20	5	0,5	4,5
Transport und Verkehr	47	2	45	–	–	–	25	1	24	–	–	–
Total	190	31	159	89 [3])	4	85	100	16 [1])	84 [2])	46,5 [3])	2	44,5

Abkürzungen:
T = Total
E = Elektrizität
F = Fossile Brenn- und Treibstoffe
RH = Raumheizung
WWB = Warmwasserbereitung

[1]) Hydraulische Elektrizität 12%
Elektrizität aus Kernenergie 3%
Elektrizität aus fossilen Brennstoffen 1%
16%

[2]) Erdöl 79 %
Kohle 2 %
Erdgas 1,5%
Holz, Torf 1,5%
84 %

[3]) 89 TWh/a = 76500 Tcal/a = 11,9 Gcal/a, Einwohner

			Anteil am Gesamtverbrauch	Anteil am Wärmeverbrauch
Heizungsmethoden: (Schätzung der Verteilung)	Elektrische Raumheizung		0,2%	0,5%
	Elektrische Kleinheizgeräte		0,2%	0,5%
	Elektroboiler WWB		1,4%	3 %
	Fernheizung		0,5%	1 %
	Einzelheizungen:	Heizöl	41,5%	89,5%
		Kohle	1,2%	2,5%
		Holz, Torf	1 %	2 %
		Erdgas	0,5%	1 %
			46,5%	100 %

Endenergieverbrauch der Schweiz im Jahre 2000
Hypothese II = 285 TWh/a Endenergie; 6,7 Mio Einwohner Tabelle XIX

Verbrauchssektoren	in TWh/a						in %					
	Total			davon RH + WWB			Total			davon RH + WWB		
	T	E	F	T	E	F	T	E	F	T	E	F
Haushaltsektor	142	36	106	111	11	100	50	13	37	39	4	35
davon												
Privathaushalte	68	23	45	54	9	45	24	8	16	19	3	16
Gewerbe, Landwirtschaft, Dienstleistung, öffentlicher Sektor	74	13	61	57	2	55	26	5	21	20	1	10
Industrie	80	29	51	12	3	9	28	10	18	4	1	3
Transport und Verkehr	63	6	57	–	–	–	22	2	20	–	–	–
Total	285	71	214	123 [1])	14	109	100	25	75	43	5	38

Abkürzungen:
T = Total
E = Elektrizität
F = Fossile Brenn- und Treibstoffe
RH = Raumheizung
WWB = Warmwasserbereitung

[1]) 123 TWh/a = 105500 Tcal/a = 15,7 Gcal/a, Einwohner. Gegenüber 1973: + 32%. Mittlerer jährlicher Zuwachs 1%.
Verteilung auf die Energieträger: siehe Tabelle XXIII.

In F (= fossile Brennstoffe) sind auch enthalten: Nutzung von Abwärme, Umgebungswärme, Sonneneinstrahlung und Müll. Z.B. beträgt der Nettoanteil der fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle nur noch 64,5% (Erdöl allein noch 48,5%), dagegen hat sich der Anteil der Elektrizität (25%) zusammen mit der Entnahmewärme aus Kernkraftwerken auf volle 34% erhöht.

Verteilung des gesamten Endenergieverbrauchs auf die Energieträger für das Jahr 2000 (Hypothese II) Tabelle XX

	TWh/a		%	
Elektrizität				
RH + WWB	14		4,9	
Haushaltsektor, Rest	25		8,8	
Industriesektor, Rest	26		9,2	
Elektrische Bahnen	3		1	
Elektroauto	3	71	1	24,9
Erdölprodukte				
Transport und Verkehr	57		20	
RH + WWB (exkl. Elektrizität)	54,3		19,1	
Industriesektor, Rest	21,2		7,5	
Haushaltsektor, Rest	3	135,5	1	47,6 [1])
Erdgas				
RH + WWB (exkl. Elektrizität)	16,2		5,7	
Industriesektor, Rest	16,3		5,7	
Haushaltsektor (Kochen)	1,5	34	0,5	11,9
Kohle (evtl. *Kohlengas*)				
Industriesektor	4,5		1,6	
RH + WWB	4	8,5	1,4	3 [2])
Holz, Torf				
RH + WWB	1,5		0,5	
Haushaltsektor (Kochen)	1,5	3	0,5	1 [3])
Müll				
RH + WWB (exkl. Elektrisch)	1,4	1,4	0,5	0,5
«Geschenk»-Wärmeenergie				
Entnahmewärme aus Kernkraftwerken	25,8		9,1	
Umgebungswärme (Wärmepumpen)	3		1	
Sonneneinstrahlung (RH + WWB)	2,8	31,6	1	11,1
Total		285,0		100

[1]) Absoluter Wert nur 90% des heutigen, Elektrizität + Entnahmewärme (= Abwärme) aus Kernkraftwerken = 34%
[2]) Absoluter Wert doppelt so hoch wie 1973 RH = Raumheizung WWB = Warmwasserbereitung
[3]) Absoluter Wert etwa gleich wie 1973

der Ausnutzung von Lasttälern von existierenden Erzeugungs- und Verteilungsanlagen entspricht, zum Bau von zusätzlichen Anlagen führt, deren Benützungsdauer relativ tief ist. Langfristig gesehen, kann diese Situation grundlegend verbessert werden durch Einführung der Pumpspeicherwerke und andere Möglichkeiten wie Wasserstoffwirtschaft. Die überschüssige elektrische Sommerenergie der Kernkraftwerke würde eingesetzt, um in Elektrolyseanlagen Wasserstoff zu erzeugen, dieser gespeichert und im Winter, wieder im Sinn einer Substitution von Heizölen, zu Wärmezwecken verwendet, z. B. in Fernwärmeversorgungsanlagen.

7.5 Energieverteilungsmodell für das Jahr 2000 auf Grund der Wachstumshypothese II

Es gehört zu der Fragestellung dieses Berichtes, allfällige Modelle, denen verschiedene Prognosen und Annahmen zugrunde liegen, mit den Zielfunktionen zu werten und zu diskutieren.

Für die zweite Wachstumshypothese wird nun die mutmassliche Aufteilung des Gesamtenergiebedarfes auf die Verbrauchssektoren und eine *wünschbare,* jedoch noch realistische Verteilung auf die einzelnen Energieträger aufgezeigt.

Ausgangslage 1973 (Tabelle XVIII)

Der Gesamtenergieverbrauch 1973 betrug gemäss Statistik des Eidgenössischen Amtes für Energiewirtschaft [16] 173 000 Tcal oder 201 TWh. Bis zu den Konsumenten gingen ab: Verluste für Raffination von Erdölprodukten in den zwei Raffinerien, Übertragungsverluste und Pumpspeicherverluste der Elektrizität und weitere Transport- und Verteilungsverluste, gesamthaft ungefähr 5,5 %, so dass dem Endverbraucher *190 TWh/a an Endenergie* verblieben.

Kennzeichen der heutigen Verteilung: Der sogenannte Haushaltssektor, die Industrie sowie Transport und Verkehr sind im Verhältnis etwa $1/2 : 1/4 : 1/4$ am Gesamtverbrauch beteiligt.

Mit etwa 80 % ist die Abhängigkeit von den Erdölprodukten ausserordentlich gross. Davon werden über die Hälfte für Raumheizung und Warmwasserbereitung verwendet, deren Anteil im Haushaltssektor mit 85 % überaus hoch ist.

Die Elektrizität nahm am Gesamtverbrauch nur mit 16 % teil. Der Anteil der Wasserkraft ist auf 12 % gesunken, derjenige der Kernenergie auf 3 % gestiegen.

Wünschbares Modell für das Jahr 2000 (Tabelle XIX)

Die Hypothese II rechnet mit einem Verbrauch von 258 000 Tcal/a oder 300 TWh/a. Werden wiederum die Verluste abgezogen, so verbleiben *285 TWh/a an Endenergie.*

Diese Annahme trägt folgenden Einflüssen Rechnung:

Verbrauchsfördernd:

- Mässiger Anstieg des Bruttosozialproduktes
- Rationalisierung in der Industrie
- Ausweitung des Dienstleistungssektors
- Massnahmen zur Schonung der Umwelt
- Breitere Streuung des Komfortes in den Privathaushalten

Verbrauchsbremsend:

- Sparmassnahmen (vornehmlich in Heizung und Strassenverkehr
- Stagnierende Bevölkerung

Im wesentlichen ist das Modell durch folgende *Merkmale* gekennzeichnet:

- Der gegenwärtige Trend in der Aufstellung auf die drei Hauptbedarfssektoren wird vorsichtig extrapoliert.
- Der Erdölteil wird auf unter 50 % gesenkt durch Diversifikationen vor allem auf Kernenergie (Elektrizität *und* Abwärmenutzung) und auf Erdgas.

In diesem Zusammenhang kann die These vertreten werden, dass die Versorgungssicherheit eines Staates entscheidend verbessert wird, wenn kein zu importierender Primärenergieträger mehr als die Hälfte des Gesamtverbrauchs beansprucht.

- Der Anteil der Elektrizität wird auf 25 % erhöht, womit der absolute Verbrauch 2,3 mal grösser als 1973 zu stehen kommt. Zusammen mit der Abwärmenutzung der Kernkraftwerke über Wärmeentnahmen steigt der Anteil sogar auf 34 %.
- Erhöhung des Erdgasanteils auf 12 %. Dies bedeutet einen jährlichen Import von 3,5 bis 4 Milliarden m³, eine Zahl, die mit den für die Periode bis 1985 bis heute abgeschlossenen Verträgen und Vorverträgen der schweizerischen Gaswirtschaft mit Produzentenländern bereits nahezu erreicht wird.
- Forcierter Ausbau von Fernwärmeversorgungsanlagen in den Agglomerationen und der elektrischen Heizung (Direktheizung, Nachtspeicherheizung und Wärmepumpen) in weniger dicht besiedelten Regionen und in gewissen Altstadtquartieren.

Erzeugungswerke für Elektrizität — Tabelle XXI

Wasserkraft (bei ungünstiger Wasserführung)[1]	26 TWh/a
Kernenergie	39,5
Fossile Brennstoffe, thermische Kraftwerke der reinen Elektrizitätserzeugung (wie 1973)	2,4
Fernheizkraftwerke und Müllverbrennungsanlagen	3,1
	71 TWh/a

[1]) Eventueller Exportüberschuss von Speicherenergie und Sommerenergie abgezogen.

Anzahl der benötigten Kernkraftwerke zu 1000 MWe Nennleistung:

Jahreserzeugung 9,5 TWh + 6,7 TWh Minderleistung durch Entnahmen für Fernheizung = 46,2 TWh/a

Mittlere jährliche Vollast-Benützungsdauer inkl. Reservehaltung unter der Voraussetzung, dass noch einige hydraulische Speicherwerke gebaut oder andere Speichermethoden angewendet werden. = 4800 h/a[1])

$$\frac{46{,}2 \text{ TWh/a}}{4{,}8 \text{ TWh/a pro KKW}} = \textit{10 Kernkraftwerke zu 1000 MW}$$

davon sind in Betrieb (Beznau, Mühleberg)	1000 MW
im Bau Gösgen,	1000 MW
Leibstadt, Kaiseraugst und Graben kurz vor Baubeginn,	3000 MW
somit werden *5 weitere Kernkraftwerke* zu etwa	1000 MW

benötigt.

Primärenergiebedarf

Je mehr Abwärme bzw. Entnahmewärme aus Kernkraftwerken genutzt wird, desto mehr senkt sich der Bedarf an importierter Primärenergie im Sinn einer Substitution von fossilen Brennstoffen. Dasselbe gilt für vermehrten Einsatz von Wärmepumpen und Heizungen mittels Sonneneinstrahlung (Tabelle XXII).

Fernheizungen

Hypothese:

Einwohner der Agglomerationen über 30 000 Einwohnern im Jahre 2000: 4,2 Millionen (62,5 %). Davon seien rund 60 % (2,5 Millionen Einwohner) an einer Fernheizung angeschlossen (etwa 37 % des gesamten Landesbedarfes oder 15 % des Gesamtenergiebedarfes).

Kernkraftwerke: Wärmeentnahme über Transportleitungen unter der Annahme, dass drei Viertel der an Fernheizungen angeschlossenen Einwohner eine Grundlast von 78 % des Jahresbedarfes erhalten: 25,8 TWh/a

Die damit verbundene Minder-Stromproduktion beträgt 6,7 TWh/a

Heizkraftwerke (Gegendruckanlagen oder Gasturbinen). Sie decken:

43 % Anteil am Bedarf in 1/4 der Fernwärmeversorgungen
10 % Anteil am Bedarf in 3/4 der Fernwärmeversorgungen } 8,0 TWh/a

Dabei werden etwa 2,8 TWh/a Elektrizität erzeugt.

Heizwerke mit Heisswasserkesseln Rest 10,2 TWh/a

Übertrag 44,0 TWh/a

[1] Die relativ schlechte Benützungsdauer, die durch den beträchtlichen Anteil der elektrischen Heizung gegeben ist, könnte stark verbessert werden, wenn in Schwachlastzeiten (Sommer, Wochenende) Wasserstoff mittels Elektrolyse hergestellt würde, der wiederum in der kalten Jahreszeit zur Substitution von Erdöl eingesetzt werden könnte (Heizungssektor, Fernheizung).

Übertrag	44,0 TWh/a
Müllverbrennungsanlagen mit Gegendruckdampfturbogruppen, gerechnet für die Hälfte des in den Agglomerationen anfallenden Mülls, Wärme	1,4 TWh/a
Dabei werden etwa 0,3 TWh/a Elektrizität erzeugt	
Total	45,4 TWh/a

Um die Fernheizanlagen der Agglomerationen mit 25,8 TWh/a Entnahmewärme zu beliefern (Fläche RH I + WWB in Fig. 2), müssen durchschnittlich von jedem der 10 vorgesehenen Kernkraftwerke 250 Gcal/h entnommen werden, was das ganze Jahr hindurch deren Abwärme um 15 % reduziert.

Raumheizung 8 TWh/a

Dies bedeutet elektrische Raumheizung für etwa 300 000 wie heute isolierter Wohnungen oder Wohnungsäquivalente oder etwa 500 000 Wohnungen mit stark verbesserter Isolation. Es wären somit bis zum Jahre 2000 mindestens 15 000 Wohnungen pro Jahr mit elektrischen Heizungen zu versehen, vornehmlich in Orten mit weniger als 10 000 Einwohnern, Streusiedlungen, ferner locker bebauten Gebieten und Altstadtquartieren der Agglomerationen.

Die Aufteilung in Nachtspeicherheizungen und Direktheizungen richtet sich nach dem Tagesbelastungsverlauf des Elektrizitätsbedarfes. Der in Gegendruck-Fernheizkraftwerken produzierte Strom eignet sich vorzüglich für die Direktheizung.

Approximativer Primärenergiebedarf im Jahre 2000 der Modell-Hypothese II — Tabelle XXII

Energiequellen	Endenergie[2]) TWh/a	Transportverluste %	Umwandlungs-Wirkungsgrad	Primärenergie TWh/a		Primärenergie %
Kernenergie						
(Elektrizität)	39,5	8	0,35	123		31,2
Hydraulische Energie[1])						
(Elektrizität)	26	8	0,85	33		8,4
Erdöl						
1. Endabnehmer						
Eigenraffination	85,7	0,5	0,95	90,5		
Import von Endprodukten	47,5	1	–	48		
2. Thermisches KW (Elektrizität)	2,4	8	0,35	7,5		
3. Thermisches KW (Wärme und Elektrizität)	3,1	8	0,85	3,5	149,5	38,0
Erdgas						
1. Endabnehmer	28,3	6	–	30,0		
2. Thermisches KW (Wärme und Elektrizität)	7,7	5	0,85	9,5	39,5	10,0
Kohle (Wärme)	8,5	1	–	8,5		2,1
Holz, Torf (Wärme)[1])	3	–	–	3		0,7
Müll (Wärme und Elektrizität)[1])	1,7	–	0,55	3		0,7
Geschenkte Wärmeenergie						
Entnahme aus Kernenergie	25,8	12	–	29,2		
Umgebung (Wärmepumpen)[1])	3	–	–	3		
Sonneneinstrahlung Heizung[1])	2,8	–	–	2,8	35,0	8,9
Total	285			394,5		100
Einheimische Energiequellen	36,5			44,8		11,5
Import	248,5			349,7		88,5

[1]) Einheimische Energiequellen Wirkungsgrad $\frac{\text{Endenergie}}{\text{Primärenergie}} = 0{,}725$.

[2]) Endenergie = Energiebezug der Letztverbraucher; nicht mit Nutzenergie zu verwechseln, die viel kleiner ist.

Elektroboiler

Entsprechend 2 Millionen Apparate (1973 etwa 900 000) zu 80–100 l mit täglich einmaliger Aufheizung — 4,0 TWh/a

Elektrische Kleingeräte

Pro Einwohner ein 1200-W-Gerät, das während 4 Stunden pro Tag, 15 Tage pro Jahr in Betrieb ist — 0,5 TWh/a

Wärmepumpen

Damit sind etwa 150 000 Wohnungen oder Wohnungsäquivalente ausgerüstet. Zuwachs 6000 pro Jahr. Bei einer Leistungsziffer $\varepsilon = 3$ entnehmen diese Wärmepumpen der Umgebung (inkl. Gewässer und Grundwasser) 3 TWh/a Wärme und liefern 4,5 TWh/a Heizwärme. — 1,5 TWh/a

14,0 TWh/a

Die folgenden Ausführungen geben eine Interpretation der Tabelle XXIII.

Raumheizung und Warmwasserbereitung benötigen für 6,7 Millionen Einwohner 123 TWh/a = 105 500 Tcal/a oder 15,7 Gcal/a und Einwohner.

Davon entfallen auf die Privatwohnungen (eigentliche Wohnstätten) etwa ⅔ oder 10 Gcal/a und Einwohner (Warmwasserbereitung allein etwa 2 Gcal/a). Bei einer Wohndichte im Jahre 2000 von angenommen 2,5 Personen pro Wohnung, benötigt eine Wohnung im Landesdurchschnitt 25 Gcal/a.

Mit stark verbesserter Gebäudeisolation, nicht nur der neu erstellten, sondern auch der alten Gebäude, könnten diese Zahlen noch erheblich reduziert werden.

25 Gcal/a, Wohnung entsprechen 2,7 Millionen Wohnungen. Hinzu kommen 1,5 Millionen Wohnungsäquivalente für die Arbeitsplätze und alle Gebäude der Infrastruktur.

Heizung aus Sonnenenergie

Mit einem gewissen Optimismus wurde angenommen, dass sich die Technik der Sonnenkollektoren, Wärmespeicher und zugehöriger Installationen soweit entwickelt, dass bis zum Jahre 2000 jährlich *2,8 TWh* (2400 Tcal) an Heizwärme auf einigermassen wirtschaftliche Weise erzeugt werden können (sonnige Regionen).

Diese Zahl (1 % des Gesamtenergieverbrauchs bzw. 2,3 % von RH + WWB) entspricht mindestens 100 000 Wohnungen, wenn in Spitzenzeiten nicht auf Zusatzenergie wie Elektrizität zurückgegriffen wird.

Auf die reine Warmwasserbereitung im Sommerhalbjahr umgelegt, müssten für 2,8 TWh/a mindestens 1 Million Wohnungen mit einer entsprechenden Anlage ausgerüstet sein.

Zum Vergleich wird das vorgeschlagene Modell (Tabelle XIX) einer Energieverteilung gegenübergestellt, die genau proportional den Verhältnissen des Jahres 1973 gewählt worden ist (Tabelle XXIV).

Die Evaluation beider Modelle mit dem Beurteilungsfaktor Q zeigt interessante Resultate.

Gewichteter Faktor Q ($\alpha = 3$)	Verteilung prop. 1973	Substitutionsmodell
Gesamter Endenergieverbrauch exkl. Transport und Verkehr	3,67	3,24
Elektrizitätserzeugung allein	1,80	2,05
(Erdöl statt Kernenergie)	(2,52)	(3,04)
RH+WEW allein	4,13	3,71

Interessant ist die Verbesserung bezüglich Schonung der Umwelt (*Qu allein*) und Sicherheit der Versorgung (*Qs* allein), die mit dem Substitutionsmodell erzielt wird.

Gewichteter Faktor *Qu* bzw. *Qs*	Verteilung prop. 1973	Substitutionsmodell
Qu, RH+WWB allein	0,54	0,28
Qs, gesamter Primärenergieverbrauch	0,76	0,57

Verteilung der Endenergieträger auf Raumheizung und Warmwasserbereitung im Jahr 2000 — Tabelle XXIII

	in TWh/a		in % von RH + WWB	
Heizöle für Einzelgebäudeheizung	48,1		39,2	
für Fernheizung	6,2	54,3	5,0	44,2
Erdgas für Einzelgebäudeheizung	4,2		3,4	
für Fernheizung	12,0	16,2	9,8	13,2
Kohle für Einzelgebäudeheizung	1,0		0,8	
(evtl. vergast) für Fernheizung	3,0	4,0	2,4	3,2
Holz, Torf für Einzelgebäudeheizung	1,5	1,5	1,2	1,2
Fossile Brennstoffe		76		61,8
*Elektro*heizungen	12,5		10,2	
Wärmepumpen (nur Elektrizität)	1,5	14	1,2	11,4
Müll (nur Wärme für Fernheizungen)	1,4		1,1	
Entnahmewärme (= Abwärme) aus Kernkraftwerken	25,8		21,0	
Umgebungswärme (Wärmepumpen)	3,0		2,4	
Sonneneinstrahlung	2,8		2,3	
Total der Wärmeenergie, die im engeren Sinn keine Primärenergie erfordert		33		26,8
Total		123		100

Endenergieverbrauch der Schweiz im Jahre 2000
Hypothese II = 285 TWh/a Endenergie; 6,7 Mio Einwohner
Alternative ohne Substitution von Erdöl (Zahlen proportional zum Energiespektrum des Jahres 1973) Tabelle XXIV

Verbrauchssektoren	in TWh/a						in %					
	Total			davon RH + WWB			Total			davon RH + WWB [3]		
	T	E	F	T	E	F	T	E	F	T	E	F
Haushaltsektor	137	22,5	114,5	118	4,5	113,5	48	8	40	41,5	1,5	40
davon												
Privathaushalte	80	14	66	68	3	65	28	5	23	24	1	23
Gewerbe, Landwirtschaft, Dienstleistung, öffentlicher Sektor	57	8,5	48,5	50	1,5	48,5	20	3	17	17,5	0,5	17
Industrie	77	20	57	14	1,5	12,5	27	7	20	5	0,5	4,5
Transport und Verkehr	71	3	68	–	–	–	25	1	24	–	–	–
Total	285	45,5	239,5	132 [2]	6	126	100	16 [1]	84	46,5	2	44,5

[1]) Hydraulische Elektrizität 9 %
Elektrizität aus Kernenergie 6,5%
Elektrizität aus fossilen Brennstoffen 0,5%

[2]) 132 TWh/a = 113 500 Tcal/a = 17 Gcal/Jahr und Einwohner
[3]) Raumheizung und Warmwasserbereitung

Es ist ersichtlich, dass das vorgeschlagene Modell die Substitution von Erdöl zur Erzeugung von 85 TWh/a oder 30 % des jährlichen Gesamtendenergieverbrauches erlaubt. Die Einsparung an Erdöl dürfte unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades der Umwandlungen etwa 92 TWh/a (8 Millionen t/a) betragen. Die Erzeugung elektrischer Energie steigt von 36,5 TWh/a im Jahr 1973 auf 77 TWh/a im Jahr 2000 an, was 25 % des Gesamtenergiebedarfes bedeutet. Die jährlich eingesparte Erdölmenge stellt bei den heutigen Brennstoffkosten von durchschnittlich 320 Fr./t einen Wert von 2,56 Milliarden Fr./a dar, was 40 % mehr sind als die für das vorgeschlagene Modell erforderlichen jährlichen Investitionen (s. Abschnitt 7.6: Investitionen).

7.6 Investitionen

Allgemein lässt sich eine Ersparnis oder eine Substitution von Erdöl nur mittels grosser Investitionen erreichen, mit Ausnahme der Anwendung tieferer Raumtemperaturen. Ein Beispiel dafür zeigt Fig. 3, die aus [17] abgeleitet wurde.

Das vorgeschlagene Modell erfordert folgende Investitionen (in 25 Jahren, Preisstand Ende 1974):

Kernkraftwerke

Auf der heutigen Kostenbasis kann man annehmen, dass pro Kernkraftwerk rund 2 Milliarden Franken zu investieren sind. Von den 10 Kernkraftwerken, die im Modell im Jahr 2000 benötigt werden, ist das erste (Mühleberg und Beznau, total etwa 1000 MW) in Betrieb, Gösgen im Bau. Leibstadt, Kaiseraugst und Graben werden demnächst in Angriff genommen. Somit sind weitere 5 zu bauen, was Investitionen von 10 Milliarden Franken entspricht.

Verteilung der elektrischen Energie

Für die Energieverteilung bis zum Konsumenten muss mit Investitionen ähnlicher Grössenordnung gerechnet werden, etwa mit 7 bis 8 Milliarden Franken.

Heiz- und Heizkraftwerke

Hierfür sind Investitionen von etwa 1 Milliarde Franken vorzusehen.

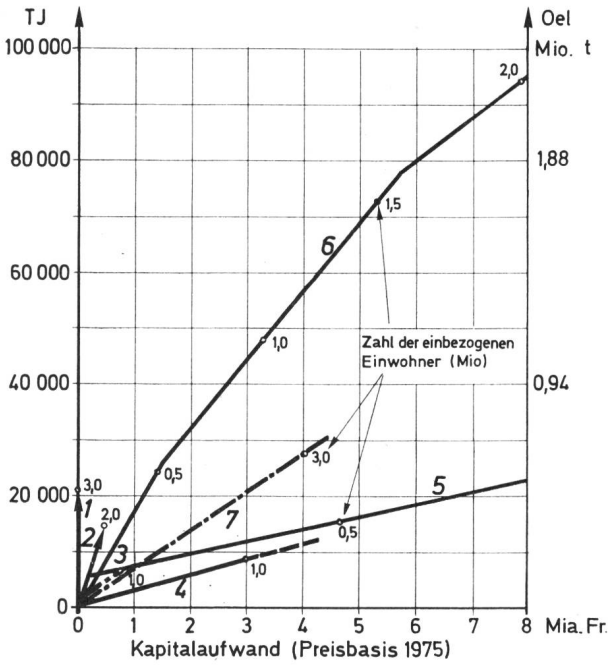

Fig. 3 Verminderung des Heizölverbrauchs und der dazu notwendige Kapitalaufwand (Preisstand 1975) für verschiedene Massnahmen.

Der gesamte Heizölverbrauch, inbegriffen industrielle Anwendungen, betrug 1973 etwa 400 000 TJ (9,4 Mio t).

1 Anwendung tieferer Raumtemperaturen (20 °C) ohne technische Massnahmen
2 Anwendung tieferer Raumtemperaturen (20 °C) mittels technischer Massnahmen
3 Verbesserte Wärmeisolation der Neubauten der nächsten 10 Jahre
4 Verbesserung der Wärmeisolation bestehender Bauten
5 Elektroheizung
6 Fernheizung
7 Sonnenenergie

Transportleitung von Kernkraftwerken zu den Städten

5 Milliarden Franken.

Fernwärmeversorgungsnetze

Bei einem Ausbau dem Modell entsprechend sind Investitionen von etwa 6 Milliarden Franken vorzusehen. Es zeigt sich also, dass die Anwendung der Fernheizung fast ausschliesslich ein Problem der Infrastruktur ist. Die Abgabe von Fernwärme hängt nicht von den Produktionsmöglichkeiten, sondern nur von der Kapazität der Verteilnetze ab.

Es wurde festgestellt, dass, wenn die acht grössten Schweizer Städte von 1975 an bis zum Jahr 2000 einen nach heutigem Ermessen intensiven Ausbau von Fernwärmenetzen betrieben und dafür beispielsweise jährlich pro Stadt 10 Millionen Franken investierten, im Jahre 2000 alle Fernwärmenetze der Schweiz zusammen nur höchstens 6 TWh/J abgeben könnten. Die im Modell postulierten Investitionen auf dem Sektor der Fernheizung betragen das Zehnfache dieses «nach heutigem Ermessen intensiven Ausbaus», entsprechen also einer Aufgabe im nationalen Rahmen.

Ausbau des Erdgasverteilnetzes

Hierfür sind Investitionen von etwa 2,5 Milliarden Franken vorzusehen.

Aus obigen Gesamtinvestitionen, verteilt auf 25 Jahre, ergeben sich die folgenden jährlichen Aufwendungen (Preisstand Ende 1974):

	Mio. Fr. pro Jahr
Kernkraftwerke	400
Verteilung der elektrischen Energie	300
Fernwärmeversorgungsnetze	250
Heizwerke und Heizkraftwerke	50
Transportleitungen für Heisswasser zwischen den Kernkraftwerken und städtischen Heiznetzen	200
Verstärkung des Erdgas-Verteilnetzes	100
	Total etwa 1,3 Mia. Fr. pro Jahr

Dieser Betrag entspricht etwa 1 % des Bruttosozialproduktes.

8. Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Auswertung der Zielfunktionen (siehe Abschnitt 6) ergibt Resultate, die im wesentlichen bekannt sind, aber noch nie in analytischer Weise belegt worden sind.

Für die Schweiz sind Kernenergie, Erdgas und in einem gewissen Mass Sonnenenergie die *einzigen Alternativen,* um eine einseitige Abhängigkeit vom Öl zu mildern.

Die Elektrizität als Endenergie wird mit Abstand durch Kernkraftwerke günstiger produziert als durch fossil befeuerte Kraftwerke.

Bei der Erzeugung von Wärme für Raumheizung und Warmwasserbereitung steht die *Fernheizung mit Grundlastwärme aus Kernkraftwerken* und *Gasbefeuerung* im Vordergrund. Bei ölbefeuerter Fernwärmeversorgung, auch wenn diese mit Kraft-Wärme-Kopplung arbeitet, wirkt sich der Umweltfaktor etwas negativ aus. Trotzdem ist sie immer noch *sehr empfehlenswert* im Vergleich zu der *Einzelheizung.* Auch die elektrischen Heizmethoden, insbesondere die Wärmepumpe, sollten vermehrt in Betracht gezogen werden. Die direkte Elektroheizung, die mit Kernenergiestrom alimentiert wird, rangiert in der Reihenfolge hinter der Einzelheizung mit Gas. Trotzdem wird in Abschnitt 7 die Einführung der elektrischen Heizung in günstig gelagerten Fällen empfohlen. Für Warmwasserbereitung kann der Elektroboiler empfohlen werden.

In der ferneren Zukunft wird *die Kernenergie* eine immer grössere Rolle spielen. Aus der Reaktorstrategie ist die Entwicklungstendenz nach Reaktorsystemen, die eine möglichst hohe *Brennstoffökonomie* aufweisen, unverkennbar. Die Leichtwasser-Kraftwerke werden aber noch über Jahrzehnte das dominante System bilden.

Weniger optimistisch sind die Aussagen zu der Frage nach der zu schaffenden Infrastruktur für den Kernkraftwerkbetrieb. Dieses Problem nimmt in den Dimensionen eine Grösse an, die man als nationales Problem bezeichnen darf. Der Pro-Kopf-Anteil an Kernenergie ist in der Schweiz jetzt schon sehr hoch. Er wird sich bis zum Jahr 2000 vervielfachen.

Eine totale Lösung des Abwärmeproblems existiert nicht; oder dann handelt es sich um Vorschläge (Anzapfdampf für Wärmeproduktion), die nur einen teilweisen Einfluss haben. Der Einsatz von Hochtemperaturreaktoren – insbesondere des Einkreissystems mit Gasturbinen – steht nicht unmittelbar bevor, könnte jedoch das Abwärmeproblem mildern.

Die Wärmeproduktion im Jahr 2000 kann sicher partiell den Kernkraftwerken überwiesen werden. Das setzt aber ein ausgebautes Fernwärmenetz voraus.

Weitere Schlussfolgerungen, die unmittelbar *aus dem Substitutionsmodell (Abschnitt 7) formuliert* werden können, sind in den nachfolgenden Thesen zusammengefasst worden:

– Substitution von Erdöl erfordert grosse finanzielle und strukturelle Anstrengungen. Wenn auch der grössere Anteil auf die Elektrizität fällt, so ist doch zu bemerken, dass auch ohne Erdölsubstitution etwa die Hälfte der auf die Elektrizität fallenden 0,7 Milliarden Fr./a ausgegeben werden müssten.

– Verwendung des Erdgases nach der Prioritätenreihenfolge: Industrie–Fernheizwerke (Grundlast)–Privathaushalte und Gewerbe. Auf diese Weise kann ein genügend hoher Lastfaktor erreicht werden, wodurch kostspielige Speicher reduziert werden. Weil die Verteilkosten zu den kleinen Privatabnehmern verhältnismässig teuer sind, ist anzustreben, gewisse Regionen des Landes auszuscheiden, wo die Energielieferung (neben Elektrizität für Kraft und Licht) auf Erdgas konzentriert wird.

– Fernheizungen: Es ist anzustreben, in den grösseren Ortschaften des Landes Fernwärmeversorgungsanlagen zu

erstellen. Diese sollten die Grundlastwärme von Kernkraftwerken beziehen, sofern die Distanz zu den Produktionszentren je nach Grösse der Siedlung innerhalb von 20–50 km liegt.

Innerhalb einer Fernheizanlage muss die Anschlussdichte möglichst hoch sein (Anschlusszwang!).

Im selben Stadtquartier dürfen Fernheizung und Gasversorgung nicht kollidieren.

– Elektrische Heizungen: Diese sollen hauptsächlich in kleineren Ortschaften (unter 10 000 Einwohnern), in ländlichen Gegenden und unter Umständen in Altstadtquartieren (wenn Fernheizungen strukturell prohibitiv werden) eingesetzt werden. Wenn die Technik der Wärmepumpe es erlaubt, sollte ein grösserer Anteil der Elektroheizungen auf diese ökologisch vorteilhafte Methode umgelegt werden, als im Modell vorgesehen ist.

– Industrie: Alle geeigneten wärmeverbrauchenden Prozesse sollten entweder auf Elektrizität [1]) oder auf Erdgas umgestellt werden. Im letzteren Fall Erdgas als Grundlastbrennstoff oder als Pufferbrennstoff im Sommer zum Ausgleich des Erdgaskonsums der Winterheizungen, Spitzendeckung und Winterbetrieb mit Erdöl.

Jede Energiekonzeption ist neben einem technisch-wirtschaftlichen und einem ökologischen auch ein politisches Problem mit gewaltigen Dimensionen. Im Kleinstaat Schweiz mit der direkten Demokratie sind die Grenzen gesetzt.

Das Ziel dieser gemeinsamen Studie VSE, BBC und Sulzer war nie ein politisches, sondern ein technisch motiviertes. Die Rangfolge der ausgewerteten Zielfunktionen für die Erzeugung von Elektrizität und Wärme gibt die Antwort auf die Frage, ob das für die Schweiz vorzusehende Substitutionsprinzip: Kernenergie und Erdgas, einer kritischen Betrachtung standhält.

Diese Frage darf für das vorgeschlagene wünschbare Modell (Tabelle XIX im Abschnitt 7) ohne Vorbehalte bejaht werden.

Da der Kernenergie in der Schweiz eine grosse Bedeutung zugemessen wird, soll im Abschnitt 9 eine mögliche Reaktorstrategie unter besonderer Berücksichtigung der schweizerischen Verhältnisse angefügt werden.

[1]) Der Elektrokessel sollte wieder vermehrt eingesetzt werden. (1946 wurden 1,4 TWh für Elektrokessel verwendet, 1973 nur noch 0,05 TWh.)

9. Reaktorstrategie unter besonderer Berücksichtigung der schweizerischen Verhältnisse

9.1 Grundsätzliche Überlegungen zur Sicherstellung der Kernbrennstoffversorgung als Grundvoraussetzung für den Einsatz der Kernenergie

Im Gegensatz zu Erdöl wird Uran und Thorium über die ganze Welt verstreut gefunden. Die Uranreserven (westliche Welt, Stand 1973) [18, 19] werden nach Kostenklassen eingeteilt:

Tabelle XXV

Kostenklasse	Vorrat
0– 5 \$/lb U_3O_8	$0{,}7 \cdot 10^6$ sht [1])
0–10 \$/lb U_3O_8	$1{,}5 \cdot 10^6$ sht
10–15 \$/lb U_3O_8	$1{,}0 \cdot 10^6$ sht

[1]) 1 sht = 907,185 kg

Die kostengünstigen Reserven bis zur Kostenklasse 10 \$/lb U_3O_8 liegen etwa zu ⅓ in den USA und zu etwa je $^1/_5$ in Südafrika, Australien und Kanada. Die langfristige Uranversorgung kann mit einigem Optimismus betrachtet werden. Die Vorräte in der Kostenklasse 10–15 \$/lb werden heute mit $1 \cdot 10^6$ sht [1]) veranschlagt, sind aber sicher grösser. Die Skala geht weiter bis zum Uran in den Meeren, über dessen Gewinnungskosten man nur Vermutungen anstellen kann. Eine Kostensteigerung von 10 \$/lb U_3O_8 auf 15 \$/lb U_3O_8 würde lediglich 20–25 % der Brennstoffkosten beeinflussen. Grundsätzlich ist festzuhalten, dass steigende Urankonzentratkosten die *Brennstoffkosten nur anteilmässig* erhöhen.

Eine Abschätzung mit möglichen Verbrauchszahlen an Konzentrat zeigt, dass der Bedarf der westlichen Welt bis in das Jahr 1990 gedeckt werden könnte, ohne dass neue Uranbergwerke in Betrieb genommen werden müssten (Fig. 4 [20]).

Wie bei allen Rohstoffen besteht auch hier das Problem, die Produktionskapazität dem Bedarf anzupassen.

Als Leitgedanke ist anzuführen, dass die Bauzeit für Kernkraftwerke von 6–8 Jahren wesentlich länger ist als die Einrichtungszeit von 3–5 Jahren für Bergwerke, die bisher wegen mangelnder Nachfrage nicht auf die volle mögliche Förderkapazität gebracht wurden.

Langfristig gesehen, stellt sich das Problem der Uranversorgung und der *besseren Ausnutzung* des Brennstoffes. Bevor eine Weltbilanz an Kernbrennstoff für das Jahr 2000 gemacht werden kann, ist folgende Frage zu beantworten:

– Wie gross ist der Energieinhalt E von 1 sht U_3O_8 unter Benutzung der Leichtwassertechnologie mit und ohne Rückführung von Plutonium und angereichertem Uran aus der Wiederaufarbeitung? (Annahmen: 33 %-Wirkungsgrad für Kraftwerk.)

Eine Rechnung ergibt:

E ohne Rückführung: $360 \cdot 10^9$ Btu je sht U_3O_8 [2])

E mit Pu und aufbereitete Uranrückführung:
$430 \cdot 10^9$ Btu je sht U_3O_8

Eine andere Kennzahl F ist der mittlere U_3O_8-Bedarf je MW_e bei der Leichtwassertechnologie, wobei mit einer 3 %-Urananreicherung und mit einer Abreicherung des Urans in der Diffusionsanlage von 0,3 % gerechnet wird.

[1]) 1 sht = 907,185 kg
[2]) 1 Btu = 0,251996 kcal

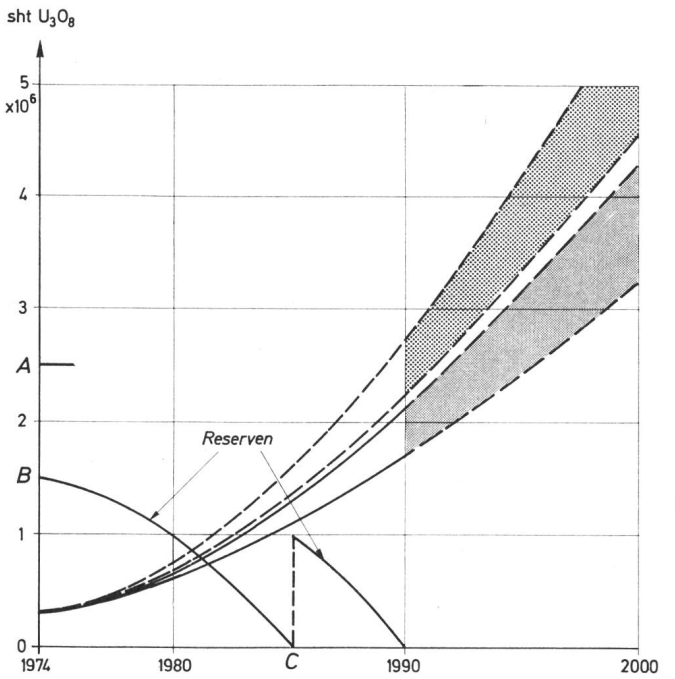

Fig. 4 Uranbedarf und Uranreserven der westlichen Welt

Bedarf ohne fortgeschrittene Reaktoren

Bedarf mit fortgeschrittenen Reaktoren

Sichere Reserven der westlichen Welt, Stand März 1974 (kumulativ)

A bis 15 \$/lb U_3O_8
B bis 10 \$/lb U_3O_8
C Beginn der Nutzung von Uran der Preisklasse 15 \$/lb U_3O_8

Folgende numerische Resultate sind für die Kennzahl F berechnet worden:

$$F\left(\frac{\text{sht } U_3O_8}{MW_e}\right) = 0{,}198 \text{ ohne Pu-Rückführung}$$

Mit *Pu*-Rückführung: $F = 0{,}168$

Beim Hochtemperaturreaktor mit dem sogenannten «feed and breed»-System (Uran-Thorium-Zyklus) erniedrigt sich diese Kennzahl F auf 0,095–0,11 sht je MW_e, was auf ein besseres Konversionsverhältnis hinweist.

Der effektive Ausnutzungsfaktor der theoretisch in einer Gewichtseinheit spaltbaren Urans vorhandenen Energie ist leider sehr klein und beträgt weniger als 1 %.

Die Verbesserung der *Brennstoffausnutzung* ist die eigentliche Motivation der Brüterentwicklung (und nicht niedrigere Energiegestehungskosten). Durch den Einsatz von Brütern verringert sich diese spezifische Grösse des U_3O_8-Bedarfes erheblich. Sie hängt im wesentlichen von der Brutrate bzw. von der Zeit ab, in der das ursprüngliche Spaltinventar wieder «erbrütet» wird. Eine Charakterisierung der Vor- und Nachteile der entsprechenden Reaktortypen folgt später.

Jede Reaktorstrategie kann nur *weltweiten Charakter* haben. Sie wird von folgenden Faktoren beeinflusst:

– Wachstumsrate und Bedarf an Elektrizität und Prozesswärme auf nuklearer Basis [21].

– Spezifischer Brennstoffbedarf der Reaktortypen und Weltvorrat an Uran bzw. Thorium. Die Vorräte an Thorium sind schätzbar und sollen den vierfachen Wert der Uranvorräte ausmachen. Speziell thoriumhaltig sind die Monazit-Sande, die zum grössten Teil in Indien vorkommen.

– Technische und industrielle Einsatzreife der Reaktoren der sogenannten 2. und 3. Generation wie Hochtemperaturreaktor und Brüter.

– Wirtschaftspolitische und geographische Gegebenheiten.

Die Schweiz liegt im europäischen Raum, der vor allem von den USA stark beeinflusst wird. Spezifisch schweizerisch kann nur die Tatsache sein, dass wegen der Beschränktheit des Raumes und der Mittel zukünftige energietechnische Schritte in bezug auf Einführung neuer Reaktortypen behutsam und erst nach gehöriger Erprobung in grossen Ländern gemacht werden können.

Abschätzungen des Uranbedarfes der westlichen Welt bis zum Jahr 2020 bei völlig verschiedenen Annahmen [22][1]) über die Zunahme des Energieverbrauches ergeben klare Aussagen über die Reaktorstrategie. Die Bedeutung dieser Aussage für die Schweiz wird im Abschnitt 9.2 diskutiert.

Annahmen der USAEC (1972) für die USA unter Berücksichtigung folgender Wachstumsraten:

1991–1995	5,8 % p.a.
1996–2000	5,8 % p.a.
2001–2005	2,8 % p.a.
Nächste Jahre	dito

Wenn auch das USA-Modell, ausgearbeitet von A. Bethe und Ch. Braun von der Cornell University, den Bedarf der übrigen westlichen Welt nicht berücksichtigt, muss es in seinen *generellen Schlussfolgerungen als repräsentativ angesehen* werden.

Bis in das Jahr 2000 spielen die Leichtwasser-Kraftwerke nach Ansicht dieses Modells eine dominante Rolle. Eine Ergänzung durch Hochtemperaturreaktoren findet statt. Die Dominanz dieser Reaktorsysteme über die Leichtwasserreaktoren beginnt erst ab dem Jahr 2000.

Diese Annahmen können sehr einfach kontrolliert werden, wenn die Literatur hinsichtlich Entwicklungsstand der Reaktoren der 2. und 3. Generation konsultiert wird.

Grundsätzlich benötigen heute Reaktorkonzepte und deren Einführung auf dem Markt mehr Zeit als vorgesehen. Die Strategie muss selbstverständlich im Zyklus von 3 Jahren aufgrund der Erfahrungen neu durchgedacht werden.

Vom Brennstoffkreislauf her gesehen, ist der *Brüter* mit einer *hohen Brutrate* erforderlich und eine *Notwendigkeit*. Eine entsprechende Rolle spielen diese Systeme erst ab dem Jahr 2000. Der U_3O_8-Bedarf geht beim Einsatz der Brüter spezifisch gesehen stark zurück, d. h., die Ressourcen werden geschont. Allerdings muss zuerst bewiesen werden, dass so hohe Brutraten technisch realisiert werden können. Folgende technische Schlussfolgerungen können aus diesen Studien [19, 20] gezogen werden:

– Der mögliche Energieverbrauchsanstieg nach dem Jahr 2000 hat keinen entscheidenden Einfluss mehr auf den U_3O_8-Bedarf, da symbiotische Reaktorstrategien [23] (Brüter in Verbund mit Konvertern) gewissermassen Isotopentrennanlagen unnötig machen.

[1]) In dieser Arbeit wird gezeigt, dass Wachstumsmodelle mit Sättigungscharakter deutlich geringere Verbrauchswerte als die auf exponentiellem Verlauf fussenden aufweisen. Aber die absolut prognostizierten Werte sind immer noch recht hoch. In diesem weiten Streubereich haben die vorliegenden Schlussfolgerungen Gültigkeit.

– Die Zeitfestlegung für die kommerzielle Einführung der sogenannten fortgeschrittenen Brüter hat den grössten Einfluss auf den U_3O_8-Bedarf. 5 Jahre Verspätung gegenüber der Prognose nach Fig. 5 bedeuten einen Mehrbedarf von 0,6 Millionen t U_3O_8.

– Der Effekt der sogenannten Plutonium-Rückführung in Leichtwasserreaktoren (Wiedereinsetzen des erzeugten spaltbaren Materials) bringt eine 10prozentige Reduktion des U_3O_8-Verbrauches um das Jahr 2000 herum.

– Es braucht nicht betont zu werden, wie wichtig die erreichbare Brutrate bei den Brütern wird. Eine Reduktion des Brutfaktors von 1,3 auf 1,2 bewirkt im Jahr 2020 eine Erhöhung des U_3O_8-Bedarfes um rund $77 \cdot 10^3$ t. Die Brüter-Entwicklung im Jahre 1974 gibt sich wenig optimistisch in bezug auf die Realisierung eines hohen Brutfaktors. Man würde einen Faktor um ~1 als sehr annehmbar bezeichnen.

– Wird der Brüter nicht eingesetzt, werden die Ressourcen an Uran entsprechend rascher aufgebraucht. Man würde dann in eine Situation hineinkommen, die etwa mit der Vorratsdauer der Steinkohle vergleichbar wäre, und diese wird auf rund 200 Jahre geschätzt bei einer Erhöhung des Kohlenanteiles an der Bilanz.

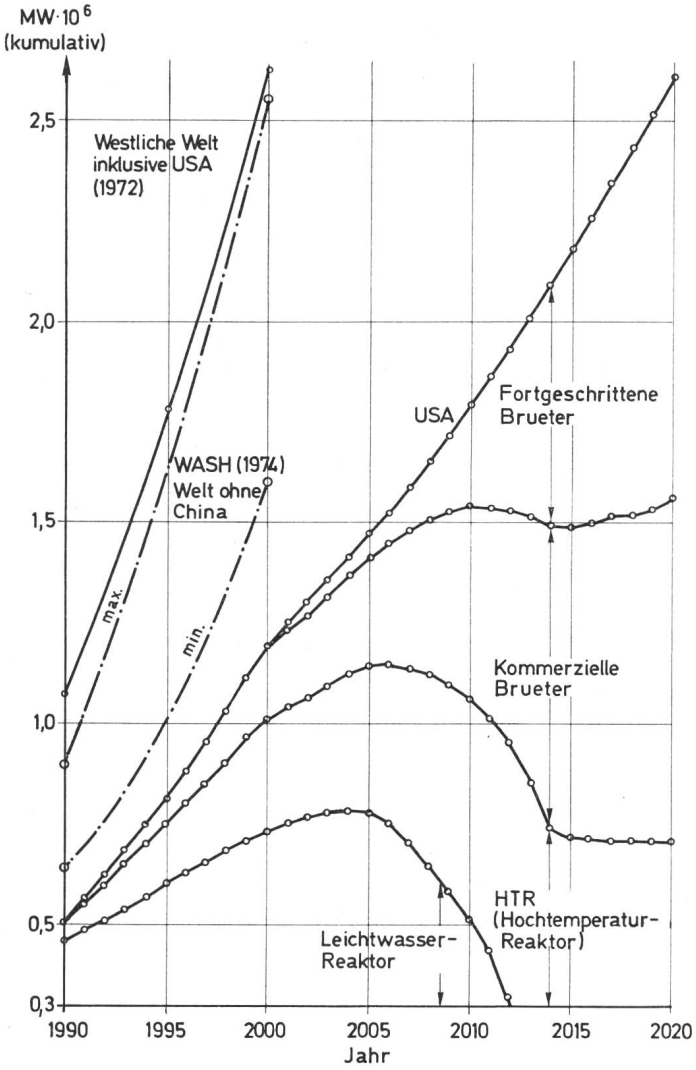

Fig. 5 Zukünftige nukleare Kapazität (kumuliert) für die USA und die westliche Welt (inkl. letzte Prognose WASH-1139 [1974] für die ganze Welt ohne China).

Begriffe:
Kommerzielle Brüter = Brüter mit oxydischem Brennstoff, entsprechend Verdoppelungszeiten von 60 bis 22 Jahren
Fortgeschrittene Brüter = Brüter mit karbidischem Brennstoff, entsprechend Verdoppelungszeiten von 10 Jahren.

Hochtemperatur- und Brutreaktoren bilden nach dieser Strategie das Rückgrat der Kernenergie nach dem Jahr 2000. Diese Aussage muss in einigen Jahren wieder überprüft werden.

9.2 Spezielle Aspekte der Kernenergie unter Berücksichtigung der spezifisch schweizerischen Probleme

9.2.1 Allgemeine Aspekte der Kernenergie

9.2.1.1 Folgende Gesichtspunkte sind zu prüfen

U_3O_8-Vorräte, Preise und Versorgungssicherheit, Anreicherung (für Leichtwasser- und Hochtemperaturreaktoren), Fabrikation des Brennstoffes, Wiederaufbereitung des Brennstoffes unter Berücksichtigung der Plutonium-Rückführung.

Der Uranbedarf eines Kernkraftwerkes lässt sich viele Jahre im voraus abschätzen. Sofern rechtzeitig eine Anpassung der Kapazitäten der Bergwerke stattfindet, ist die Versorgung – allerdings zu höheren Kosten – bis über das Jahr 1992 hinaus gesichert und sogar unter der Annahme, dass Hochtemperaturreaktoren und Brüter, die ihnen in der Reaktorstrategie zugeschriebene Rolle nicht spielen (siehe Fig. 5).

Wesentlich unsicherer sind die Voraussagen über die mögliche Bereitstellung von Kapazitäten für die Urananreicherung. Der jährliche Bedarf der westlichen Welt an Urantrennarbeit [1]) wird von etwa 10 000 t TAE im Jahre 1974 auf etwa 30 000 t TAE im Jahre 1980 und 1990 sogar mehr als auf 100 000 t TAE steigen.

Die USAEC könnte diesen Bedarf mit einer Kapazität von 28 000 t TAE bis 1983 decken.

Andere Möglichkeiten bestehen in Europa:

URENCO (Zentrifugenverfahren) und EURODIF (Diffusionsverfahren) bilden eine Ergänzung, und es ist anzunehmen, dass die Uranlieferanten selbst wie Kanada und Südafrika sowie Australien eigene Anlagen aufbauen wollen.

Das technische Problem ist lösbar, und es wäre wünschenswert, dass das Zentrifugenverfahren, das mit einem Energieverbrauch von 200 kWh je kg TAE rechnet, d. h. ein Faktor 10 weniger als das Diffusionsverfahren [2]), zum Durchbruch käme.

Dies bedeutet, dass eine Zentrifugenanlage von 1000 t TAE anstelle von 250 MW Anschlussleistung einer Diffusionsanlage nur 25 MW benötigen würde.

Die Fabrikation des Brennstoffes bietet aus der Sicht der industriellen Kapazität keine Probleme. Die Fabrikationsschritte sind weitgehend automatisierbar.

[1]) TAE = Urantrennarbeit (in der deutschen Literatur oft UTA genannt, in den USA unter SWU = separative work unit bekannt) ist ein Mass für die notwendige Trennarbeit, um aus natürlichem Uran ein angereichertes Uran herzustellen unter Berücksichtigung der Tatsache, dass das sogenannte «feed»-Material nicht vollständig abgereichert werden kann.

Ein Beispiel sei aufgeführt: Um 1 kg angereichertes Uran mit einem U-235-Anreicherungsgrad von 3 % herzustellen, werden bei einem «feed»-Material von 0,711 % U-235-Gehalt und bei einer Abreicherung des «feed»-Materials auf 0,2 U-235-Gehalt 4,306 TAE benötigt.

Ein 1000 MW Leichtwasserreaktor braucht jährlich etwa 116 000 kg TAE.

[2]) Der Elektrizitätsverbrauch der Isotopentrennanlagen mit Hilfe der Diffusion ist sehr hoch. Eine Faustregel besagt, dass man aus einer gegebenen Menge angereicherten Urans von 3 % etwa das 20fache an Energie herausholen kann, als was man hineingesteckt hat in Form von Trennarbeit und übrigen Fabrikationsprozessen.

Grosse Schwierigkeiten sind 1980 auf dem Sektor der Wiederaufbereitung zu erwarten. Die europäischen und amerikanischen Zentren haben Probleme, die grob mit den Stichworten: Umweltschutz, Sicherheit der Anlagen und Lagerung der hochaktiven Abfälle, zusammengefasst werden können.

Für die Schweiz zeichnet sich hier für die Jahre nach 1982 ein bedrohlicher Engpass ab, der nur behoben werden kann, wenn frühzeitig in irgendeiner Form im Ausland eine Beteiligung an einem Wiederaufbereitungszentrum erworben wird. Es könnte durchaus der Fall sein, dass nach dem Verursacherprinzip gewisse radioaktive Abfälle wieder in die Schweiz reimportiert werden müssen.

9.2.1.2 Vorratshaltung

Nach erfolgtem Brennstoffwechsel reicht die vorhandene Ladung eines Kernkraftwerkes in der Regel für rund 10 Monate Vollastbetrieb. Anschliessend ist es möglich, mit linear abfallender Leistung die Anlage weiterzubetreiben.

Pro Monat beträgt der Leistungsverlust etwa 5 % der Nominalleistung.

Neuen Brennstoff auf Vorrat zu lagern bietet keine grossen technischen, sondern nur finanzielle Probleme. Allerdings sind bei der Vorratshaltung im grossen Stil einige Fragen in bezug auf die Herstellergarantie noch unabgeklärt. Eine Unterstützung des Bundes scheint angezeigt in Analogie zur kriegswirtschaftlichen Vorratshaltung von flüssigen Brenn- und Treibstoffen.

Neben dem Brennstoff sind eine Reihe weiterer Betriebsstoffe und Reserveteile, die nur im Ausland zu beziehen sind, auf Lager zu legen.

Solange die Schweiz über keine eigene Aufbereitungsanlage verfügt, sind dem Betrieb der Kernkraftwerke zeitliche Grenzen gesetzt, da nur beschränkte Lagerkapazität für abgebrannte Brennelemente vorhanden ist.

9.2.1.3 Abfallagerung

Die Forschung nach geeigneten Endlagerstätten in der Schweiz wird durch das «Konsortium Untertagespeicher», dem auch die «Nationale Gesellschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle» (NAGRA) angehört, durchgeführt.

Im Vordergrund stehen grössere Anhydrit-Gips-Vorkommen im Jura, die nach Ansicht der Geologen stabile Formationen darstellen[1]) und für eine Endlagerung in einigen hundert Metern Tiefe – 200 000 bis 300 000 Jahre – in Frage kommen.

Da die Erschliessung eines solchen Lagers erfahrungsgemäss sehr lange Zeit in Anspruch nimmt, ist ein Zwischenlager (z. B. Kaverne Lucens) unbedingt zu forcieren.

Langfristig ist damit zu rechnen, dass der verfestigte hochaktive Abfall aus den Aufbereitungsanlagen wieder zurückgenommen werden muss. Die von der NAGRA zu suchenden Endlagerstätten müssen diesem Umstand Rechnung tragen. Spezielle Aspekte der Einlagerungstechnologie von hochaktiven Abfällen, besonders die Probleme ihrer Wärmeabfuhr, müssen vorher untersucht werden. Wichtig ist, dass keine weitere Zeit verlorengeht.

[1]) Im Gegensatz zu den Alpen, die geologisch noch nicht zur Ruhe gekommen sind.

9.2.1.4 Personalausbildung

Für die Erstellung, Inbetriebnahme und den Betrieb der Kernkraftwerke braucht es weltweit besonders ausgebildete Fachkräfte aus verschiedenen Berufsrichtungen, die grundsätzlich vor dem Einsatz einem harten Training (mit Simulatoren) zu unterwerfen sind und in den Belangen «Sicherheit der Kernkraftwerke» eine besondere Ausbildung nötig haben. Dieses Ausbildungsproblem ist grundsätzlich durch Schulungsprogramme lösbar; es zeichnet sich wiederum für die Schweiz ein Engpass ab, der einen spezifisch schweizerischen Grund als Ursache hat. Die schweizerischen Hochschulen, insbesondere die beiden Eidgenössischen Technischen Hochschulen, haben der praktischen Entwicklung der Kernenergie nicht die Bedeutung und Priorität zugemessen, wie dies in anderen europäischen Ländern durch ihre nationalen Programme manifestiert wird. In der ersten Phase der Kernenergie in der Schweiz haben die Betreiber mit Hilfe der Spezialisten aus der Pionierzeit ein eigenes Kader herangezogen. Der Nachwuchs aus Hochschule und Höheren Technischen Lehranstalten mit der verlangten besonderen Vorbildung fehlt. Es sind deshalb alle Anstrengungen zu unternehmen, dass – wenigstens langfristig gesehen – diese Lücke geschlossen werden kann.

9.2.1.5 Bewilligungsverfahren

Die Schweiz wird auf diesem Sektor, d. h. in der atomrechtlichen Bewilligungspraxis, auch in der Zukunft immer mit Engpässen zu rechnen haben. Das hängt nicht so sehr mit der Grösse dieses Apparates zusammen. Durch das Fehlen einer schweizerischen Reaktorindustrie, die über ein eigenes Entwicklungspotential verfügen müsste, sind die direkten Kontakte zwischen Behörde und Reaktorhersteller erschwert (Ausland, Fabrikationsgeheimnis, Prüfcodes). Es ist daher praktisch ausgeschlossen, Systeme, die in einem anderen Land das Genehmigungsverfahren noch nicht erfolgreich abgeschlossen haben, in der Schweiz einzuführen. Allein die Vielfalt bewährter Typen führt schon aus verschiedenen Gründen zu Schwierigkeiten (langwieriges Bewilligungsverfahren).

9.2.1.6 Strahlenbelastung

Die Konstruktionen zu zukünftigen Reaktoranlagen haben dem Umstand der Strahlenbelastung des Betriebs- und Revisionspersonals vermehrt Beachtung zu schenken.

Die zunehmende Betriebserfahrung sollte es möglich machen, dass Arbeiten an stark strahlenden Komponenten mit besseren Abschirmungsmöglichkeiten – aber auch vermehrt fernbedient – durchgeführt werden können.

9.2.1.7 Schutz gegen Sabotage und sichere Aufbewahrung von radioaktiven Abfällen im Werk

Leider hat die allgemeine Unsicherheit in der Welt die Problemstellung: Schutz vor Sabotage und Diebstahl von radioaktivem Material, aktuell werden lassen.

Gegen Sabotage kann man sich partiell durch geeignete Massnahmen schützen. Neben passiven Massnahmen baulicher Art und in Form von Alarmanlagen ist ein Krisenplan für die aktive Abwehr unter Einbezug aller Möglichkeiten sorgfältig zu erstellen. In Übungen muss das Abwehrdispositiv getestet werden.

Sorgfalt und Überwachung verhindern auch den Diebstahl von radioaktivem Material, der unter anderem als Tatmotiv nicht nur Bereicherung beinhaltet, sondern auch das Zerstören der Gesellschaftsordnung.

9.2.1.8 Stillegung der Anlage

Vorausgesetzt, dass genügend Endlagerkapazität für radioaktive Abfälle vorhanden ist, dürfte alles machbar sein. Unter Berücksichtigung der «Notlage» in bezug auf günstige Standorte könnte man sich vorstellen, dass sich ähnliche Verfahren der Werkerneuerung durchsetzen, wie sie von den thermischen Kraftwerken bekannt sind.

Zürich, Baden und Winterthur, im August 1975.

Literatur

[1] Städtefernheizung. Bericht im Auftrag des Eidg. Amtes für Energiewirtschaft erstellt von Gebrüder Sulzer AG, Winterthur.
[2] Z. B. *H. W. Köhler:* Sonnenenergie, Technische Rundschau 1974, Nr. 49 (26. November), 51 (10. Dezember) und 53 (24. Dezember).
[3] *C. F. Kollbrunner* und *H. Stauber.* Institut für bauwissenschaftliche Forschung, Hefte 24/1972 und 25/27/1973, Verlag Leemann, Zürich.
[4] *R. Hohl:* Fernbeheizte Schweiz? Die totale Energieverwertung und ihre mögliche Rolle in einer umweltfreundlichen Gesamtenergieversorgung. BBC-Mitt. 60/1973 (6), S. 253–264.
[5] Brennstoff/Wärme/Kraft, 1973, Nr. 12.
[6] Prognose des Erdölausschusses der OECD, 1973.
[7] Kommission der Europäischen Gemeinschaften. Dokument SEK (72) 3283 vom 4. Oktober 1972.
[8] ESSO Informations-Programm Nr. 3, August 1974, 2000 Hamburg 60.
[9] *C. Starr, M. A. Greenfield* und *D. F. Hans Knecht:* A comparison of public health risks: nuclear VS oil-fired power plants. Nuclear News, Oktober 1972.
[10] *R. Rometsch:* Wohin mit den radioaktiven Abfällen aus der Gewinnung von Atomkernenergie? Bull. SEV, «Seiten des VSE», 20(1973)16.
[11] *A. Milnes:* Geologische Aspekte der Endlagerung radioaktiver Abfälle in der Schweiz. NZZ, Forschung und Technik, 1974, Nr. 418.
[12] *H. J. Otway* und *R. C. Erdmann:* Reactor Siting and Design from a Risk View point. Nucl. Engineering and Design 13(1970)365.
[13] Rasmussen-Report: Reactor Safety Study. An assessment of accident risks in U.S. commercial nuclear power plants. USAEC, August 1974.
[14] *F. Kneschaurek:* Energie, Elektrizität und Umwelt. Bull. SEV «Seiten des VSE» 20(1973)14.
[15] *H. Mühlhäuser* und *W. Helbling:* Technische und wirtschaftliche Aspekte der Verwendung von Wärme aus Kernkraftwerken zu Heizzwecken. VGB Kraftwerkstechnik 54(1974)12, Seiten 775–782.
[16] Bull. SEV/VSE 65(1974)10, Seiten 352–353.
[17] *R. Ecabert* und *H. J. Leimer:* Gedanken zum Energiekonzept der Schweiz. Neue Zürcher Zeitung, 23. April 1975.
[18] *E. Keltsch:* Mittel- und langfristige Sicherstellung der Kernbrennstoffversorgung. Atomwirtschaft 19(1974), S. 334.
[19] Draft Report on Uranium Resources. Production and Demand. OECD-ENEA. SEN/NELT (70)2, Revised May 1970.
[20] USAEC-Report WASH 1139 (1972) und *H. R. Hampel:* Die Versorgung mit Uran. Atomwirtschaft 7(1973), S. 330.
[21] *H. Mendel:* Die künftige Rolle der Kernenergie als Primärenergie. Atomwirtschaft 15(1970), S. 220.
[22] *H. Lienhard* und *U. Hartmann:* Abschätzung des zukünftigen Elektrizitätsbedarfes der Schweiz aufgrund von simulierten Trendprognosen bis 1985. Elektrizitätsverwertung 48(1973), S. 357.
[23] *H. K. Kohl, G. Sarlos* und *W. Seifritz:* Über die Notwendigkeit von Brutreaktoren. Neue Technik 9(1974), S. 343.

Nationale und internationale Organisationen
Organisations nationales et internationales

VSE UCS

Eidg. Fachkommissionen für Nutzung der Sonnenenergie und der Erdwärme

Der Vorsteher des Eidg. Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartementes, Bundesrat Willi Ritschard, hat zwei neue Fachkommissionen gebildet:

1. Die schon früher angekündigte Fachkommission für die Nutzung der *Sonnenenergie* hat insbesondere den Auftrag, die nationalen Anstrengungen der Bundesstellen, der Forschungsanstalten und der Privatwirtschaft auf dem Gebiete der Nutzung der Sonnenenergie zu fördern und zu koordinieren.

Vorsitzender:

dipl. Ing. Riccardo Müller, Eidg. Amt für Energiewirtschaft, Bern;

Mitglieder:

Dr. Jean-Claude Courvoisier, Genf, Vizepräsident der Schweizerischen Vereinigung für Sonnenenergie;

Dr. André Faist, ETH Lausanne, Lausanne;

Dr. Hans Glavitsch, Dättwil, Vertreter der Eidg. Kommission für die Gesamtenergiekonzeption;

Dr. Roland Hofmann, Eidg. Amt für Wissenschaft und Forschung, Bern;

Dr. Paul Kesselring, Eidg. Institut für Reaktorforschung, Würenlingen;

Max Luther, Schweiz. Aluminium AG, Zürich;

dipl. Arch. Robert Rietiker, Göhner AG, Zürich;

Dr. Peter Valko, Schweiz. Meteorologische Zentralanstalt, Zürich;

Sekretär:

dipl. Ing. Pierre Chappuis, Eidg. Amt für Energiewirtschaft, Bern;

2. Die andere Fachkommission hat im wesentlichen den Auftrag, die wissenschaftlichen, technischen und wirtschaftlichen Aspekte der *Nutzung geothermischer Energie sowie der Wärme-*

Institution de commissions pour l'étude de l'énergie solaire et de l'énergie géothermique

Le conseiller fédéral W. Ritschard, chef du Département des transports et communications et de l'énergie, a institué deux nouvelles commissions:

1. La commission de *l'utilisation de l'énergie solaire,* dont l'institution a déjà été annoncée il y a quelque temps et qui est chargée d'encourager et de coordonner à l'échelon national les efforts des services fédéraux, des instituts de recherche et de l'industrie privée dans le domaine de l'utilisation de l'énergie solaire.

Président:

Riccardo Müller, Office fédéral de l'économie énergétique, Berne;

Membres:

Jean-Claude Courvoisier, Genève, vice-président de l'Association suisse pour l'énergie solaire;

André Faist, Ecole polytechnique fédérale, Lausanne;

Hans Glavitsch, Dättwil, représentant de la Commission fédérale de la conception globale de l'énergie;

Roland Hofmann, Office fédéral de la science et de la recherche, Berne;

Paul Kesselring, Institut fédéral de recherches en matière de réacteurs, Würenlingen;

Max Luther, Aluminium Suisse S.A., Zurich;

Robert Rietiker, Göhner S.A., Zurich;

Peter Valko, Institut suisse de météorologie, Zurich;

Secrétaire:

Pierre Chappuis, Office fédéral de l'économie énergétique, Berne.

2. La seconde commission est chargée, en substance, d'étudier les aspects scientifiques, techniques et économiques de *l'utilisation de l'énergie géothermique et de l'accumulation de chaleur*