Zeitschrift: Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria

Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband

Band: 73 (1981)

Heft: 7-8

Artikel: Der Einsatz von elektrischer Energie für Raumheizung und Warmwasserbereitung

Autor: Pfeiffer, Walter

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-941330

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: 23.08.2025

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

Der Einsatz von elektrischer Energie für Raumheizung und Warmwasserbereitung

Walter Pfeiffer

1. Energiepolitische Erwägungen

Die Diskussionen über Sinn oder Unsinn der Verwendung von Elektrizität für Raumheizung und Warmwasserbereitung sind zum Dauerbrenner geworden. Von den Befürwortern als notwendiger Beitrag zur Substitution von Heizöl bezeichnet, von den Gegnern als energietechnischer Unfug apostrophiert, steht die Elektroheizung mitten im Widerstreit der Meinungen. Von diesen energiepolitischen Auseinandersetzungen wenig beeindruckt, zeigt die Nachfragekurve so steil nach oben, dass sich die Elektrizitätswerke gezwungen sehen, die Anschlusskonditionen zunehmend zu verschärfen. Vielerorts hat die Nachfrage bereits derartige Ausmasse angenommen, dass sich die betreffenden Werke nur noch mit einem Anschlussmoratorium die nötige Verschnaufpause verschaffen konnten. Ein untrügliches und – so darf man wohl annehmen – für die Kritiker tröstliches Zeichen dafür, dass sich die Elektrizitätswirtschaft nicht nur in gescheiten Konzepten, sondern auch in ihrem täglichen Handeln der Grenzen einer sinnvollen Heizölsubstitution durch Elektrizität durchaus bewusst ist.

Dem vielschichtigen Problem vermag man nur durch differenzierte Überlegungen gerecht zu werden. Die Eidgenössische Kommission für die Gesamtenergiekonzeption (GEK) äussert sich im Band I ihres Schlussberichtes auf Seite 411 in dieser Sache wie folgt [1]:

«Zur Substitution von Erdöl kann und soll nach Auffassung der Kommission neben dem Erdgas, der Kohle, der Sonnenenergie, dem Holz und den neuen Energieformen auch die Elektrizität und Wärme aus Kernkraftwerken eingesetzt werden. Die elektrische Raumheizung ist angemessen einzusetzen. Wohl ist die Elektrizität eine hochwertige Energie; hochwertig sind aber auch das Erdöl oder das Erdgas. Da Uran nur zur Erzeugung von Elektrizität und Wärme gebraucht werden kann, ist ein angemessener Einsatz der Elektrizität und der Wärme aus Kernkraftwerken als Alternative zur Ölheizung in dafür geeigneten Gebieten ein zweckmässiges Substitutionsmittel. Andererseits sind einseitige Ausrichtungen auf die Heizung und Warmwasserbereitung mit Elektrizität (aus Kernkraftwerken) zu vermeiden und die anderen Substitutionsenergien wie Erdgas, Kohle, regenerierbare Ressourcen und Fernwärme (auch aus Kernkraftwerken) zu fördern. Gerade die Fernwärme aus Kernenergie bietet die Vorteile der Substitution von Erdöl, ohne mit dem Nachteil des Umweges über die Elektrizität behaftet zu sein. Aufgrund des besseren Wirkungsgrades der eingesetzten elektrischen Energie ist ferner der Einsatz der Wärmepumpe für Raumheizung und Warmwasserbereitung zu fördern.

Die Kernenergie lässt sich also auf zwei Arten für die Substitution von Erdöl einsetzen: über die Fernwärme und die Elektrizität. Diese beiden Substitutionsarten ergänzen sich gegenseitig.

– Die Fernheizung ist aufgrund ihres hohen Potentials sowohl für die rationelle Energieverwendung wie für die Substitution von Erdöl in dicht besiedelten Agglomerationen zu fördern.

– Die elektrische Raumheizung inklusive Wärmepumpen eignet sich am besten am Rand oder ausserhalb von Agglomerationen, in kleineren und mittleren Gemeinden, die nicht durch Gas- und Fernheiznetze erschlossen werden. Da die Elektrizität überall hinkommt und die Infrastruktur über das ganze Land schon besteht, wäre es sinnwidrig, der Elektroheizung nicht auch einen angemessenen Anteil an der Substitution zuzuhalten.

Die Kommission hat, im Bestreben, das Kernkraftwerkbauprogramm im Zügel zu halten, der Elektrizität eine relativ zurückhaltende Rolle beim Ersatz des Erdöls zugedacht. Das könnte später, zum Beispiel bei einer nächsten Erdölkrise, als Anachronismus taxiert werden; doch ist auf die gegenwärtige Zurückhaltung gegenüber der Kernenergie in verschiedenen Bevölkerungskreisen Rücksicht zu nehmen. Auch in dieser Hinsicht ist der Schlussbericht der Kommission ein Dokument der Zeitgeschichte. Bei der Überprüfung des GEK-Konzeptes in einigen Jahren ist diesem Umstand Rechnung zu tragen.»

Es wäre verfehlt, die Elektrowärme etwa im Hinblick darauf abzulehnen, dass sich in den Kernkraftwerken aktueller Bauart lediglich rund ⅓ der in der Form von nuklearem Brennstoff eingesetzten Primärenergie in Elektrizität umwandeln lässt. Denn nicht minder bedeutungsvoll ist der *Rohstoffwert.* Eine in dieser Hinsicht vorgenommene, grobe Klassierung der Energieträger ergibt Folgendes:

Hohe Rohstoffwertigkeit:

In absehbarer Zeit erschöpfbare Vorkommen von Bodenschätzen, die nicht nur energetisch von erstrangiger Bedeutung sind, sondern auch die unersetzliche Funktion als chemische Ausgangsstoffe zu erfüllen haben.

Beispiele: Kohlenwasserstoffe in der Form von Erdöl und Erdgas. Trotz der viel umfangreicheren Vorkommen gehört, langfristig betrachtet, auch die Kohle in diese Kategorie.

Geringe Rohstoffwertigkeit:

Biologisch regenerierbare, sowohl energetisch als auch anderweitig verwendbare Rohstoffe wie Holz, hohe Kohlehydratgehalte aufweisende Produkte des Ackerbaues, beispielsweise Gewinnung von synthetischem Treibstoff aus Zuckerrohr (Gasohol-Produktion in Brasilien).

Keine ausserenergetische Rohstoffwertigkeit:

Uran, Wasserkraft, Sonnenstrahlung, Erdwärme, Wind usw.

Es kommt nicht allein auf die für die Erreichung eines bestimmten Zweckes verbrauchte Menge an Primärenergie an. Ebenso bedeutungsvoll ist das qualitative Moment, ob ein Energieträger hoher oder geringer Rohstoffwertigkeit zum Einsatz gelangt. Daher kann ein auf der Verwendung eines verhältnismässig minderwertigen Primärenergieträgers fussendes Heizsystem auch bei tieferem Nutzungsgrad durchaus sinnvoller sein als eine Anlage, die wohl mit einem besseren Nutzungsgrad arbeitet, dafür aber einen wertvolleren Energierohstoff verbraucht.

Aufgrund physikalischer Gesetzmässigkeiten gewinnt man mit einer bestimmten Elektrizitätsmenge in der Regel die grössere Heizwärmemenge, wenn man den Strom für den Antrieb einer *Wärmepumpe* verwendet, statt ihn einfach über einen Heizwiderstand zu leiten. Wärmepumpenheizungen sind aber immer noch kostspielige Einrichtungen und lassen sich nur unter bestimmten Voraussetzungen sinnvoll einsetzen. Technische Schwierigkeiten bzw. das Fehlen günstiger Rohwärmequellen bilden zusammen mit den hohen Anlagenkosten die häufigsten Hindernisse für den Einbau solcher Aggregate, so dass die Anwendung der bewährten Widerstands-Heiztechnik in vielen Fällen nach wie vor zweckmässig und sinnvoll ist.

Die Frage nach der technisch und wirtschaftlich optimalen Heizanlage erheischt in jedem Fall einen die jeweiligen Gegebenheiten in ihrer Gesamtheit würdigenden Entscheid.

Das trifft namentlich auch für jedes mit elektrischer Energie betriebene Heizsystem zu, und zwar unbekümmert darum, ob jeweils ein auf der Basis des Wärmepumpenprozesses oder auf der herkömmlichen Widerstandsheizung fussendes Anlagenkonzept im Vordergrund steht.

2. Zur elektrizitätswirtschaftlichen Bedeutung der elektrischen Raumheizung und Warmwasserbereitung

2.1 Produktionswirtschaftliche Aspekte

Elektrizität muss genau im Zeitpunkt ihres Verbrauchs erzeugt werden. Produktion auf Lager ist ausgeschlossen. Sowohl die Erzeugungs- als auch die Übertragungs- und Verteilanlagen müssen deshalb nach Massgabe des höchsten Momentanverbrauchs – der sogenannten Spitzenbelastung – ausgelegt werden.

Dieser Umstand ist wirtschaftlich ausserordentlich folgenschwer, handelt es sich doch durchwegs um höchst kapitalintensive Maschinen und Einrichtungen. Amortisation, Verzinsung und Wartung fallen periodisch an, unbekümmert um den Grad, in welchem die Anlagen zur Elektrizitätserzeugung bzw. -übertragung eingesetzt werden. In der hydraulischen Stromerzeugung gibt es kaum produktionsabhängige Kosten. Die jeweils verfügbare Wassermenge begrenzt aber die Erzeugungsmöglichkeit. Dagegen verändern sich die Brennstoffkosten in den Wärmekraftwerken – wenn auch nicht direkt proportional – so doch im gleichen Sinne wie die elektrische Abgabeleistung, das heisst bei steigender Leistung nimmt der Brennstoffverbrauch zu und geht mit fallender Leistung zurück.

Nachdem die Preise für die fossilen Brennstoffe in den letzten Jahren stark gestiegen sind, erreichen die variablen Erzeugungskosten in konventionellen Wärmekraftwerken zurzeit 7 und mehr Rp./kWh. Dagegen ist der nukleare Brennstoff immer noch verhältnismässig billig, so dass die variablen Kosten in den Kernkraftwerken lediglich etwa 2 bis 2,5 Rp./kWh betragen. Um so grösser ist das wirtschaftliche Interesse, diese extrem kapitalintensiven Anlagen über möglichst viele Stunden des Jahres mit Vollast zu betreiben. Die gleichmässige Betriebsweise wird aber nicht nur aus diesen betriebswirtschaftlichen Gründen angestrebt. Auch in betriebstechnischer Hinsicht weist der kontinuierliche Vollastbetrieb eminente Vorteile auf, indem dadurch erstens der minimale spezifische Brennstoffverbrauch pro erzeugte kWh und zweitens die geringste Störungsanfälligkeit der Anlagen mit minimalen Kosten für Reparaturen und Ersatzstrombeschaffung erreicht wird. Ein durchgehender Vollastbetrieb der Kernkraftwerke liegt gleichermassen im Interesse der Kostensenkung wie des optimalen Primärenergieeinsatzes!

2.2 Die Abgabe von elektrischer Energie für Raumheizung und Warmwasserbereitung als Instrument zur Steuerung der Netzbelastung

Im Unterschied zu den meisten üblichen Verwendungszwecken wie Beleuchtung, Motorenantrieb, Kochen usw. (Standardkonsum) kann das Elektrizitätswerk die Stromabgabe für die Raumheizung und für die Warmwasserbereitung nach einem zum Verlauf der nicht beeinflussbaren Netzbelastung komplementären Zeitplan steuern. Das Ausmass dieser Einflussmöglichkeiten hängt vom Umfang ab, in welchem die Verbraucher in ihren Anlagen über Kapazitäten zur Speicherung von Heizwärme und von Warmwasser verfügen. Es handelt sich hier um angebotskonforme Lieferungen, die eine ideale Ergänzung zur Netzbelastung des Standardverbrauchs darstellen.

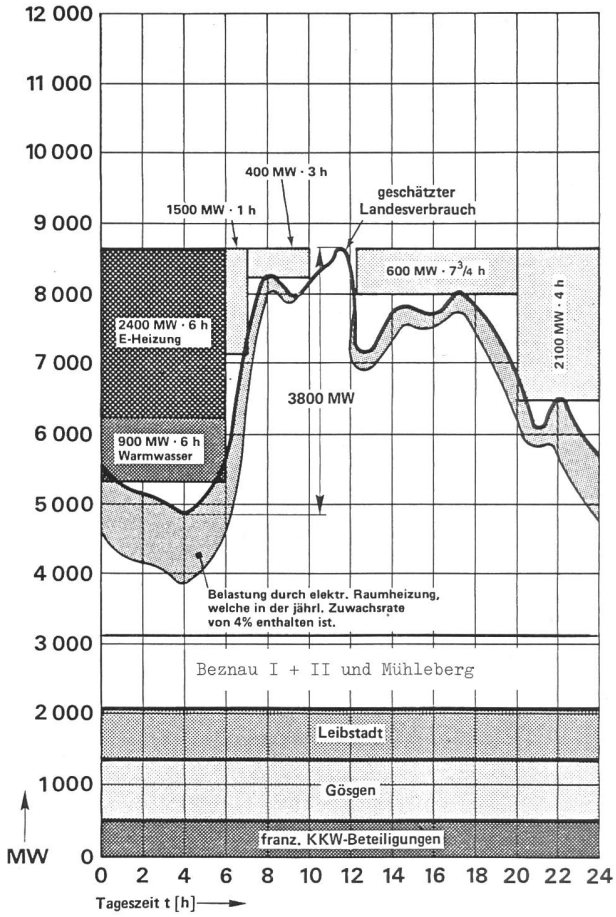


Bild 1. Tagesbelastungsdiagramm für die Schweiz am kältesten Tag des Winters 1985/86, Extrapolation unter der Voraussetzung einer jährlichen Zuwachsrate von 4% (aus «Elektrizitätsverwertung» 9/80).

Monovalent-elektrische Raumheizanlagen

Unter monovalent-elektrischen Raumheizungen werden nach dem Prinzip der Widerstandsheizung arbeitende oder auf der Wärmepumpentechnik fussende Systeme verstanden, die ausschliesslich mit der Endenergieform Elektrizität betrieben werden. Wird in einer Haushaltung keine andere Endenergieform als Elektrizität verwendet, spricht man von allelektrischer Versorgung.

Die Schweizerische Kommission für Elektrowärme (SKEW) hat in einem neulich veröffentlichten Bericht [2] untersucht, in welchem Ausmass sich monovalente, auf dem Prinzip der Widerstandsheizung fussende Elektroheizungen im schweizerischen Belastungsdiagramm in der Mitte der 80er Jahre voraussichtlich unterbringen lassen, ohne dass am kältesten Wintertag die Landes-Höchstlast von schätzungsweise 8700 MW überschritten würde. (Vergleiche das im Bild 1 gezeigte Belastungsdiagramm.)

Unter bestimmten Annahmen über die Zuteilung der elektrisch zu beheizenden Wohneinheiten auf verschiedene Gebäudekategorien sowie hinsichtlich Wärmedämmung, Heizkomfort, Freigabezeiten für Tagesnachladung usw. unterstellt der SKEW-Bericht, dass die spezifische Heizleistung pro Wohneinheit von gegenwärtig 14,7 kW bis 1986 auf etwa 12 kW gesenkt werden kann. Mit dem im Belastungsdiagramm in den Spätnachtstunden eingetragenen 2400-MW-Block liessen sich mithin rund 200 000 Wohneinheiten elektrisch beheizen, ohne dass die Netzkapazität – immer gesamtschweizerisch betrachtet – vergrössert werden müsste. Dazu kommen noch etwa 90 000 allelektrisch versorgte Wohneinheiten, die Mitte der 80er Jahre gewissermassen als Folge des selbsttätigen Substitutions-

prozesses im Betrieb sein werden und deren Elektrizitätsverbrauch in Bild 1 als schraffierte Fläche in Erscheinung tritt. Insgesamt dürften sich bis im Jahre 1986 gegen 300 000 Wohneinheiten allelektrisch versorgen lassen, ohne dass auf der Stufe Transportnetz für die Heizung zusätzliche Engpassleistung bereitgestellt werden muss. Gemessen am dannzumal voraussichtlich in der Schweiz vorhandenen Wohnungsbestand von 2,8 Mio Einheiten entspricht dies einem Anteil von etwa 10%. Zur Heizbelastung kommt noch der Verbrauch für die elektrische Warmwasserbereitung hinzu. Für den Anschluss von neu hinzukommenden Warmwasserspeichern ist im gezeigten Belastungsdiagramm für die Zeit nach Mitternacht eine Leistung von 900 MW ausgeschieden. Mit dieser Leistung lassen sich rund 300 000 Boiler mit dem Inhalt von 200 l bei 6stündiger Aufheizzeit jede Nacht aufladen.

Diese Schätzungen fussen auf der Analyse des übergeordneten Landes-Belastungsdiagrammes. In den einzelnen Ortsnetzen, insbesondere in den Quartierverteilungen, treten aber Engpässe auf, bevor in den übergeordneten Netzen von Regionen oder Landesteilen ein über 24 Stunden gleichmässiger Belastungsverlauf erreicht ist. Darauf wird im Abschnitt 4 näher eingetreten.

Alle diese Gegebenheiten begrenzen die Möglichkeiten für den Anschluss von weiteren monovalent-elektrischen Raumheizanlagen unter wirtschaftlich vertretbaren Bedingungen. Trotz dieser Begrenzung erscheint es sinnvoll und notwendig, die anderweitig nicht ausgenützten Netzkapazitäten für die Übertragung und Verteilung von Elektrizität zur Substitution von Heizöl heranzuziehen.

Bivalent-elektrische Raumheizanlagen

Wie im vorangehenden Abschnitt dargetan, findet die sinnvolle Verbreitung der monovalent- oder vollelektrischen Raumheizung dort ihre Grenzen, wo am sogenannten kältesten Tag ein theoretisch vollständiger Ausgleich des Netzbelastungsverlaufs über 24 Stunden erreicht ist. Die für die Auslegung einer Heizung massgebenden Minimaltemperaturen treten jedoch im Laufe der Jahre äusserst selten auf. Das hat zur Folge, dass die zur Verfügung zu stellenden Leistungen nur ausnahmsweise während der ganzen täglichen Freigabezeiten zur Ausnützung gelangen, was sich in entsprechend tiefen Benutzungsdauern der Jahreshöchstleistung niederschlägt. Als weitere Merkmale des Stromverbrauchs von vollelektrischen Heizungen sind die starke Witterungsabhängigkeit und das deutliche Überwiegen des Winteranteils zu nennen. Dadurch entstehen ausserhalb der Kältespitzenzeiten freie Netzkapazitäten, die sich durch den Anschluss von bivalenten Heizanlagen ausnützen lassen. Darunter werden Systeme verstanden, die den Heizenergiebedarf eines Gebäudes durch den Einsatz von zwei voneinander unabhängigen Endenergieformen decken. Bei der bivalent-alternativen Auslegung wird die leitungsgebundene Elektrizität in Kombination mit einem lagerfähigen Brennstoff eingesetzt. Der jeweilige Wärmebedarf wird oberhalb einer bestimmten Grenztemperatur elektrisch und im Bereich der ausgesprochen tiefen Aussentemperaturen ausschliesslich brennstoffseits gedeckt. Solche Anlagen erhöhen die Netzbelastung in den kritischen Kälteperioden nicht. Sie bilden eine ideale Ergänzung zu den vollelektrischen Heizungen und helfen mit, den mit steigender Aussentemperatur auch bei vielen herkömmlichen Verwendungszwekken zu verzeichnenden Lastabfall aufzufangen.

Je nach Auslegung und Betriebsart werden im Einzelfall 50 bis 80% des jährlichen Heizwärmekonsums elektrisch aufgebracht, so dass der Brennstoffanteil auf 20 bis 50% des jährlichen Heizwärmeverbrauchs zurückgeht (Bilder 2 und 3). In Altbauten hat das ein Ansteigen der Vorhaltezeit bei den vorhandenen Tankkapazitäten zur Folge, was dem Bezüger höhere Versorgungssicherheit und vermehrte Möglichkeiten zur Ausnützung von Preisschwankungen beim Öleinkauf bringt. In Neubauten kommt man mit geringeren Tankvolumina aus als im Falle monovalenter Ölheizungen.

Ein zweckmässiges Kriterium für die Steuerung der Umschaltung vom Elektro- auf den Brennstoffbetrieb und umgekehrt ist die vom Werk bei der Erteilung der Anschlussbewilligung festzulegende Bivalenz-Grenztemperatur, das heisst der Aussentemperatur, bei welcher von der einen zur anderen Energieform gewechselt wird. Aus ihr leitet sich die zu installierende Elektrowärmeleistung ab. Der Bezüger hat dafür zu sorgen, dass er bei den den Bivalenzgrenzwert unterschreitenden Aussentemperaturen den gesamten Wärmebedarf brennstoffseits zu decken vermag. In den Zeiten, in welchen die Aussentemperatur den Bivalenzgrenzwert erreicht oder überschreitet, ist der Bezüger berechtigt und verpflichtet, den gesamten Wärmebedarf elektrisch zu decken. Für das Werk besteht in diesen Zeitabschnitten eine entsprechende Lieferpflicht.

Der Vollzug dieses alternativen Bivalenzkonzepts erfordert eine aussentemperaturabhängige Umschaltung, die derart auszulegen ist, dass in den Zeiten mit den Grenzwert erreichenden oder überschreitenden Aussentemperaturen dem Bezüger die Rückschaltung auf Brennstoffbetrieb technisch verunmöglicht wird.

Die brennstoffseitige Wärmebedarfsdeckung in den ausgesprochenen Kälteperioden verbessert die Voraussetzungen für den erfolgreichen Einsatz von Luft-/Wasser-Wärmepumpen anstelle von Widerstandsheizgeräten. Im Interesse einer möglichst wirkungsvollen Verwendung der Elektrizität ist der vermehrte Einsatz von Wärmepumpensystemen, namentlich in bivalenten Konzeptionen, erwünscht. Die Wärmeerzeugung auf dem Wege des Elektrowiderstandes sollte in Zukunft auf die Fälle beschränkt

$Q_{max.}$ maximaler Wärmeleistungsbedarf bei der Auslegungstemperatur, im Beispiel −11 °C.

T_{bi} Bivalenz-Grenztemperatur, im Beispiel ±0 °C

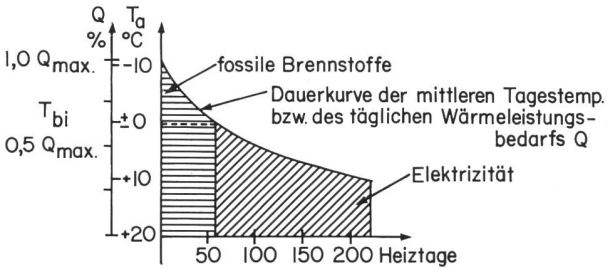


Bild 2. Schematische Darstellung der bivalent-*alternativen* Betriebsweise von Raumheizanlagen.

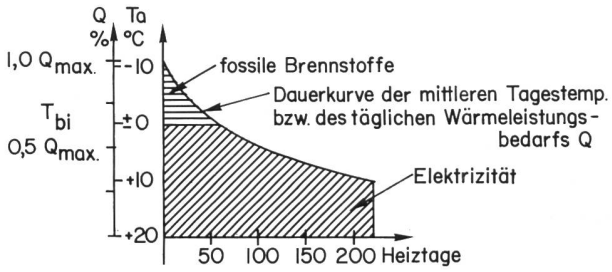


Bild 3. Schematische Darstellung der bivalent-*parallelen* Betriebsweise von Raumheizanlagen.

Tabelle 1. Richtwerte für die Gestehungskosten der während 5000 h/Jahr ausgenützten Leistung von 1 kW auf verschiedenen Verteilstufen (Preisbasis 1980).

Verteilstufe	Zur betreffenden Verteilstufe gehörende Anlagen und Kostenkomponenten/ Abnehmerkategorie	Jahreskosten auf der betreff. Verteilstufe, bezogen auf die installierte Leistung $JL_{inst.}$ Fr/kW	Faktorschätzungen: Gleichzeitigkeit g	Reserve-haltung bzw. Vermaschung der Netze r	Verluste v	Summenfaktor $s = g \cdot r \cdot v$	Jahreskosten auf der betreffenden Verteilstufe, bezogen auf die kommerziell nutzbare Leistung $JL_n = \frac{1}{s} \cdot JL_{inst.}$ *) Fr/kW	Uebertrag von der Vorstufe; Fr/kW	Ab Kraftwerk kumulierte Jahreskosten k Fr/kW
Regional-Verteilung in 50 kV	Kraftwerke, Transportnetz, Unterwerke 220/50 kV, 50 kV-Netz						1) 256.--	-	256.--
	Produktionsabhängige Kosten								125.--2)
	Gestehungskosten für Wiederverkäuferwerke und andere Grossabnehmer in 50 kV.								381.--
								x 0,9 ↓	
Primärverteilung in Mittelspann.; in der Regel 16 kV.	Unterstationen 50/16 kV, Primärverteilung 16 kV	16.-- 40.-- 56.--	0,90	1,8	1,02	1,652	93.--	231.--	324.--
	Produktionsabhängige Kosten								128.--3)
	Gestehungskosten für Wiederverkäuferwerke und andere Grossabnehmer in 16 kV.								452.--
Grossbezüger in Gebrauchsspann. 0,4 kV ab Hauptverteilung	Transformatorenstationen 16/0,4 kV mit 16 kV-Zuleitung	38.--							
	Hauptleitungen 0,4 kV und Kabelverteilkabinen	71.--						x 0,8 ↓	
		109.--	0,80	2,6	1,02	2,122	231.--	259.--	490.--
	Produktionsabhängige Kosten								130.--4)
	Gestehungskosten für Grossbezüger in 0,4 kV								620.--
								x 0,85 ↓	
Detailabnehmer in Gebr.-spannung 0,4 kV ab Hausanschluss	Niederspannungs-Verteilstränge und Hausanschlussleitungen	60.--	0,85	3,0	1,03	2,626	158.--	417.--	575.--
	Produktionsabhängige Kosten								134.--5)
	Gestehungskosten für Detailabnehmer in 0,4 kV								709.--

1) Aus in 50 kV zur Anwendung gelangenden Normaltarifen abgeleitete Kosten für die Bereitstellung der Produktions-, Transport- und Unterwerkskapazitäten. Darin nicht enthalten sind die mengenabhängigen Kosten der Stromerzeugung, die nach Massgabe des Aufwandes für Brennstoff und für übrige Betriebsmittel in den Kernkraftwerken mit ca. $2\frac{1}{2}$ Rp./kWh zu veranschlagen sind.

2) $2\frac{1}{2}$ Rp./kWh · 5'000 kWh/kW

3) $2\frac{1}{2}$ Rp./kWh · Verlustfaktor von 1,02 · 5'000 kWh/kW

4) $2\frac{1}{2}$ Rp./kWh · Verlustfaktoren von $1{,}02^2$ · 5'000 kWh/kW

5) $2\frac{1}{2}$ Rp./kWh · Verlustfaktoren von $1{,}02^2$ · 1,03 · 5'000 kWh/kW

*) Die auf den einzelnen Verteilstufen kommerziell nutzbare Leistung entspricht in etwa der Netzhöchstlast.

werden, in denen die für Wärmepumpenaggregate erforderlichen Mehrinvestitionen die kapitalisierten Einsparungen an Energiekosten in einem für den Benützer auf die Dauer unzumutbaren Ausmass übertreffen.

2.3 Betriebliche Massnahmen zur Belastungssteuerung

Mit Hilfe von Netzkommandoanlagen lassen sich umfangreiche Schaltprogramme zentral steuern, wobei Kriterien wie Zeit, Temperatur, Netzbelastung usw. berücksichtigt werden können. Solche Zentralsteuerungseinrichtungen erlauben es dem Leiter eines örtlichen Elektrizitätswerkes, den Belastungsverlauf zu beeinflussen. Immer geht es darum, Spitzen abzubauen und Belastungstäler aufzufüllen.

Wenig sinnvoll ist beispielsweise die noch da und dort anzutreffende Praxis, beim Tarifwechsel um 21 oder 22 Uhr alle wärmespeichernden Apparate wie Boiler und Speicheröfen miteinander einzuschalten und damit eine kräf-

tige Abendspitze zu produzieren mit dem zweifelhaften Erfolg eines ab Mitternacht raschen Lastabfalls, so dass in den frühern Morgenstunden eine eigentliche Lastsenke eintritt.
Um möglichst viele Wärmestrombezüger ohne Inkaufnahme einer höheren Engpassleistung beliefern zu können, muss die Heiz- und Boilerlast über die ganze Nacht gleichmässig verteilt werden. Boiler mit vier- bis sechsstündiger Aufheizzeit sollten beispielsweise erst nach Mitternacht und gestaffelt eingeschaltet werden. Durch geschickte Organisation der Schaltprogramme ist es möglich, einen über die ganze Nacht weitgehend stabilen Belastungsverlauf zu erreichen, was zu einer optimalen Ausnützung der Produktions-, Transport- und Verteilanlagen führt.

3. Kriterien für Aufbau und Bemessung der Elektrizitätstarife

3.1 Die Vollkosten und die jeweiligen Grenzkosten als tarifliche Bestimmungsgrössen

Die Tarifgestaltung hat sich in erster Linie nach der Kostenverursachung zu richten. Die Festkosten sind bei der Elektrizitätserzeugung und -verteilung hoch. Grosse Kosten erwachsen für die Bereitstellung der Produktions- und Übertragungsanlagen. Auch die Kosten angemessener Ausfallreserven zur Beherrschung der Belastungsmaxima sind einzurechnen. Um zusätzliche Elektrizitätsmengen zu erzeugen und zu verteilen, fallen nur geringe Zuwachs- oder Grenzkosten an, solange sich dies ausserhalb der Höchstlastzeiten abspielt. Dass die jeweils verfügbare Wassermenge die Einsatzdauer von Speicherwerken begrenzt, sei hier lediglich erwähnt. Die Behandlung der optimalen Speicherbewirtschaftung würde den Rahmen der vorliegenden Abhandlung sprengen.
Wie unter Ziffer 2.2 ausgeführt, kommt für die Energieabgabe nach einem zum nicht beeinflussbaren Belastungsverlauf komplementären Zeitplan vor allem der Betrieb von wärmespeichernden Apparaten, wie sie für Raumheizung und Warmwasserbereitung Verwendung finden, in Frage. Im Unterschied zu den nicht oder allenfalls nur in wesentlich geringerem Ausmass lastabhängig steuerbaren Verwendungszwecken tragen die erwähnten thermischen Anwendungen ganz ausgesprochen zur besseren Ausnützung der ohnehin bereitzustellenden Kraftwerks- und Verteilanlagen bei. Wirtschaftlich betrachtet kann hierfür eine geringere Qualität des Erzeugungs- und Verteilpotentials genutzt werden, womit lediglich variable Kosten verursacht werden (im wesentlichen vermehrter Brennstoffverbrauch für die thermische Mehrerzeugung und etwas höhere Leitungs- und Transformationsverluste bei der Übertragung und Verteilung).
Jeder Zehntelsrappen, den ein Elektrizitätswerk aus solchen Mehrumsätzen über die daraus erwachsenden Grenzkosten hinaus einnehmen kann, liefert einen Beitrag an die festen Jahreskosten des Versorgungspotentials, das für die sichere und stets ausreichende Deckung des nicht steuerbaren Elektrizitätsbedarfes bereitgestellt werden muss. Daraus erhellt, dass mit dem Verkauf von solcher Elektroenergie, die sich durch bessere Ausnützung der grösstenteils ohnehin vorhandenen Anlagen zusätzlich gewinnen lässt, in dem Ausmass eine Verbilligung der Standardversorgung erzielt wird, als die Verkaufspreise die jeweiligen Grenzkosten übertreffen.

3.2 Kostennahe und marktkonforme Heizstrompreise

Die Tarifierung der Heizstromabgabe erheischt subtile Überlegungen. Einerseits sind im Sinne der betriebswirtschaftlich gebotenen Gewinnmaximierung möglichst nahe an die Vollkostensätze herankommende Preise anzustreben. Andererseits ist die Grenze der Wettbewerbsfähigkeit mit dem Heizöl zu beachten. Es ist der jeweilige Heizölpreis, der den für die Lieferung von Heizstrom erzielbaren Preis massgeblich beeinflusst. Dabei liegen die Dinge nicht so einfach, dass man diesen Tarifansatz aus einer einfachen Relation zum Heizölpreis direkt ableiten könnte. Zahlreiche im Vergleich zu einer Ölfeuerung unterschiedliche Grössen wie Anschaffungs- und Installationskosten, Anschlussgebühren, Raumbedarf, jährliche Unterhaltskosten (bei Ölheizungen fallen der Brennerservice, die Tank- und Kaminreinigung ins Gewicht) gehen mit in die Wirtschaftlichkeitsrechnung des Benützers ein. Ferner bewertet der Verbraucher auch die spezifischen Eigenschaften der elektrischen Raumheizung wie

- Wegfall jeglicher Abfallstoffe und lästiger Nebenwirkungen,
- einheimische Produktion und mithin grosse Versorgungssicherheit,
- keine Bemühungen um die Energiebeschaffung,
- bequeme Handhabung,
- Anpassungsfähigkeit an die individuellen, im Laufe der Jahre sich oft ändernden Heizbedürfnisse und dadurch gute Voraussetzungen für ein rationelles Heizen.

All das führt dazu, dass die Nachfrage nach Elektrowärme das Angebot an zu jeweiligen Grenzkosten zusätzlich zur Deckung des Standardverbrauchs erzeugbarer Elektrizität übersteigt. Dem gilt es bei der Tarifierung Rechnung zu tragen, indem die einschlägigen Strompreise deutlich über dem im Wettbewerb mit dem Heizöl sich rechnerisch ergebenden Äquivalenzpreis anzusetzen sind. In den letzten Jahren haben die Hersteller von Ölheizungen grosse Anstrengungen zur Verbesserung der Wirkungsgrade unternommen, so dass das Stromäquivalent von 1 kg Heizöl spürbar gestiegen ist. Lag dieser Wert in den 60er Jahren noch bei etwa 6 kWh, so kann man heute davon ausgehen, dass sich mit einer modernen und gut gewarteten Ölfeuerung mit 1 kg Brennstoff im Jahresmittel die gleiche Wärmemenge für Raumheizung und Warmwasserbereitung gewinnen lässt wie mit dem Einsatz von 8 bis 9 kWh in einer Widerstandsheizanlage. Demnach beträgt heute der zum Heizölpreis von 60 bis 70 Rp./kg heizwertgleiche Strompreis gegen 8 Rp./kWh. Unter Berücksichtigung der qualitativen Vorzüge der Elektroheizung erscheinen Tarife angemessen, die für den Heizstrombezug jährliche Durchschnittspreise von 9 bis 10 Rp./kWh ergeben. Gibt ein Elektrizitätswerk die Energie für den Betrieb von monovalent-elektrischen Raumheizanlagen zu billig ab, so wird es sich bald einem Nachfrageüberhang in solcher Höhe gegenübersehen, dass nur noch die generelle Verweigerung des Anschlusses von neuen Heizanlagen gewissermassen als letzter Fluchtweg übrig bleibt.
Solche Massnahmen sind dem Image einer öffentlichen Versorgungsunternehmung abträglich. Sie haben den bitteren Beigeschmack von Unvermögen und Ungerechtigkeit. Denn die früher zum Zuge Gekommenen profitieren von einem den marktkonformen Preis unterbietenden Tarif, während den Abgewiesenen das Umstellen auf Elektrizität auch dann verwehrt wird, wenn sie zur Bezahlung eines höheren Strompreises bereit wären.
Mit ins Bild gehören die für den Anschluss von Elektroheizungen zu bezahlenden Netzbaukostenbeiträge, auf die im Abschnitt 4 näher eingetreten wird.

3.3 Zur Vollkostenrechnung in der Elektrizitätswirtschaft

Pro kW der Netzhöchstlast werden in der Schweiz pro Jahr etwas mehr als 5000 kWh verbraucht. Gemessen an den 8760 h des Jahres beträgt der Nutzungsgrad ungefähr 60 %.

Dieser hohe Wert ist zu einem guten Teil das Ergebnis einer Tarifpolitik, die während Jahrzehnten konsequent das Ziel einer über das ganze Jahr, Tag und Nacht, Sonntag wie Werktag möglichst ausgeglichenen Netzbelastung verfolgt hat. Ohne die Möglichkeit, in grosser Zahl den Stromverbrauch von wärmespeichernden Apparaten in Haushalt, Landwirtschaft und Gewerbe lastabhängig zu steuern, und ohne Verlagerung industrieller Energiebezüge in die Schwachlastzeiten für Anwendungen, die solchen Dispositionen zugänglich sind, läge die Benutzungsdauer der Jahreshöchstleistung wahrscheinlich unter 4000 h. Schlechtere Ausnützung der trotzdem im gleichen Umfang benötigten Produktions- und Übertragungskapazitäten und dadurch höhere mittlere Stromgestehungskosten einerseits und eine noch grössere Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen, namentlich vom Heizöl, andererseits hätte unser Land für den Verzicht auf eine marktkonforme Elektrizitätstarifierung in Kauf zu nehmen.

Die überragende wirtschaftliche Bedeutung einer hohen virtuellen Jahresbenutzungsdauer wird verständlich, wenn man den in Bild 4 schematisch dargestellten Aufbau der schweizerischen Elektrizitätsversorgung näher betrachtet. Jeder Baustein besteht aus technisch hochentwickelten und entsprechend kapitalintensiven Produkten. Sind die Anlagen einmal erstellt, so lassen sie sich mit wenig Personal betreiben und instandhalten. Deshalb verhält sich der

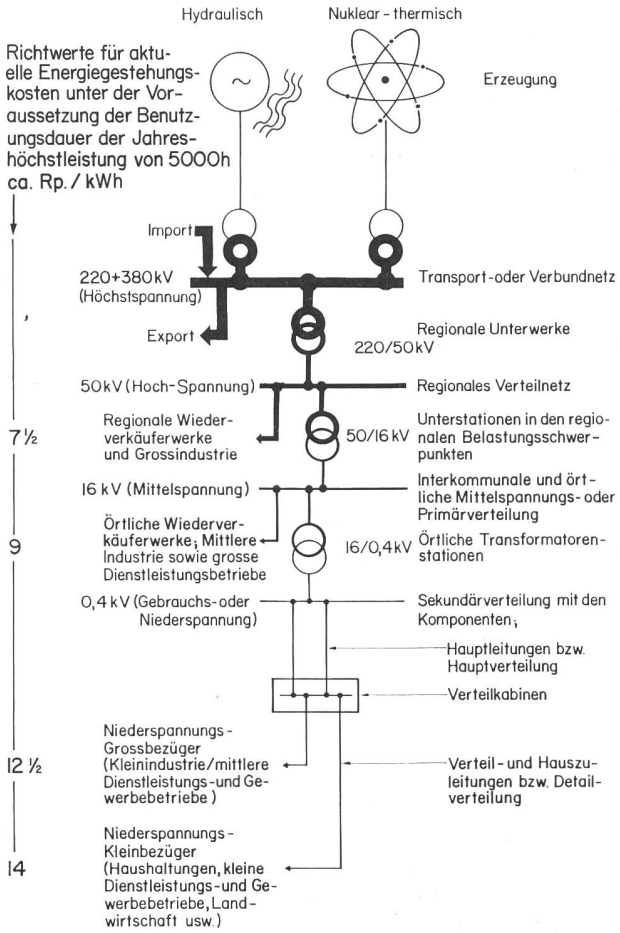


Bild 4. Schematischer Aufbau der Elektrizitätsversorgung.

überwiegende Teil der Energiegestehungskosten proportional zur installierten Leistung, während nur ein bescheidener Anteil mit der pro-kW-Höchstleistung erzeugten bzw. umgesetzten Energiemenge wächst.

Tabelle 1 gibt über die Grössenordnungen Auskunft, in welchen sich die Gestehungskosten der elektrischen Energie auf der Basis der virtuellen Benutzungsdauer von 5000 h/Jahr auf verschiedenen Verteilstufen zurzeit bewegen. Jene Zahlen sind als schweizerische Durchschnittswerte zu betrachten. Für die einzelnen Werke gelten je nach den jeweiligen Produktions- und Netzverhältnissen abweichende Werte.

Damit der Tarif die belastungssteuernde Funktion ausüben kann, sind die die Verzinsung des Eigenkapitals und einen angemessenen Gewinn enthaltenden Gestehungskosten auf die üblichen Tarifkomponenten umzulegen. Unter abwägender Berücksichtigung der oben dargelegten Kriterien, wie sie sich aus der Kostenverursachung einerseits und aufgrund der Entwicklung der Energiemärkte andererseits in immer wieder neuen Konstellationen darbieten, muss die Aufspaltung der Gestehungskosten auf die einzelnen Tarifkomponenten Leistung und Arbeit – letztere differenziert nach Hoch- und Niedertarifzeit (HT und NT), vielfach auch noch nach Winter und Sommer – periodisch überprüft werden.

In den 60er Jahren erschien es im Zeichen der damals sehr tiefen Heizölpreise angezeigt, rund ⅓ der Energiegestehungskosten auf die Leistung abzuwälzen und ⅔ der Arbeit zuzuordnen, wobei die Niedertarif-Arbeitspreise lediglich in der Grössenordnung von 35 bis 40 % der Hochtarifpreise festgelegt wurden. Es war die Zeit, wo man in harter Konkurrenz zum billigen Heizöl stand, so dass man nur unter Gewährung von sich an den jeweiligen Grenzkosten orientierenden Niedertarifpreisen die für eine rationelle Anlagenausnützung unerlässliche Nachtbelastung halten konnte. Seither hat sich der Heizölpreis etwa verfünffacht, während die Stromgestehungskosten beim Detailabnehmer lediglich um die Hälfte gestiegen sind. Das Wettbewerbsverhältnis hat sich mithin nachhaltig zugunsten der Elektrizität verschoben, so dass seit einiger Zeit ein eigentlicher Nachfrageboom nach Elektroheizungen zu verzeichnen ist. *Diesen veränderten Relationen gilt es bei der Tarifierung angemessen Rechnung zu tragen, indem die auf die Leistung abzuwälzenden Anteile der Gestehungskosten verkleinert und die Niedertarif-Arbeitspreise näher an die Hochtarifansätze herangeführt werden müssen.*

In Bild 5 ist das Schema einer den derzeitigen Verhältnissen angemessenen Aufspaltung der Energiegestehungskosten auf die einzelnen Tarifpreise dargestellt. Demnach hat der Leistungspreis nur noch ¼ der gesamten Gestehungskosten zu tragen, während ¾ durch die Arbeitspreise einzubringen sind. Auch innerhalb der Arbeitspreise sind Verschiebungen zu erkennen, indem die marktkonformen Niedertarifpreise etwa 60 % der Hochtarifansätze erreicht haben.

Tabelle 2 gibt über die Leistungs- und Arbeitspreise Auskunft, die auf der Basis von 5000 h Jahresbenutzungsdauer bei üblicher saisonaler und tarifzeitlicher Verteilung des Jahresverbrauchs auf den verschiedenen Verteilstufen resultieren. Im Interese einer rationellen Energieverrechnung sind in den letzten Jahren viele Werke zur jährlichen Einmalablesung der Zähler übergegangen, was die Anwendung von saisonal unterschiedlichen Arbeitspreisen ausschliesst. In welchen Grössenordnungen sich die Ansätze für einen kostennahen Haushalttarif mit Jahresarbeitspreisen etwa bewegen dürften, ist aus Tabelle 3 ersichtlich. Daraus erhellt, dass für die Versorgung von all-

elektrischen Haushaltungen im Hinblick auf den hohen Winteranteil Arbeitspreise vertretbar sind, die um etwa ½ Rp./kWh über den für die Belieferung der übrigen Haushaltabnehmer gültigen Ansätzen liegen. Unterstellt man, dass vom Jahresverbrauch für Raumheizung und Warmwasserbereitung 85% in die Niedertarif-Zeit und 15% in die Hochtarif-Zeit fallen, so resultiert auf der Basis der in Tabelle 3 für den allelektrischen Haushalt genannten Hoch- und Niedertarif- Preise ein Durchschnittspreis von 9¼ Rp./kWh Wärmestrom. Wie aus Tabelle 2, Ziffer 2 hervorgeht, entspricht dies grössenordnungsmässig den Energiegestehungskosten auf der Stufe Mittelspannungsverteilung. Daraus folgt, dass im obigen Preis noch keine Kosten der Transformation 16/0,4 kV und der Niederspannungsverteilung enthalten sind. Soweit die örtlichen Verteilanlagen zur Übertragung von Heizstrom zusätzlich ausgebaut werden müssen, sind deshalb die daraus erwachsenden Erweiterungskosten durch die Erhebung von Netzbaukostenbeiträgen zu decken.

4. Zur Ermittlung kostennaher Netzbaukostenbeiträge für den Anschluss von monovalent-elektrischen Raumheizanlagen

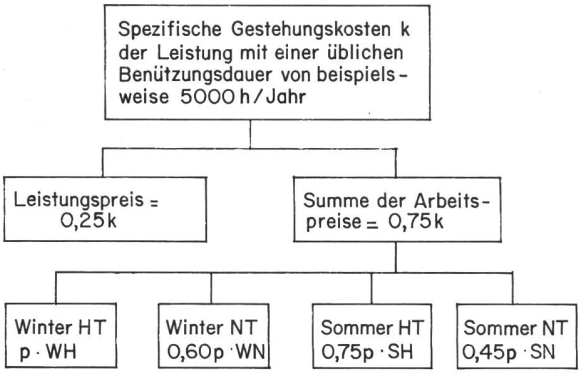
Jedes Verteilnetz enthält nachts kleinere oder grössere Kapazitätsreserven, die für die Übertragung von zusätzlicher Energie für Raumheizung und Warmwasserbereitung herangezogen werden können. Wie in Bild 6, Legende Ziffer 1, näher ausgeführt, kann ohne zusätzlichen Ausbau der vorhandenen Verteilkapazität eine lastabhängig steuerbare Leistung von mindestens 4 kW pro Detailabnehmer für den Betrieb von Boilern und Heizapparaten abgegeben werden. Wird dieser Leistungsgrenzwert überschritten, ist vorerst auf der Stufe Detailverteilung mit Engpässen zu rechnen. Je mehr neue Heizanlagen hinzukommen, desto eher sind die Kapazitätsreserven auch im Sektor Hauptverteilung und schliesslich sogar auf der Stufe Transformation 16/0,4 kV erschöpft. Die grafische Darstellung (Bild 6) veranschaulicht die stufenweise Überlagerung des heizlastbedingten Netzausbaues. Je mehr Elektroheizungen in einem Ortsnetz bereits im Betrieb stehen, desto grössere Aufwendungen müssen für die mit dem Anschluss weiterer Anlagen notwendig werdenden Netzerweiterungen getätigt werden.

Um mit der begrenzt verfügbaren Verteilkapazität eine möglichst grosse Anzahl von Wohneinheiten allelektrisch versorgen zu können, ist darauf Bedacht zu nehmen, dass die einzelne Heizanlage mit einem möglichst tiefen Anschlusswert auskommt. Der Anschlusswert lässt sich durch gute Wärmedämmung sowie durch massvolle Dimensionierung des Speicheranteils spürbar senken. Nach den einschlägigen Empfehlungen des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke, VSE, sollten die Heizanlagen so ausgelegt werden, dass der Wärmebedarf am kältesten Tag durch Aufladung der Speicher während 8 Nachtstunden sowie durch Nachladung während 7 Tagesstunden gedeckt wird [4]. Bei Vorliegen einer Rohwärmequelle, die auch an den kältesten Wintertagen genügend Wärme auf einem Temperaturniveau von 5 und mehr °C liefert, lässt sich der Anschlusswert durch Einbau einer Wärmepumpe auf etwa ⅓ der für den Betrieb eines gleichwertigen Widerstandheizgerätes erforderlichen Leistung reduzieren.

Um möglichst viel Heizöl zu substituieren, ist eine Grosszahl von Heizanlagen mit tiefen Anschlusswerten einer Minderzahl von Anlagen grosser Leistung vorzuziehen. Dieser Zielsetzung entspricht die Zonung der Netzbaukostenbeiträge, wofür Tabelle 4 einige Beispiele enthält. Die Freigrenze von 4 kW begünstigt insbesondere die verhältnismässig niedrige Anschlusswerte aufweisenden Wärmepumpenanlagen, was aus energiepolitischer Sicht erwünscht ist.

Es empfiehlt sich, im Reglement über die Abgabe elektrischer Energie in bezug auf den Anschluss von elektrischen Raumheizungen allgemeine Bestimmungen zu erlassen. Diese könnten etwa lauten wie folgt:

Bild 5. Schema einer funktionalen Aufspaltung der Energiegestehungskosten auf die einzelnen Tarifpreise.



Wobei: p = Arbeitspreis in Rp./kWh für die Winter-Hochtarifzeit
WH = Energieverbrauch in der Winter-Hochtarifzeit
WN = " in der Winter-Niedertarifzeit
SH = " in der Sommer-Hochtarifzeit
SN = " in der Sommer-Niedertarifzeit

Es gilt: $0{,}75k = p\,(WH + 0{,}6\ WN + 0{,}75 \cdot SH + 0{,}45 \cdot SN)$

$$p = \frac{0{,}75\,k}{WH + 0{,}6 \cdot WN + 0{,}75 \cdot SH + 0{,}45 \cdot SN}$$

Tabelle 2. Ermittlung aktueller Richtwerte für die Tarifpreise auf verschiedenen Verteilstufen und auf der Basis der Jahresbenutzungsdauer von 5000 h

Formeln für Rechnungsgang siehe Bild 5.

1. Angenommene saisonale und tarifzeitliche Verteilung des Jahresverbrauchs

	%	Verbrauch in kWh, bezogen auf das Jahresmaximum von 1 kW
Winter Hochtarif (HT)	28	1400 WH
Winter Niedertarif (NT)	26*	1300 WN
Winter Total	54	2700
Sommer HT	25	1250 SH
Sommer NT	21*	1050 SN
Sommertotal	46	2300
Jahressumme	100	5000

* Mit einer durchgehenden Niedertarifzeit von Samstag mittag bis Montag morgen ergibt sich auf Basis einer Jahresbenutzungsdauer von 5000 h der Divisor *d* von 3590 kWh in der im Bild 5 zur Berechnung *p* entwickelten Formel.
d = WH + 0,6 WN + 0,75 SH + 0,45 SN
d = 1400 + 0,6 · 1300 + 0,75 · 1250 + 0,45 · 1050 = *3590 kWh.*

2. Tarifpreise auf den verschiedenen Verteilstufen (Kostenbasis 1980)

Verteilstufe	k** gemäss Tab. 1		Leistungspreis	Arbeitspreise in Rp./kWh Winter		Sommer	
	Fr./kW	Rp./kWh	Fr./kW	HT	NT	HT	NT
Abnahme in 50 kV	381	7,62	96	7,9	4,8	6,0	3,6
Abnahme in 16 kV	452	9,04	113	9,5	5,7	7,1	4,2
Abnahme in Gebrauchsspannung 0,4 kV;							
– ab Haupt-Verteilung	620	12,40	155	13,0	7,8	9,7	5,8
– ab Detail-Verteilung	709	14,18	177	14,8	8,9	11,1	6,7

** Ab Kraftwerk kumulierte Jahreskosten

Elektrische Raumheizanlagen Der Anschluss von elektrischen Raumheizanlagen aller Art ist bewilligungspflichtig. Dabei fallen sowohl Widerstandsheizungen als auch Wärmepumpen-Heizsysteme mit elektrischem Verdichterantrieb unter den Sammelbegriff elektrische Raumheizanlagen.

Anschlussgebühren Der Abonnent hat dem Werk für die bewilligten Raumheizanschlüsse Beiträge an die Netzbaukosten nach Massgabe der jeweiligen Gebührenordnung zu entrichten. Gleiches gilt für die Erweiterung von bestehenden Raumheizanlagen.

Wärmedämmung Der Abonnent hat die für eine gute Wärmedämmung erforderlichen baulichen Massnahmen zu treffen und seinem Anschlussgesuch eine von einer fachkundigen Firma durchgeführte Wärmebedarfsrechnung beizulegen. Im weitern sind detaillierte Angaben über die vorgesehene Auslegung der Heizanlagen – namentlich bezüglich des gewählten Wärmeerzeugungssystems – zu machen.

Dimensionierung; Steuerung Das Werk ist berechtigt, in bezug auf Dimensionierung und Steuerung von elektrischen Raumheizanlagen und von anderen speziellen Elektrowärmeanwendungen (zum Beispiel Rampenheizungen) der jeweiligen Situation angepasste Anschlussbedingungen zu stellen.

Anschlussvorbehalte Der Anschluss von elektrischen Raumheizanlagen wird vom Werk nur in den Fällen bewilligt, in welchen dies in technischer, energiewirtschaftlicher und finanzieller Hinsicht vertretbar ist. Insbesondere wird überall dort keine Anschlussbewilligung erteilt, wo der Erlös aus dem Energieverkauf zusammen mit den Einnahmen aus Netzbaukostenbeiträgen die Aufwendungen nicht vollumfänglich deckt, welche aus der Beschaffung der Heizenergie und aus der Bereitstellung des erforderlichen Verteilpotentials erwachsen.

Keine Anschlusspflicht Der Anschluss von elektrischen Raumheizanlagen erfolgt ausserhalb der allgemeinen Versorgungspflicht, so dass dem Werk aus der Bewilligung einzelner Raumheizanschlüsse keine Verpflichtung erwächst, jeweils weitere Anschlüsse oder die Erweiterung bestehender Raumheizanlagen zuzulassen.

Tabelle 3. Beispiele für kostennahe Haushalt-Tarife (Kostenbasis 1981)

Grundtaxe (Bereitstellungsgebühr): Fr. 20.– pro Monat bzw. Fr. 240.– pro Jahr
(Deckt den Leistungskostenanteil von etwa 1,4 kW)
Jahresarbeitspreise unter der Voraussetzung verschiedener saisonaler Verteilungen des Jahresverbrauchs:

	Normalverbrauch, inkl. Warmwasser		Normalverbrauch + Warmwasser + monovalente Elektroheizung (allelektrischer Haushalte)	
	Winteranteil %	Jahres-Arbeitspreis Rp./kWh	Winteranteil %	Jahres-Arbeitspreis Rp./kWh
HT	55	13	65	13½
NT	55	8	80	8½

5. *Anschlusskonditionen für bivalent-elektrische Raumheizanlagen*

Die bisherigen Ausführungen zeigen die überragende wirtschaftliche Bedeutung der Jahresbenutzungsdauer der Höchstleistung. Monovalent-elektrische Heizungen beziehen an kalten Hochwintertagen am meisten Energie und beanspruchen in dieser Zeit auch die höchste Leistung. Vor- und nachher fällt der Verbrauch stark ab, so dass die Jahresbenutzungsdauer der maximal beanspruchten Leistung kaum über 1500 h hinauskommt.

Wie im Abschnitt 2.2 dargelegt, lässt sich eine nachhaltige Verbesserung dieses Ausnutzungsgrades durch den Anschluss von bivalent-elektrischen Heizanlagen erzielen. Besonders vorteilhaft wirkt sich der *bivalent-alternative* Betrieb aus, weil das Werk die Belieferung solcher Anlagen an sehr kalten Tagen unterbrechen kann. Derartige Verbraucher sind somit an der Verursachung der jährlichen Netzhöchstlast unbeteiligt, so dass sie im Prinzip auch keine Netzerweiterungskosten auslösen. Gewisse Aufwendungen sind höchstens für Anpassungen der Hauszuleitung und für die Detailverteilung denkbar. Es empfiehlt sich daher, Elektroheizungen für den bivalent-alternativen Betrieb in der Regel ohne Erhebung von Netzbaukostenbeiträgen anzuschliessen.

Anders liegen die Verhältnisse beim Abschluss von *bivalent-parallel* zu betreibenden Heizanlagen. Definitionsgemäss wird bei den Bivalenz-Grenzwert unterschreitenden Temperaturen eine konstante Tagesmenge an elektrischer Energie bezogen, während die Heizlastspitze brennstoffseits aufgebracht wird (Bild 3). Dementsprechend geringer ist die an kalten Tagen vom Werk zu liefernde elektrische Leistung. Es erscheint daher angebracht, für den Anschluss von bivalent-parallel konzipierten Elektro-

Tabelle 4. Beispiele für eine kostennahe Zonung der Ansätze des Netzbaukostenbeitrages für den Anschluss von monovalent-elektrischen Raumheizanlagen.

Anrechenbarer Anschlusswert pro Haushalt-Abonnent		Beitragssätze in Fr/kW in den einzelnen Leistungszonen und Beitragssummen pro Abonnent beim Einfluss des Heizstromverbrauchs auf die Winterbelastung eines Ortsnetzes; *)					
		schwach		mässig		stark	
Leistungszone kW	Totaler Anschlusswert für Heizung + Warmwasser kW	Beitragssatz Fr/kW	Beitragssumme Fr	Beitragssatz Fr/kW	Beitragssumme Fr	Beitragssatz Fr/kW	Beitragssumme Fr
Die ersten 4	4	0	0	0	0	0	0
Die nächsten 6	10	130	780	180	1'080	280	1'680
Die nächsten 5	15	180	1'680	250	2'330	350	3'430
Die nächsten 5	20	250	2'930	330	3'980	450	5'680
Alle weitern	> 20	350	> 3'300	430	> 4'400	550	> 6'200

*) Richtwerte; die Verhältnisse können von Werk zu Werk stark divergieren, was unterschiedliche, nach den Gegebenheiten im betreffenden Elektrizitätswerk bemessene Beitragssätze erheischt.

Definitonen und Prämissen zu Bild 6

1. Zur Deckung des Standardbedarfes (Beleuchtung, Kochherd, Kleinapparate usw.) sind die Verteilnetze in der Regel für den Leistungsbezug von durchschnittlich etwa 2,5 kW pro Haushaltabnehmer dimensioniert. Bei einem mittleren Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,6 entspricht dies, am Hausanschluss gemessen, dem Einzelmaximum von rund 4 kW. Diese Leistungsangaben in kW beziehen sich auf 60minütige Durchschnittsbelastungen. Kurzzeitig können beim einzelnen Hausanschluss wesentlich höhere Leistungen auftreten.

Da der Energiebezug für Raumheizung und Warmwasserbereitung werkseits nach einem Zeitplan gesteuert wird, der sich zum Verbrauchsdiagramm der übrigen Apparate komplementär verhält, ist die Annahme statthaft, dass mit der ohnehin vorhandenen Netzkapazität die lastabhängig steuerbare Leistung von mindestens 4 kW pro Abnehmer für den Betrieb von Boilern und Heizapparaten abgegeben werden kann.

2. Der zur Ermittlung des Netzbaukostenbeitrages pro Haushalt-Abonnent anrechenbare Anschlusswert *A* wird definiert als für Raumheizung und Warmwasserbereitung gleichzeitig maximal einschaltbare Leistung pro Abonnent.

3. Der Sektor «Detailverteilung» muss in jedem Fall im Umfang des anrechenbaren Anschlusswertes *A* ausgebaut werden.

4. In den Sektoren «Hauptverteilung» sowie «Transformation 16/0,4 kV mit 16 kV-Zuleitung» sind noch kleinere oder grössere Kapazitätsreserven für die Übertragung von zusätzlicher Heizenergie vorhanden. Je nach Stand des Netzausbaues und der bereits erreichten Verbreitung der Elektroheizung sind von Ort zu Ort unterschiedliche Erweiterungsinvestitionen erforderlich.

5. Es wird unterstellt, dass die Verbreitung der elektrischen Raumheizung auf absehbare Zeit so in Grenzen gehalten wird, dass auf den übergeordneten Verteilstufen der Mittel- und Hochspannungsnetze keine heizlastbedingten Engpässe verursacht werden.

6. Aus Erfahrungswerten leiten sich die folgenden spezifischen Netzbaukosten ab:

Verteilstufe	Richtwerte für die spezifischen Kosten des Netzausbaues in Fr./kW
Detailverteilung 0,4 kV	120
Hauptverteilung 0,4 kV	180
Transformation 16/04, kV mit 16-kV-Zuleitung	250

7. Gestützt auf die obigen Richtwerte für die spezifischen Netzbaukosten einerseits und auf der Basis einer mit der fortschreitenden Verbreitung der Elektroheizung eintretenden Überlagerung der Engpässe auf den verschiedenen Verteilstufen andererseits lassen sich die nachstehenden Richtwerte für kostennahe Netzbaukostenbeiträge ableiten:

Mass für den heizungsbedingten Netzausbau in % des anrechenbaren Anschlusswertes *A* (vergl. Ziffer 2 hievor)			Netzbaukosten-Beitrag in Fr. pro kW des anrechenbaren Anschlusswertes (gerundet)
Detailverteilung 0,4 kV	Hauptverteilung 0,4 kV	Transformation 16/0,4 kV mit 16-kV-Zuleitung	
%	%	%	Fr./kW
100	0	0	120
100	15	0	140
100	25	0	170
100	40	10	220
100	60	20	290
100	80	40	370
100	100	60	450
100	100	80	500
100	100	100	550

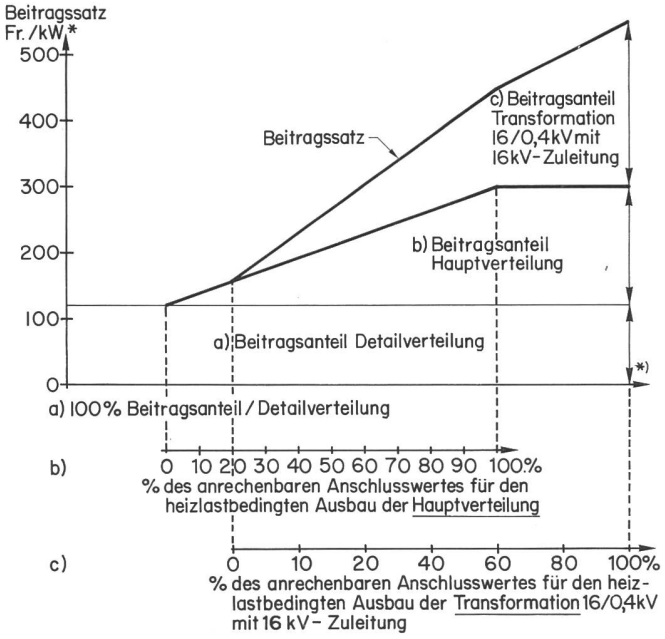
Dieser Überlagerungseffekt ist in Bild 6 als Beispiel für eine Konstellation dargestellt, wie sie in örtlichen Verteilnetzen denkbar ist.

heizungen Netzbaukostenbeiträge zu erheben, die sich nach dem aus dieser limitierten Lieferpflicht ergebenden Höhe des anrechenbaren Anschlusswertes bemessen.

6. *Zusammenfassende Feststellungen*

Der massvolle und wesensgerechte Einsatz von elektrischer Energie für Raumheizung und Warmwasserbereitung wirkt sich elektrizitätswirtschaftlich vorteilhaft aus und leistet einen energiepolitisch erwünschten Beitrag zum Abbau der einseitigen Abhängigkeit unserer Landesversorgung vom Erdöl.

Bild 6. Kostennahe Beitragssätze für den Anschluss von monovalent-elektrischen Raumheizanlagen in Funktion des heizlastbedingten Netzausbaues.



*) Für die Beitragsermittlung anrechenbare Netzbelastung. Sie bestimmt sich pro Haushaltung nach Massgabe der für die Raumheizung und die Warmwasserbereitung gleichzeitig einschaltbaren Leistung, abzüglich 4 kW.

Die Konditionen für den Anschluss von neuen Elektroheizungen und die Tarifierung des Wärmestromes haben dem Umstand Rechnung zu tragen, dass die Verfügbarkeit an kostengünstiger Elektroenergie für Heizzwecke im Vergleich zur potentiellen Nachfrage begrenzt ist.
Massnahmen zur Wärmedämmung und der Anschluss von Wärmepumpenanlagen sind im Rahmen der Möglichkeiten einer kostennahen Beitragsordnung zu begünstigen. In dieser Richtung wirken Bestimmungen wie

- beitragsfreie Zulassung einer ersten Leistungsquote von beispielsweise 4 kW pro Haushaltabonnent;
- Erhebung von mit zunehmendem Anschlusswert steigenden Beitragssätzen.

Für die Versorgung von *allelektrischen* Haushaltungen entsprechen grössenordnungsmässig etwa die folgenden Arbeitspreise den derzeitigen Kosten- und Marktverhältnissen:

Hochtarif-Arbeitspreise: 13 bis 15 Rp./kWh
Niedertarif-Arbeitspreise: 8 bis 9 Rp./kWh
(Nacht und Wochenende)

Der Anschluss von *bivalent-elektrischen* Anlagen für Raumheizung und Warmwasserbereitung ist erwünscht, weil damit einerseits der Ausnutzungsgrad der Produktions- und Übertragungseinrichtungen erhöht und andererseits ein weiterer Beitrag zur Heizölsubstitution geleistet wird.
Für die Tarifierung des Energieverbrauchs sind entweder saisonal differenzierte Arbeitspreise oder Jahresansätze zu empfehlen, die um 1 bis 2 Rp./kWh unter den für die Belieferung von *monovalent-elektrischen* Heizungen jeweils geltenden Preisen liegen.
In der derzeitigen Kosten- und Marktlage lassen sich hiefür etwa die folgenden Richtpreise nennen:

	Hochtarif Rp./kWh	Niedertarif Rp./kWh
Winterhalbjahr	13 bis 15	8 bis 9
Sommerhalbjahr	9½ bis 11	5½ bis 7

In bezug auf die Anschlusskonditionen empfiehlt sich die nachstehende Differenzierung:

Bivalent-paralleler Betrieb

Verrechnung der für den Anschluss von monovalent-elektrischen Anlagen geltenden Beitragssätze.

Bivalent-alternativer Betrieb

In der Regel Verzicht auf die Erhebung von Netzbaukosten-Beiträgen. Gegebenenfalls Überwälzung der Aufwendungen zur Anpassung der Hauszuleitung und des unmittelbar mitbetroffenen Verteilstranges.

Der komplexen Frage, elektrische Raumheizung ja oder nein, kann weder ein euphorisches Dafür noch ein dogmatisches Dagegen gerecht werden. Was not tut, ist das richtige Augenmass. Es gilt, die Grenzen zu beachten, innerhalb welcher ein *wesensgerechter Einsatz* des elektrischen Stromes für Heizzwecke und zur Warmwasserbereitung unter wirtschaftlich vertretbaren Bedingungen möglich ist. Das als möglich und sinnvoll Erkannte soll man dann zielstrebig und ohne Wenn und Aber tun.

Literatur

[1] Eidgenössische Kommission für die Gesamtenergiekonzeption, GEK-Schlussbericht, Band I, Bern, November 1978.

[2] Raumheizbericht 1. Teil der Schweizerischen Kommission für Elektrowärme; publiziert in Elektrizitätsverwertung Nr. 9/80.

[3] Sechster Zehn-Werke-Bericht; Vorschau auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz 1979/80. Verband Schweiz. Elektrizitätswerke (VSE), Zürich, Juni 1979.

[4] Empfehlungen der VSE-Kommission für Elektrizitätstarife:

– Lieferung von elektrischer Energie für bivalente Raumheizanlagen; Sonderdruck aus «Bulletin SEV/VSE» Nr. 22/1980.

– Tarifierungs- und Lieferungsgrundsätze für allelektrisch versorgte Haushaltungen; Sonderdruck 3.46 d aus «Bulletin SEV/VSE» Nr. 22/1980.

[5] Aargauisches Energiekonzept; Aarau. 8. Dezember 1975.

(Überarbeitete Fassung des an der Behördentagung der FDP Aargau am 17. Januar 1981 in Aarau gehaltenen Referats)

Adresse des Verfassers: *W. Pfeiffer*, lic. oec. HSG, Büro für Energiewirtschaft, Dorfstrasse 42, 5432 Neuenhof

Die Schweizer Kernkraftwerke im Jahre 1980

Im Jahre 1980 erreichten die schweizerischen Kernkraftwerke bei hoher Auslastung erneut sehr befriedigende Betriebsergebnisse, die im internationalen Vergleich zu Spitzenresultaten führten. Hierzu trug auch das Kernkraftwerk Gösgen bei, welches das erste volle Betriebsjahr mit einem störungsarmen Betrieb abschliessen konnte. Der in der Schweiz erzeugte Atomstrom erreichte einen Anteil von 28,4% der gesamten Stromproduktion des Landes. Die schweizerischen Kernkraftwerke erzeugten zusammen mehr als 13 Mrd. kWh und deckten damit über 5% des Gesamtenergiebedarfs.

Die Arbeitsausnutzung des *Kernkraftwerkes Beznau I* der Nordostschweizerischen Kraftwerke AG (NOK) betrug letztes Jahr 86,5% mit einer Nettoerzeugung von 2,65 Mrd. kWh, gegenüber 2,66 Mrd. kWh im Vorjahr. Die Arbeitsausnutzung von *Beznau* II betrug 83,5% mit einer Nettoproduktion von 2,56 Mrd. kWh gegenüber 2,70 Mrd. kWh im Vorjahr. Seit Betriebsaufnahme erzeugten die beiden Anlagen über 50 Mrd. kWh.

Das *Kernkraftwerk Mühleberg,* der 320-MW-Siedewasserblock der Bernischen Kraftwerke AG (BKW), konnte während des ganzen Jahres ohne nennenswerte Störung betrieben werden. Mit einer Nettostromerzeugung von 2,49 Mrd. kWh wurde das ausgezeichnete Ergebnis des Vorjahres nochmals leicht verbessert. Damit blieb die Anlage mit 88,4% im *internationalen Vergleich* der Arbeitsausnutzung aller Nuklearblöcke mit Siedewasserreaktoren, die jährlich einen Brennstoffwechsel durchführen, weiterhin an der *Spitze.*

Das erste volle Betriebsjahr verlief beim *Kernkraftwerk Gösgen-Däniken* in mehrfacher Hinsicht erfolgreich: Während 6535 Vollaststunden wurden 5,96 Mrd. kWh erzeugt und an die Partner abgegeben. Die Arbeitsausnutzung betrug 74% und stellt der 970-MW-Druckwassereinheit auch im internationalen Vergleich ein gutes Zeugnis aus. Von der Nichtverfügbarkeit entfielen zwei Drittel auf den planmässig vorgenommenen Brennstoffwechsel und die Revisionsarbeiten. Die wenigen Störungen beschränkten sich auf den Dampfkreislauf und stellen für ein thermisches Kraftwerk in der Anlaufphase keine ausserordentlichen Ereignisse dar. Im Berichtsjahr wurden rund 170 000 t *Prozessdampf* an die Kartonfabrik Niedergösgen abgeben, die dadurch 11 500 t Schweröl ersetzen konnte.

Beim *Kernkraftwerk Leibstadt* setzten im Berichtsjahr in grossem Umfang die Montagearbeiten ein, nachdem im Vorjahr die Rohbauarbeiten im wesentlichen hatten abgeschlossen werden können. Das Abschirmgebäude und die Baukonstruktionen im Inneren sind in Arbeit. Die biologische Abschirmung wurde fertiggestellt, das Reaktordruckgefäss versetzt und die Montage der Reaktoreinbauten sowie der Umwälz- und Frischdampfleitungen war im Gang. Die Montage des Kondensators wurde abgeschlossen und diejenige der Turbine ist weit fortgeschritten. Auf der Baustelle waren im Berichtsjahr *über tausend Personen beschäftigt.* Die Anlage ist für eine Nettoleistung von 942 MW ausgelegt, wird mit einem Siedewasserreaktor ausgerüstet und von einem Konsortium BBC AG Brown, Boveri & Cie./ General Electric Technical Services Inc. schlüsselfertig erstellt. Die Inbetriebnahme ist für 1983 vorgesehen.

Aufgrund des Bundesbeschlusses zum Atomgesetz, der am 1. Juli 1979 in Kraft getreten ist, hat die *Kernkraftwerk Kaiseraugst AG* am 25. Juli 1979 das Gesuch um Erteilung einer Rahmenbewilligung für ihr Projekt eingereicht. Nachdem bei Werken mit bereits erteilter Standortbewilligung in einem vereinfachten Verfahren nur noch die Frage nach dem Bedarf geprüft werden muss, wurde dem Gesuch ein entsprechender Nachweis beigelegt. Die Eidg. Energiekommission befasste sich im Jahr 1980 mit dem Bedarfsproblem und kam am 5. Dezember 1980 mit einer Zweidrittelmehrheit zum Schluss, dass weitere Energieproduktionsanlagen nötig sind, um die drohende Bedarfslücke Ende der achtziger Jahre zu vermeiden. Der Bundesrat und – sofern dieser positiv entscheidet – die Bundesversammlung werden sich nun mit dem Rahmenbewilligungsgesuch für das Kernkraftwerk Kaiseraugst befassen müssen. Die Anlage mit 925 MW Nettoleistung soll mit einem Siedewasserreaktor der General Electric und einer Turbogruppe der BBC AG Brown, Boveri ausgerüstet werden. Bis auf die Fertigstellung einiger Infrastrukturbauten ruhten die Arbeiten auf der Baustelle weiterhin.