Zeitschrift: Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 59 (1967)
Heft: 8-9

Artikel: 15. Teiltagung der Weltkraftkonferenz Tokio 1966
Autor: Etienne, E.H.
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-921004

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

VERZEICHNIS ALLGEMEINER LITERATUR ÜBER DIE TÜRKEI

Jahr	Titel	Autor	Verlag
1937	Das Land Kemal Atatürks	August Ritter von Kral	Braumüller Wien
1953	Türkische Moscheen	Ulya Vogt-Goknil	Origo, Zürich
1955	Enge Schlucht und schwarzer Berg	C. W. Ceram	Rowohlt, Hamburg
1957/1965	Istanbul	M. Hürlimann	Atlantis, Zürich
1959/1962	Geschichte des Städtebaues (2 Bände)	Prof. Dr. E. Egli	Rentsch, Zürich
1960	Die Türkei	Buchklub Exlibris Zürich	Droemer, München/Zürich
1961	The Life of Atatürk	Turkish Ministry of Press Broadcasting and Tourism	Dizerkonca Matbaasi, Istanbul
1962	Briefe aus dem Orient (1716/1718)	Lady Mary Montagu	Steingrüben, Stuttgart
1963/1966	Die neue Türkei	Karl Krüger	Safari, Berlin
1963	Konstantinopel, Bild einer heiligen Stadt	P. Sherrard	Urs Graf Olten, Lausanne und Freiburg i.Br.
1964	Turkey	Turkish Investment promotion and information center	Ankara
1964	Vorderasien I in der Buchreihe «Länder und Völker»	A. Wettstein, Dr. E. Speich, V. Waldis-Steinmann, Dr. P. Benary, K. Ziegler (Geographisch-kulturelle Gesellschaft)	Kunstkreis-Buchverlag W. Schweizer, Luzern
1964	Dams in Turkey	General direction of hydraulic works	Turkey
1965	Le Tourisme dans l'économie de la Turquie	Tunay Akoğlu	Herbert Lang & Co., Bern
1966	Kultur-Atlas der Türkei	Friedrich Fritz	Codex, Gundholzen
1966	Die Türkei und ihre Kunstschätze	E. Akurgal, C. Mango und R. Ettinghausen	Skira, Genève
1966	Taschenwörterbuch	K. Steuerwald	Langenscheidt

15. TEILTAGUNG DER WELTKRAFTKONFERENZ TOKIO, 1966

DK 061.3 (100) 620.9+3 (52)

E. H. Etienne, dipl. Ing., La Conversion/VD, Präsident des Schweizerischen Nationalkomitees der WPC.

1. Japans Entwicklung zum Industriestaat

1.1 ALLGEMEINES

Unter den industriell hoch entwickelten Staaten gibt es kaum ein Land, dessen Charakter so schwer zu erfassen ist wie Japan; schätzt man doch, dass nicht einmal 0,5 Prozent der Weissen, die in diesem Land wohnen oder dieses besuchen, die japanische Sprache beherrschen. Um die Merkmale des japanischen Charakters zu verstehen, ist von der historischen Entwicklung und den geographischen Gegebenheiten auszugehen.

Zunächst das Land: Eine Inselwelt vulkanischen Ursprungs — von 192 Vulkanen sind noch 58 aktiv — die ständig von Erdbeben (4000 bis 5000 pro Jahr), oft mit Flutwellen verbunden, heimgesucht wird. Die Topographie besteht vorwiegend aus gebirgigem Gelände, und der landwirtschaftlich nutzbare Boden ist auf 16 Prozent der Landesfläche beschränkt. Dieser erstreckt sich in der Hauptsache der Meeresküste entlang und ist von Ueberschwemmungen ständig bedroht. Die Flüsse schwellen zu Wildbächen an, ausgerechnet, wenn der Reis reift.

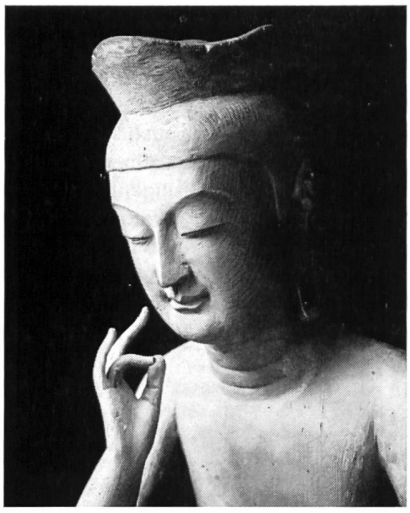

Bild 1 Lehrender Buddha, eine der ältesten japanischen Holzschnitzereien (7. Jahrh.) im Koryuji-Tempel, Kyoto.
(Cliché aus BWK Essen 3/1967)

Die ausserordentliche Begrenzung des bewohnbaren Raumes (30 Prozent der Landesfläche) zwang, die Wohnhäuser eng aneinander zu bauen. Sie sind aus Holz, und Feuersbrünste haben katastrophale Folgen.

Im Gegensatz zum weltoffenen Grossbritannien lebten die Japaner bis zum 19. Jahrhundert isoliert. In dieser Abgesondertheit vollzog sich unter aussergewöhnlich stabilen Verhältnissen die kulturelle Entwicklung, die sukzessive von Indien, Indonesien und China aus befruchtet wurde und zur tief verwurzelten japanischen Eigenart mit ihren fest verankerten Traditionen führte. Sie ist durch eine grosse Genügsamkeit, Opferbereitschaft und Schaffenskraft, eine besondere Liebe zur Natur, einen ausgesprochenen Sinn für die Aesthetik und einen einzigartigen Charme gekennzeichnet.

Bis vor 100 Jahren war die westlichste Hafenstadt Nagasaki das einzige Bindeglied zwischen Asien und zwischen Europa. Erst als 1869 die Neuorientierung zum Industriestaat einsetzte, begann die Berührung mit der Umwelt und die Auswanderung. Nachdem diese aber durch die USA, Kanada und vor allem durch Australien unterbunden wurde, orientierte sich die japanische Expansion nach Formosa, Süd-Sachalin, Korea und nach der Mandschurei, und zwar unter dem Druck der Rohstoffarmut einerseits (abgesehen von Schwefel verfügt Japan nur über etwas Kupfer, Zink, Gold und Silber; 90 Prozent der industriellen Rohstoffe werden im-

portiert), und des ungenügenden landwirtschaftlichen Ertrags anderseits (ein Drittel des Bedarfs muss durch Importe gedeckt werden).

1869 zählte Japan rund 30 Mio Einwohner; 1959 waren es bereits 90 Mio — trotz der Verluste infolge des Zweiten Weltkrieges — und 1975 wird die Bevölkerung voraussichtlich 100 Mio übersteigen!

Da bei Friedensschluss durch den Verlust der seit Beginn der industriellen Entwicklung annektierten Gebiete die Landesfläche auf den Stand von 1869 (369 434 km², das sind zwei Drittel der Fläche Frankreichs) zurückgebracht wurde, setzte schon 1949 die Geburtenregelung ein mit dem Ziel, die Bevölkerungszahl bis 1975 zu stabilisieren. Bis dahin müssen aber etwa 1,5 Mio Jugendliche pro Jahr in den Wirtschaftsprozess eingegliedert werden, wozu vor allem der Export zu fördern ist.

Diese kurzen summarischen Darlegungen zeigen die Tragweite der Probleme, die Japan zu meistern hat. Sofern es gelingt, den Arbeitsfrieden und den Arbeitswillen, sowie die Opferbereitschaft des Volkes trotz der andauernden Hochkonjunktur ohne Störungen zu erhalten, so wird sich Japans Wandel zum voll wettbewerbsfähigen Industriestaat mit beispielloser Schnelligkeit weiter vollziehen.

Oskar von Miller, damaliger Ehrenpräsident der Weltkraftkonferenz, hatte dies bereits anlässlich der 3. Teiltagung, die 1929 in Tokio stattfand, erkannt, indem er seine Ueberzeugung an der Eröffnungssitzung mit folgenden Worten zusammenfasste:

> «Es gibt eine Energiequelle — eine Weltkraft möchte ich sagen —, die bedeutungsvoller ist als alle Wasserkräfte, Kohlengruben und Oelfelder: das ist die menschliche Kraft, die Energie der Völker, und darin wird Japan von keinem anderen Lande übertroffen!»

1.2 ENERGIEWIRTSCHAFT

Die energiewirtschaftliche Entwicklung Japans steht in unmittelbarem Zusammenhang mit der industriellen Entwicklung. Als Primärenergiequellen sind im Lande verfügbar:
— beschränkte Kohlenvorkommen ungenügender Qualität,
— ganz unbedeutende Rohölvorkommen,
— beträchtliche Wasserkraftvorräte.

Darum beruhte bis vor kurzem die Elektrizitätserzeugung zum grössten Teil auf der Nutzung der Wasserkraft.

Im letzten Jahrzehnt hat sich der gesamte Energieverbrauch verdreifacht:
1955: ca. 73 Megatonnen SKE (Steinkohleneinheiten)
1965: ca. 218 Megatonnen SKE
und beträgt heute 2120 kg SKE pro Kopf der Bevölkerung.

1955 deckten die einheimischen Energiequellen 75 % des gesamten Energieverbrauchs, heute nur noch 34 %. Der Rückgang ging zu Lasten des Kohlenbergbaus. Dieser Wandel ist auf den Uebergang von festen auf flüssige Brennstoffe, die Umstellungen in der Industrie — insbesondere in der Stahlindustrie — sowie auf die beachtenswerte Entwicklung des Treibstoffbedarfs zurückzuführen.

Die Rohölimporte werden voraussichtlich bis 1973 auf 170 Mio t anwachsen und 67 % des Primärenergiebedarfs decken. Dies bedeutet einen Devisenaufwand von etwa 9 Mrd. Franken pro Jahr. Darum wird die Exploration von Rohölvorkommen im In- und Ausland von der Regierung stark gefördert.

Japan ist nach den USA, der UdSSR und Grossbritannien mit 192 Mrd. kWh im Jahre 1965 der viertgrösste Elektrizitätsproduzent der Welt.

Die Elektrizitätswirtschaft ist weitgehend privatwirtschaftlich aufgebaut; 76 % der gesamten Erzeugung entfallen auf die neun grossen privaten Unternehmen, die eng zusammenarbeiten und regional in vier Hauptgruppen zusammengeschlossen sind. Auf das 1952 zum Ausbau der bedeutenden Wasserkräfte geschaffene staatliche Unternehmen, das die erzeugte Energie an die vorgenannten grossen Werke abgibt, entfallen nur 4 % der gesamten Erzeugung. Die einzelnen Ausbaupläne werden hinsichtlich der bestehenden Energieaustauschmöglichkeiten mit den benachbarten Unternehmen koordiniert. Ein zentraler Ausschuss sorgt für die Koordination auf nationaler Ebene. Eine hervorragende Realisation des staatlichen Unternehmens stellt die 1965 in Betrieb gesetzte Frequenzumformeranlage von 300 MW in Sakuma (westlich von Tokio) dar. Diese arbeitet über Gleichstrom als ständige Verbindung des 50 Hz Systems im nördlichen Landesteil einschliesslich Tokio und des 60 Hz-Systems im Süden.

1966 betrug die gesamte installierte Generatoren-Leistung rund 41 000 MW, davon entfielen 40% auf Wasserkraftwerke. Im letzten Jahrzehnt erreichte die jährliche Zuwachsrate durchschnittlich 13%. Bis 1970 wird mit einer solchen von 9,5% gerechnet und bis dahin dürfte die Erzeugung auf rund 300 Mrd. kWh ansteigen. Von 1956 bis 1965 ging der Anteil der Hydroelektrizität an der Gesamterzeugung von 70 auf 40 %, und der Anteil der Kohle an der thermoelektrischen Erzeugung von 87 auf 48 % zurück.

Für die Zeitspanne 1966/1971 sieht das Ausbauprogramm einen Leistungszuwachs von 19 000 MW, davon rund 4000 MW Wasserkraftwerke und 1200 MW Kernkraftwerke, vor. Das grösste im Betrieb stehende Wasserkraftwerk hat eine Leistung von 380 MW und das grösste im Bau stehende Pumpspeicherwerk wird für 623 MW ausgebaut.

Bei den Wärmekraftwerken geht die Entwicklung nach grossen Blockeinheiten von 600 MW, und das grösste Kraftwerk ist für insgesamt 2280 MW geplant. Nach der Inbetriebnahme der Grossanlagen mit Oelfeuerung wird der Anteil des Oels an der thermoelektrischen Elektrizitätserzeugung von knapp 15 % vor zehn Jahren und heute schon von über 50 % sprunghaft ansteigen. Mit Rücksicht auf den daraus entstehenden stark steigenden Importbedarf an Rohöl wird neben der Entwicklung der Kernenergie auch versucht, geothermische Energie zu gewinnen. Bis 1970 werden 60 MW in einer ersten Anlage verfügbar sein. Als Strompreis werden 2,5 Rappen/kWh genannt.

Ein erstes Kernkraftwerk mit einem 166 MW Magnox-Reaktor aus Grossbritannien steht schon heute im Betrieb. Zwei weitere kommerzielle Anlagen: ein 400 MW BWR- und ein 340 MW PWR-Reaktor wurden in den USA bei der General Electric bzw. bei Westinghouse bestellt. Eine weitere Anlage von 322 MW wird demnächst in Auftrag gegeben. Diese drei Kernkraftwerke werden bis 1970 in Betrieb genommen. Die General Electric befasst sich überdies mit dem Projekt, gemeinsam mit Hitachi und der Tokyo Electric Co. eine Kernbrennstoffaufbereitungsanlage zu erstellen.

Die japanische Kernindustrie setzt sich aus Firmen aus den Konzernen Daiichi, Hitachi, Mitsubishi, Mitsui und Sumitomo zusammen. Da bereits 75 % des Oelverbrauchs in Japan durch ausländische Oelkonzerne kontrolliert werden, sind Bestrebungen im Gange, ähnlichen Abhängigkeiten auf dem Sektor der Kernenergie aus dem Wege zu gehen. Zu diesem Zweck setzte die japanische Atomenergiekommission ein Entwicklungsprogramm auf, das sich auf nationale Möglichkeiten in Zusammenarbeit mit ausländischen Firmen stützt. Es ist vorgesehen, einen

«advanced converter» bis 1969 und einen Prototyp-Brüter bis 1972 zu erstellen. Die Gesamtkosten werden auf rund 2 Mrd. Franken geschätzt.

Wenn auch für die spätere Zukunft der Uebergang auf Kernenergie in Japan ausser Zweifel steht, so bestehen Meinungsverschiedenheiten hinsichtlich der Konkurrenzfähigkeit der Kernkraftwerke gegenüber den Dampfkraftwerken mit Oelfeuerung für die nächsten Jahre: die spezifischen Anlagekosten der ersteren seien doppelt so hoch wie diejenigen der letzteren, überdies seien mit zunehmender Tankertonnage geringere Oelpreise zu erwarten; die Bauzeiten der Kernkraftwerke seien doppelt so lang und die damit einzugehenden Risiken bedeutend höher. Bei der stets weiter fortschreitenden Reaktortechnik sei mit einer raschen Ueberalterung der Anlagen zu rechnen. Ferner seien die von den Herstellerfirmen genannten Energiepreise auf die besonderen Verhältnisse in ihrem Lande abgestimmt und nicht ohne weiteres auf ein anderes Land übertragbar. Es wird also vor einem überstürzten Sprung zur Atomenergie gewarnt.

Ein heikles Problem ist die Standortfrage. Da die Flussläufe hierzu ungeeignet sind, kommt nur die Meeresküste in Frage. Wie aber die bisherigen Untersuchungen zeigten, weisen nur 10 % der Meeresküste geeignete Standorte auf; hievon entfallen 80 % auf den von den Verbrauchszentren entfernten Norden des Landes.

Auch die Direktumwandlung mit MHD-Generatoren wird in Japan energisch gefördert. Ein langfristiges Programm mit einem Kostenaufwand von nahezu 200 Mio Franken wurde für die Entwicklung von MHD-Generatoren durch vier Gruppen aufgestellt, und zwar: eine Versuchsanlage von 1 MW bis 1967 und ein Prototypgenerator von 50 MW bis 1970. Ferner ist für die Zeit nach 1970 der Bau einer kommerziellen Anlage von 300 MW geplant.

2. Verlauf und Ergebnisse der Teiltagung WPC

2.1 BETEILIGUNG, GENERALTHEMA UND VERLAUF DER TAGUNG

Zum zweiten Male in der Geschichte der Weltkraftkonferenz hatte Japan zu einer Teiltagung, die vom 16. bis 20. Oktober 1966 in Tokio stattfand, eingeladen. Es spricht wohl für die Universalität dieser alle Sparten der Energiewirtschaft umfassenden internationalen Organisation, dass sie innert vier Jahren in drei Kontinenten tagte: Melbourne, Lausanne, Tokio, und dass diese Tagungen von 1500, 1400 bzw. 130 Teilnehmern aus etwa 50 Ländern bestens besucht waren. Das Hauptkontingent der Teilnehmer stellte für die hier behandelte Teiltagung Japan mit rund 400 Personen; die schweizerische Delegation umfasste 12 Teilnehmer.

Das generelle Konferenzthema lautete:

«Probleme der künftigen Energienutzung»

Es war in folgende Abteilungen aufgeteilt:

I. Allgemeine Gesichtspunkte
   a) Neue Entwicklungen bei den Verfahren zur Vorausschätzung des Energiebedarfs
   b) Koordinierungsmöglichkeiten bei der Energie-Erzeugung, -Verteilung und -Verwendung
   c) Zukünftige Probleme des internationalen Energieaustausches.

II. Zukünftige Probleme der Energieumwandlung, des Energietransportes und der Energiespeicherung

   Neue Verfahren der Elektrizitätserzeugung:
   a) Wasserkraft
   b) Wärmekraft
   c) Kernkraft
   d) Verbundbetrieb von Versorgungsunternehmen
   e) Wettbewerb der Energieträger

III. Zukünftige Entwicklungen beim Energieverbrauch
   a) Industrie
   b) Gewerbe und Haushalt
   c) Landwirtschaft
   d) Verkehr

Die feierliche Eröffnung der Tagung fand im Nissei-Theater statt; die Fachsitzungen und Schlusssitzung sowie die nachfolgenden Gespräche am runden Tisch wurden im Tokyo Prince Hotel, das über zahlreiche und modernste Räumlichkeiten für die Abhaltung von Kongressen verfügt, durchgeführt.

Für die Organisation der Tagung war das japanische Nationalkomitee unter dem Vorsitz von Mr. Goro Inouye verantwortlich. Die Tagung stand unter dem Patronat von Takeo Miki, Minister für Handel und Industrie. In organisatorischer Hinsicht klappte alles mit echt japanischer Gründlichkeit und Präzision. Auch liess die bekannte japanische Gastfreundschaft nichts zu wünschen übrig. Die zahlreichen Empfänge waren besonders mannigfaltig. Im «westlichen Stil» wurden die vom japanischen Nationalkomitee offerierten offiziellen Bankette abgehalten, im japanischen Stil der Empfang des Handels- und Industrie-Ministers, Mr. Takeo Miki, und derjenige des Gouverneurs von Tokio, Mr. Azuma.

Besonders feierlich war die Anwesenheit des japanischen Kronprinzenpaares an der Eröffnung und die Begrüssung der Delegierten durch den Kronprinzen.

Für die schweizerischen Teilnehmer bildete der überaus gastfreundliche Empfang des schweizerischen Botschafters und dessen Gattin eine besonders nette Ergänzung des offiziellen Programms der Tagung. Monsieur et Madame Charles de Rahm verstanden es, die schweizerische Delegation in unvergesslicher Gastfreundschaft besonders herzlich in ihrem gemütlichen Heim zu empfangen.

2.2 ERGEBNISSE DER BERICHTE UND DER TECHNISCHEN SITZUNGEN

Mit dem für eine Teiltagung zu weit gesteckten Konferenzthema war es nicht zu vermeiden, dass in den Diskussionen eine erschöpfende Erörterung grundsätzlicher Probleme und die Fassung von Resolutionen nicht zustande kam.

Im vorliegenden Bericht wird versucht, aus den 165 Fachberichten — u.a. sechs aus der Schweiz — und den 12 Generalberichten, sowie aus der Fülle des Gebotenen einige für die Beurteilung der künftigen Energienutzung massgebende Schlussfolgerungen zusammenzustellen.
(Verzeichnis der Kongressberichte siehe Seiten 340/343)

2.21 Allgemeine Gesichtspunkte

a) Vorausschätzung des Energiebedarfs

Die Vorausschätzung des Energiebedarfs und insbesondere die Aufstellung eines Inventars der verfügbaren Energiequellen der Welt beschäftigen von jeher die mit der Welt-

Bild 2 Eröffnungsfeier der 15. Teiltagung der Weltkraftkonferenz in Gegenwart des japanischen Kronprinzenpaars. Am Rednerpult der Präsident der Weltkraftkonferenz, W. H. Connolly, Australien. (Cliché aus BWK Essen 3/1967)

kraftkonferenz verbundenen Kreise. Mit der sprunghaften Zunahme des Energieverbrauchs in den letzten 15 Jahren gewinnt das Problem der Vorausschätzung des Energiebedarfs an Bedeutung. Jedoch wird es mit der stets engeren Verflechtung der energierwirtschaftlichen Probleme mit den volkswirtschaftlichen Aspekten und mit der fortschreitenden Substitution der klassischen Energieträger durch arbeitssparende Energieformen bedeutend schwieriger, allgemein gültige Methoden zu finden.

Wie Sir Edwards, Präsident des «Electricity Council» Grossbritanniens, richtig bemerkte, «gibt es für die sich mit energiewirtschaftlicher Planung und Vorausschau befassenden Kreise nur eine Einstellung: Bescheidenheit; wer dies bezweifelt, möge die Geschichte der Energievorausschau, die voller Fehler ist, studieren!» (4 I A).

Von den neuesten statistischen Methoden darf man nicht zu viel erwarten; denn niemand kann die grundsätzliche Ungewissheit, die jeder Vorausschau anhaftet, vermeiden. Besonders hervorzuheben ist der grosse Aufwand der verstaatlichten Elektrizitäts- und Gas-Grossunternehmen in Frankreich und Grossbritannien für Analysen der einzelnen Gegebenheiten, für die Anschaffung von Geräten in Haushalt und Gewerbe, sowie zur Erfassung des Energieverbrauchs für die Raumheizung, wobei die Einwirkung der witterungsbedingten Variationen besonders untersucht wird.

Für unsere Verhältnisse naheliegender ist der Versuch des belgischen Nationalkomitees der WPC, Energiebilanzen Belgiens für die Jahre 1964—70—75—80 aufzustellen. Die Untersuchungen wurden für jeden Energiesektor separat durch eine Gruppe von Fachleuten durchgeführt. Ausgehend von der Basisperiode von 1953—64, für die im Jahresdurchschnitt das Bruttosozialprodukt um 3,7 %, der Rohenergieverbrauch um 3,1 % und die industrielle Produktion um 4,5 % zunahmen, ergibt sich für die Vorausschau 1964—80 eine durchschnittliche jährliche Zunahme des Rohenergieverbrauchs von 3,6 %.

Das Ergebnis der Untersuchungen ist in der nachstehenden Tabelle zusammengefasst.

Bemerkenswert sind die folgenden Schlussfolgerungen: Am Ende der in Betracht gezogenen Zeitperiode wird in Belgien die Kohle immer noch rund ein Viertel des Rohenergiebedarfs, das Erdöl etwas mehr als die Hälfte, das Erdgas nur 8 % und die Kernenergie etwa ein Zehntel des Rohenergiebedarfs

	Gesamter Rohenergieverbrauch		Anteil der Energierträger in %			
	T cal	Index	Kohle	Erdöl	Erdgas	Kernenergie
1953	211 577	100	85	15	—	—
1964	295 326	140	57	43	—	—
1970	378 000	179	41	53	5	1
1975	447 000	211	31	56	8	5
1980	522 000	247	24	58	8	10

Der Anteil der Wasserkraft (knapp 0,1 %) kann vernachlässigt werden.

decken. Trotz der unmittelbaren Nähe der belgischen Konsumzentren von den holländischen Erdgasfeldern wird keine sprunghafte Entwicklung des Erdgasverbrauchs erwartet. Obschon in Belgien die Entwicklung der Kernenergie frühzeitig begann, wird auch diese nur schrittweise eingesetzt werden.

Die durchschnittliche jährliche Zunahme des Erdölverbrauchs betrug in der Basisperiode 12,8 %; für die Vorausschau wurde sie bis 1970 zu 7,5 % (Verdoppelung in zehn Jahren), 1970/75 zu 4,5 % und 1975/80 zu 3,8 % (Verdoppelung in 20 Jahren) angenommen.

Interessant sind die nachfolgenden, vom Edison Electric Institute in New York für die USA zusammengestellten Gegenüberstellungen: (84 I A).

Die Kohlenförderung, die 1835 bereits 1 Mio t übertraf, stieg bis 1888 auf rund 100 Mio t, das heisst auf das Hundertfache in 50 Jahren; ab 1890 setzte schon die Sättigungsperiode ein. Bei der Eisen- und Stahlindustrie dauerte die stürmische Wachstumsperiode bis 1929, und die Sättigungserscheinungen begannen ab 1930. Die Elektrizitätserzeugung stieg von 1912 bis 1964, das heisst in rund 50 Jahren auf das 44fache, bei einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 7,12 % pro Jahr. Diese erhöhte sich auf 7,9 % im Durchschnitt der letzten 20 Jahre, was darauf schliessen lässt, dass trotz der in den USA vorhandenen Naturgasvorkommen kein Abflauen der bisherigen Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage zu erwarten ist. Von 1902 (Index = 100) bis 1963 stieg der Index der Elektrizitätserzeugung sogar auf 18 000, derjenige des gesamten Energieverbrauchs jedoch nur auf 600.

Der Anteil der einzelnen Energieträger am gesamten Energieverbrauch der USA zeigt folgende prozentuale Verteilung: (83 I A)

Jahr:	1947	1965	1980
Kohle	48	23	22
Naturgas	14	30	28
Erdöl	34	43	41
Wasserkraft	4	4	4
Kernenergie	–	0,1	5
	100	100	100

Wie die Vorausschau für 1980 zeigt, wird sich die Entwicklung der Kernenergie in der Hauptsache auf Kosten der flüssigen und gasförmigen Brennstoffe auswirken, während die Anteile der Kohle und der Wasserkraft sich behaupten.

Von der gesamten Elektrizitätserzeugung entfallen folgende Anteile auf die einzelnen Kraftwerke mit verschiedenen Energieträgern:

Jahr:		1947		1965	1980
Dampfkraftwerke:					
Kohle	47		55		
Naturgas	9		22		
Erdöl	11	67	6	83	71
Kernkraftwerke:		–		0,3	17
Wasserkraftwerke:		33		16,7	12
		100		100	100

2.22 Zukünftige Probleme der Energieumwandlung

a) Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft

Obwohl in einzelnen Ländern mit fortschreitender Entwicklung die ausbauwürdigsten Wasserkräfte zur Neige gehen, können neue Baumethoden und neue Baustoffe die Anlagekosten verringern und früher unwirtschaftliche Projekte wettbewerbsfähig machen. Die Aera der Wasserkraftnutzung ist also noch lange nicht abgeschlossen. Im Gegenteil nimmt ihre überragende Bedeutung zur Erzeugung hochwertiger Spitzenkraft mit dem raschen Anwachsen der Belastungsspitzen weiter zu, und zwar trotz der technisch-wirtschaftlichen Fortschritte, die auf dem Gebiete der Wärmekraft und der Kernkraftwerke erzielt werden. In Verbindung mit Pumpspeicherwerken sichert sich die Wasserkraft auch weiterhin eine massgebende Rolle, was weitsichtige Pioniere der Verbundwirtschaft bereits vor bald 40 Jahren vorausgesehen hatten.

Aus den sechs zu diesem Thema eingereichten Fachberichten und aus den Diskussionen sind als bemerkenswerte Entwicklungstendenzen festzuhalten:

— die mit steigenden Lohn- und Materialkosten sowie Zinssätzen erkennbaren Bestrebungen, preisgünstigste Lösungen durch Anwendung neuer Methoden bei allen Komponenten des Kraftwerkbaues zu entwickeln;
— die damit Hand in Hand gehende Konzentration in Grösstanlagen mit Maschinensätzen grösster Leistung;
— die Fernsteuerung und Automatisierung von Anlagen mittlerer und kleiner Leistung, sowie ganz allgemein die Reduktion des Bedienungspersonals;
— kurz zusammengefasst: Ausschöpfung sämtlicher Möglichkeiten zur Erzielung von Kostensenkungen im Bau, Betrieb und Unterhalt der Anlagen, und zwar auch, wenn Wirkungsgradeinbussen in Kauf zu nehmen sind, wie zum Beispiel bei Anlagen mit geringer Benützungsdauer zur Erzeugung von Spitzenkraft, insbesondere für Pumpspeicherwerke.

Ferner eröffnet die Verwendung von Rechnern dem Ausbau der Wasserkräfte neue Möglichkeiten sowohl in der Auswertung neuer Methoden im Kraftwerkbau und Maschinenbau, als auch hinsichtlich der günstigsten Aufteilung des zu erwartenden Mehrbedarfs auf die einzelnen Kraftwerktypen und der Wahl der günstigsten Ausbaugrösse.

Mit Rücksicht auf die fortschreitende Erhöhung der Belastungsspitzen wird in Japan der weitere Ausbau der Wasserkräfte als unerlässlich betrachtet; denn die Wasserkraft sichert ein rasches Anfahren, sowie grösste Flexibilität in den Belastungsänderungen, und eignet sich für den Betrieb mit Teillast sowie für Fernsteuerung der Anlagen.

Gegenwärtig sind in Japan Wasserkraftwerke für 3700 MW im Bau, und zwar vorwiegend als Speicher- und Pumpspeicherwerke. Diese werden für eine stets höhere Wassermenge, die u.a. nur an 95 Tagen pro Jahr vorhanden ist, ausgebaut. Bei der daraus resultierenden geringen Benützungsdauer werden kostensparende Bauweisen vorgezogen, auch wenn diese geringere Maschinenwirkungsgrade nach sich ziehen, wie zum Beispiel bei den umkehrbaren Pumpenturbinen. Trotz der Erdbeben werden immer höhere Talsperren, von welchen die höchste eine Höhe von 185 m aufweist, erstellt. Zur Schonung der Naturschönheiten und zum Schutz der ferngesteuerten Anlagen werden die Maschinen in Kavernen, bei den Niederdruckwerken in den Stauwehrpfeilern eingebaut.

Wie die nachfolgende Tabelle zeigt, werden Maschinensätze für grösste Leistungen und zwar von der japanischen Industrie selbst gebaut. Diese hat auch fünf Francisturbinen von je 266 MW nach Kanada und sieben über 200 MW nach Mexiko und Venezuela geliefert.

Bei der letzten Anlage handelt es sich um ein projektiertes, mit Meerwasser betriebenes Pumpspeicherwerk.

Bemerkenswert ist auch die in Japan entwickelte Methode für die Bewertung von Wasserkraftprojekten und die Wahl der günstigsten Ausbaugrösse; hierzu werden die

TYPISCHE BEISPIELE NEUESTER ANLAGEN IN JAPAN: (69 II A 1)

Turbinentyp	Name der Anlage *projektiert	Maschinen-Leistung MW	Anzahl Maschinensätze	Gefälle m	Drehzahl U/min.
Pelton	Kurobezawa Nr. 4	95	4	560	
Francis	Miboro Nr. 2	66	1	461	600
Francis	Shimotaki	69	2	330	500
Francis	Okutadami	137	3	170	
Kaplan	Otori	100	1	51	125
Umkehrbare Pumpenturb.	Kisenyama*	230	2	217	
Pumpenturb.	Atishika*	270	4	390	

Jahreskosten der Wasserkraftanlagen mit denjenigen eines fiktiven Wärmekraftwerks, das eine dem Wasserkraftwerk äquivalente Jahresarbeit erzeugt, verglichen. Aehnliche Methoden werden auch für die Planung von Pumpspeicherwerken angewandt.

In Norwegen (74 II A I), das hinsichtlich des wirtschaftlich ausbauwürdigen Wasserkraftpotentials mit 130 Mrd. kWh an der Spitze der westeuropäischen Staaten steht, übertraf 1966 die Erzeugung der Wasserkraftwerke 50 Mrd. kWh und die insgesamt ausgebaute Leistung dieser Anlagen 10 000 MW. Der Jahreszuwachs ist mit rund 600 MW oder 3000 GWh beachtlich. Da etwa 80 % der Erzeugungskosten auf die Kapitalkosten entfallen, werden die grössten Anstrengungen gemacht, um alle möglichen Kostensenkungen zu erzielen:

Im Talsperrenbau werden mittels neuer Bauweisen Steinschütt- und Erddämme zu den halben Kosten der massiven Betonmauern erstellt; im Tunnelbau wurden neue Schachtvortriebsmethoden für Vortriebsflächen von 20 m² und Neigungen bis zu 60° mit Stollenfensterabständen von 750 m und weitgehender Mechanisierung des Felsbohrens, -ausbrechens und -förderns entwickelt. Ferner lassen sich mittels besonderer Sprengweisen glatte Tunnelwände herstellen, womit im standfesten Fels auf die Auskleidung auch in Druckschächten bis zu Drücken von 300 bis 500 m WS verzichtet werden kann. In Kavernenzentralen wird neuerdings die Betondecke weggelassen und die Felsdecke mit Bolzen und Gunitierung gesichert. Transformatoren und Schieber werden in der Hauptkaverne aufgestellt, deren Breite durch zweckmässige Anordnung der Turbinenzuleitungen auf ein Minimum reduziert wird. Kostensenkungen im baulichen Teil werden auch durch die zweckmässige Wahl der Maschinentypen erzielt. Für die in Norwegen geläufigen Gefälle von 200 bis zu 600 m eignet sich besonders die Francis-Hochdruckturbine. 95 solcher Maschinen mit einer gesamten Leistung von 5000 MW wurden installiert bzw. sind noch im Bau. Die weitere Entwicklung dieses Turbinentyps ist vielversprechend: mit steigender Leistung wird bei höheren Gefällen die Wirkungsgradeinbusse geringer, und gleichzeitig werden die baulichen Kosten gesenkt. Heute sind solche Turbinen von 160 MW im Bau für ein Gefälle von 430 bzw. 545 m. Bei 650 m Gefälle dürfte die Höchstleistung mit etwa 200 MW erreicht sein, und zwar wegen der Begrenzung der höchstzulässigen Grösse der Maschinenteile für den Transport per Bahn. Bedeutende Forschungsarbeit wurde hinsichtlich der Entwicklung von Laufrädern für geringe spezifische Drehzahlen sowie die Wahl der günstigsten Drehzahl der Turbinen für die einzelnen Anlagen geleistet. Durch sorgfältigste Ausführung der Form und der Oberfläche wurden Kavitationserscheinungen auf ein Minimum herabgesetzt; nach 50 000 bis 100 000 Betriebsstunden befinden sich Laufräder noch in ausgezeichnetem Zustand. Das Kraftwerk Tonstad mit 4 x 160 MW Francis-Turbinen wird das grösste Werk der staatlichen Kraftwerksverwaltung Norwegens sein. Deren Bestrebungen, auch die Betriebskosten zu senken, gehen aus folgendem hervor: Einschliesslich Bedienung der Staudämme, Zuleitungen, Kraftwerke, Uebertragungsanlagen und Transformatorenstationen, sowie des Personals am Hauptsitz der Verwaltung, entfiel im Jahre 1964 auf einen Angestellten eine Erzeugung von 18,5 GWh.

Auch Spanien (144 II A 2), dessen Elektrizitätserzeugung zum weitaus grössten Teil auf Wasserkraft beruht, ist entschlossen, die noch ausbauwürdigen Gefällstufen zu nutzen und die Ausbauleistung von heute 7250 MW auf rund 20 000 MW zu steigern. Sind einmal die Möglichkeiten erschöpft, Speicherwerke zu bauen, so werden Pumpspeicheranlagen erstellt. Erst später soll der Sprung zur Kernenergie unter Nutzung der eigenen Uranvorkommen stattfinden.

b) Elektrizitätserzeugung aus Wärmekraft

Die 13 Fachberichte zu diesem Thema geben ein sehr anschauliches Bild über die Entwicklungstendenzen auf dem Gebiet des Dampfkraftwerkbaus. Unverkennbar sind:

— die Steigerung der Leistung der Maschinensätze;
— die Senkung der spezifischen Anlage- und Betriebskosten;
— die Erhöhung der Betriebssicherheit und Vereinfachung der Betriebsführung;
— die Automatisierung;
— die rationellste Spitzenlastdeckung;
— die Reinhaltung der Luft.

Die Erhöhung der Einheitsleistung der Maschinensätze ist, wie Bild 3 deutlich zeigt, die wirksamste Massnahme zur Herabsetzung der spezifischen Anlage- und Betriebskosten. Sie geht Hand in Hand mit dem fortschreitenden Zusammenschluss grosser Netzverbände und der Entwicklung der Höchstspannungsübertragung, sowie mit dem Ausbau des Verbundbetriebes über die Landesgrenzen.

Die Steigerung der Leistung der Generatoren und Erreger stellte keine unüberwindlichen Probleme, weshalb für die Entwicklung die Fortschritte im Bau der Turbinen und der Dampferzeuger massgebend waren. Bezogen auf die in den USA von 1930 bis 1950 jeweils in Auftrag gegebenen grössten Maschinensätze, nahm die Höchstleistung im Durchschnitt um etwa 8 % pro Jahr zu. Im letzten Jahrzehnt setzte eine sprunghafte Entwicklung ein, die in Bild 4 deutlich sichtbar ist; dabei fällt die starke Steigerung der Blockleistung bei Kernkraftwerken auf.

Die im Dampfturbinenbau erzielten Fortschritte technologischer, werkstoffs-, verarbeitungs- oder montagetechnischer Art lassen noch keine Begrenzung der Blockleistungen erkennen, weshalb die Entwicklung noch nicht abgeschlossen ist.

In den USA ist die höchste Leistung der bestellten Einwellen-Maschinensätze 832 MW, diejenige der Zweiwellen-Maschinensätze 1130 MW. Ende 1966 waren 77 Blöcke mit einer Leistung von über 500 MW in Auftrag, mit einer Gesamtleistung von 48 500 MW. In den nächsten Jahren dürften Blöcke von 1500 MW und zu Beginn der siebziger Jahre solche von 2000 MW in Auftrag gegeben werden. Immerhin wird von gewissen Kreisen schon der Sprung auf 1130 MW als überstürzt bezeichnet und für noch weitere Steigerungen behutsames Vorgehen empfohlen. Im Hinblick auf den berühmten Netzausfall vom November 1965 im Nordosten der USA, wird bei der Anlage und Regelung der

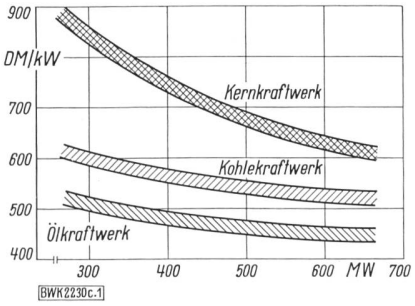

Bild 3 Gesamtanlagekosten der angebotenen Leichtwasserreaktoren (nach Studiengesellschaft für Kernkraftwerke der deutschen Bundesrepublik). (Cliché aus BWK Essen 6/1966)

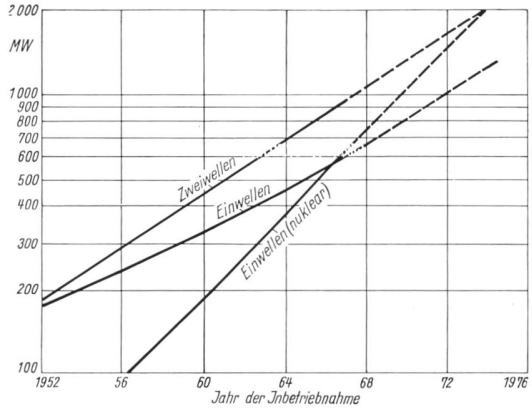

Bild 4 Leistung der jeweils grössten Blockeinheit (92 II A 1).
a Fossiler Brennstoff; Zweiwellenanordnung mit 3 600/1 800 U/min
b Fossiler Brennstoff; Einwellenanordnung mit 3 600 U/min
c Nuklearer Brennstoff; Einwellenanordnung mit 1 800 U/min
(Bild aus BWK Essen 3/1967)

Blöcke die Möglichkeit vorgesehen, bei Netzausfall die Last auf den Blockeigenbedarf zurück zu regeln.

In Europa sind Blöcke von 600 MW in Betrieb.

Mit steigenden Blockeinheiten setzen sich auch überkritische Dampfzustände sowie hohe Drücke mehr und mehr durch. Dagegen besteht wenig Interesse an der Erhöhung der Frischdampftemperatur über die bei Kondensationskraftwerken übliche Temperatur von 538 °C, weil hierzu teurere hochtemperaturfeste Werkstoffe benötigt werden. Ueberdies wird in den USA eine Stabilisierung, ja sogar eine Senkung der Kohlenpreise infolge der raschen Entwicklung der Kernkraftwerke erwartet, weshalb der Anreiz zu höheren Wirkungsgraden heute geringer ist.

In Grossbritannien führt das «Central Electricity Generating Board» (CEGB) eingehende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten auf dem Gebiet neuerer Verfahren zur Elektrizitätserzeugung in Dampfkraftwerken durch. Wie die Untersuchungen mit dem bekannten «Field cycle» und dem Quecksilberdampfkreislauf zeigten, werden in beiden Fällen die Turbosätze viel grösser als bei konventionellen Maschinen. Dagegen besteht die Möglichkeit, bei Verwendung von Flüssigkeiten mit geringem spezifischen Gewicht, zum Beispiel Freon 21 anstelle von Dampf, im Niederdruckteil mit geringeren Abmessungen auszukommen; denn bei den extrem grossen Leistungen würde man noch mit einer Welle auskommen, wogegen sich bei der herkömmlichen Art die Zweiwellenanordnung aufdrängt.

Die Automatisierung wird bei grossen Blöcken immer mehr durchgeführt im Bestreben, die an sich sehr komplizierten Anlagen vor menschlichen Fehlhandlungen zu schützen und sie im Bereich ihrer technischen Grenzen bei Laständerungen möglichst voll auszunützen. Voraussetzung hierzu ist eine weitgehende Abstimmung der Bedingungen des Dampferzeugers auf diejenigen des Maschinensatzes im Blockbetrieb. Hand in Hand mit der Automatisierung gehen die Bestrebungen, schnell überlastbare und für ein möglichst rasches Hochfahren gebaute Turbinen, die zur Deckung der Spitzenlast beitragen, zu entwickeln. Hierzu werden die bei rascher Laständerung auftretenden Werkstoffspannungen an besonders exponierten Turbinenteilen untersucht, um Kriterien für die höchst zulässigen Laständerungen aufzustellen; denn mit zunehmender Spitzenlast wird der Beitrag der wenig wirtschaftlichen noch bestehenden Dampfkraftwerke stets geringer.

Besondere Beachtung fand die im schweizerischen Bericht 35 II A 1 beschriebene Entwicklung überlastbarer Dampfturbinen und Dampferzeuger. Allerdings sind dabei Wirkungsgradeinbussen in Kauf zu nehmen: von 40 % bei Normallast auf 37 % bei Ueberlast. Zur Leistungssteigerung der Dampferzeuger und zur Bewältigung rascher Laständerungen werden zusätzliche Dampfkessel oder Speisewasserspeicher vorgeschlagen. Zur Erzielung einer Spitzenlast, die 50 % höher als die Grundlast ist, steigen die Anlagekosten um 30 %.

Zur Herabsetzung der Austrittsverluste wird den nachfolgenden Problemen die grösste Aufmerksamkeit geschenkt: der Entwicklung langer Endschaufeln, der Strömung mit Ueberschallgeschwindigkeit im Bereich der Spitzen der Endschaufeln, der Tropfenbildung im Nassdampfgebiet und der Erosion an den Endschaufeln. Ihre Abklärung ist insbesondere bei Turbinen mit Frischdampfzuständen in der Nähe der Sättigung, wie sie für Kernkraftwerke verwendet werden, von besonderer Bedeutung.

Fernsteuerung und Automatik, sowie vor allem die Verwendung flüssiger und gasförmiger Brennstoffe führten zur Entwicklung der Freiluftbauweise. Frostsichere Anlagen werden auch für Tiefsttemperaturen von —20° bis —25 °C erstellt. Die Wärmeverluste sind gering. Die Mehrkosten für die frostsichere Ausbildung der Anlageteile, die 0,6—1 Prozent der Anlagekosten betragen, sowie die Aufwendungen für die Schutzmassnahmen gegen Witterungseinflüsse während der Montage werden durch die um 6 bis 8 Monate kürzere Bauzeit mehr als aufgewogen. Der resultierende Gewinn wird mit 1,7 Prozent der Anlagekosten angegeben. (Bericht 1 II A 1.)

Zur Deckung der Spitzenlast eignen sich ganz besonders sowohl Gasturbinen konventioneller Bauart als auch Anlagen mit Strahltriebwerken. Beide Typen haben bevorzugte Anwendungsbereiche und werden sich gegenseitig nicht verdrängen. Die Jet-Anlagen weisen etwas kleinere Anlagekosten auf und können in zirka 3 Minuten von Start auf Vollgas gehen; es ist aber hochwertiger Brennstoff erforderlich und die Unterhaltskosten sind höher. Die konventionelle Gasturbine kann billigen Brennstoff verbrennen und weist sehr geringe Unterhaltskosten auf; sie ist für Betriebszeiten von z. B. mehr als 1000 Stunden wirtschaftlicher. Die Grenzstundenzahl hängt vor allem von den vorhandenen Brennstoffen und ihren Preisen ab (17 II A 1).

In Grossbritannien werden Strahltriebwerke von 17,5 MW in allen grossen Dampfkraftwerken zur Deckung des Energiebedarfs bei Netzausfall aufgestellt. Mit einer Gesamtleistung von 724 MW werden sie auch zur Deckung der Spitzenlast beigezogen, und in jeweils zweistündigem Einsatz erreichen sie eine jährliche Benützungsdauer von 500 Stunden. Ueberdies werden die Generatoren auch als Phasenschieber verwendet. Das CEGB beabsichtigt, von 1971 bis 1975 Gasturbinen von insgesamt 500 MW pro Jahr zu erstellen.

Wie bei den Dampfkraftwerken die kombinierte Heizkrafterzeugung grösste Wirtschaftlichkeit erlangt, so kann auch die Gasturbine zur Spitzenlastdeckung mit der Heizwärmeversorgung mittelst Warmwasserspeichern kombiniert werden.

Die grössten Gasturbinen erreichen heute 50 bis 60 MW. Als besondere Vorteile solcher Anlagen gelten die kurzen Anfahrzeiten, die grösste Verfügbarkeit, die niederen spezifischen Anlagekosten, der geringe Kühlwasserbedarf, die beliebige Standortwahl und die dadurch erzielbaren geringen Uebertragungsverluste, die einfache Vollautomatisierung und der damit erreichbare geringe Personalbedarf.

Beachtenswert ist die im schweizerischen Bericht 35 II A 1 beschriebene Kombination einer mit Heliumgas betriebenen Gasturbine mit geschlossenem Kreislauf mit einem gasgekühlten Kernreaktor für eine Leistung von 100 MW, wobei mit einer Einlasstemperatur von 760 °C ein Wirkungsgrad von 40 % erzielt werden könnte. Durch Erhöhung des Druckes wäre es möglich, solche Anlagen für 250 MW zu bauen.

Grosses Interesse fanden auch die im schweizerischen Bericht 17 II A 1 dargelegten Erfahrungen und Fortschritte im Gasturbinenbau für Spitzenlastbetrieb.

In Japan (69 II A 1) wurden interessante vergleichende Untersuchungen über die Wirtschaftlichkeit der Gasturbinen und der Pumpspeicherung durchgeführt. Die Ergebnisse zeigten, dass die Gasturbine nur bei einer sehr geringen Benützungsdauer wirtschaftlicher ist; jedoch lässt sich diese im voraus kaum richtig einschätzen, weshalb in der Praxis die Gasturbinenanlagen im allgemeinen längere Benützungsdauern als ursprünglich angenommen aufweisen und damit ihre Vorteile gegenüber der Pumpspeicherung verlieren.

Die Reinhaltung der Luft wurde in vier Berichten und in den Diskussionen sowie in einer Schlusskonferenz ausführlich behandelt. Als zweckmässige Massnahmen wurden empfohlen: höhere Kamine (150 bis 250 m, je nach den meteorologischen Bedingungen) und Reinigung der Abgase von SO_2. Die dringend geforderte Entschwefelung des Rohöls ist bei dem heutigen Stand der Technik unwirtschaftlich und kommt einstweilen nicht in Frage.

MHD-Verfahren. Die Aussichten über die Einsatzmöglichkeit des MHD-Verfahrens zur Energieerzeugung auf wirtschaftlicher Basis sind noch gar nicht abgeklärt. Man hofft, den Gesamtwirkungsgrad eines Dampfkraftwerks durch Vorschalten eines MHD-Verfahrens auf 50 % zu erhöhen. Die noch zu lösenden Probleme erweisen sich als sehr schwerwiegend und der zu erzielende wirtschaftliche Vorteil ist umstritten.

Brennstoffzellen. Wenn auch hinsichtlich der kommerziellen Elektrizitätserzeugung im Grossen die Aussichten der Brennstoffzellen noch ganz unabgeklärt sind, so lassen die erzielten Fortschritte auf ihre Anwendungsmöglichkeiten als Energiespeicher für kleine Spezialfahrzeuge und als Stromquelle für Anlagen, die nur in grossen Intervallen aufgetankt werden, schliessen.

c) Elektrizitätserzeugung aus Kernkraft

Zu diesem Thema wurden 14 Berichte aus 10 Staaten eingereicht.

Es ist nicht zu vermeiden, dass bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Kernkraftwerken die Meinungen der für die Elektrizitätserzeugung Verantwortlichen und diejenigen der Fachleute auf dem Gebiete der Kernenergieentwicklung auseinandergehen. Dies war bis vor kurzem auch in Grossbritannien der Fall:

Während das CEGB den Uebergang zur kommerziellen Phase der Elektrizitätserzeugung in Kernkraftwerken als verfrüht betrachtete und hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der Magnox-Reaktoren den Optimismus der Atomenergiebehörde (AEA) nicht teilte, ist nun mit dem Baubeschluss der AGR-Anlage Dungeness B eine Wende eingetreten. Auch die CEGB anerkennt, dass die mit dieser Anlage erzielbaren Energiekosten geringer als die eines mit Oel gefeuerten Dampfkraftwerks sein werden, und zwar auch bei Wegfall der Rohölsteuer; denn es wird angenommen, dass die heutigen tiefen Oelpreise sich auf einem höheren Niveau stabilisieren werden.

Bis 1969 wird das erste Ausbauprogramm mit Magnoxreaktoren beendet sein, mit einer verfügbaren Leistung von 4500 MW. Die Inbetriebnahme von Dungeness B mit 600 MW ist für 1970 als erste Anlage des zweiten Bauprogramms geplant. Letzteres sieht den Bau von insgesamt 8000 MW AGR-Reaktoren bis 1975 vor. Bis dahin würde die gesamte in Kernkraftwerken installierte Leistung auf rund 13 000 MW und die totale verfügbare Leistung einschliesslich der herkömmlichen Dampfkraftwerke auf 60 000 MW anwachsen. Die zweite AGR-Anlage von 600 MW wird Hinkley Point B sein und gegenüber Dungeness B um 5 % geringere Baukosten aufweisen. Weitere Kostensenkungen werden mit dem Uebergang auf 1200 MW AGR-Einheiten erwartet. Als wesentliche Vorteile dieses Typs werden hervorgehoben: Grösste Betriebssicherheit, weitgehende Unabhängigkeit in der Standortwahl, geringe Kühlwassermenge, mögliche Steigerung der Reaktorleistung auf 1200 MW ohne Risiko hinsichtlich der Zuverlässigkeit.

Für die zukünftige Entwicklung werden zwei weitere Systeme, die im Falle von Verzögerungen in der kommerziellen Entwicklungsreife des schnellen Brüters als Zwischenstufe eingesetzt werden könnten, in Aussicht genommen: ein schwerwassermoderierter dampfgekühlter Druckrohrreaktor, der besonders gute Konversionseigenschaften aufweist; — ein Hochtemperatur-Graphit-Reaktor, wovon der OECD-Dragon-Prototyp eine Variante darstellt und dessen Wirtschaftlichkeit insbesondere im Falle von höheren Uranpreisen besonders attraktiv sein würde.

Für die Zukunft werden grosse Hoffnungen in den schnellen Brüter, und zwar mit Natrium-Kühlung gesetzt. Der Bau eines Prototyps für eine Leistung von 240 MW steht in Vorbereitung; die Inbetriebnahme ist für 1971 geplant. Als Energiepreis werden 1,25 Rappen/kWh genannt, und zwar sei dieser Preis praktisch unabhängig vom Uranpreis.

Ein sehr objektives Bild der bisherigen und zukünftigen Entwicklung der Kernenergieerzeugung in den USA gibt J. M. Vallance (117 II A 1). Er weist auf die noch allzugrossen Unsicherheiten in der Vorausschau der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Reaktortypen hin: von den anfangs 1966 in Betrieb stehenden Kernkraftwerken mit einer Gesamtleistung von nahezu 1100 MW wiesen nur sechs grössere Leichtwasser-Reaktoren Betriebszeiten von 3 bis 8 Jahren auf und können als erprobt gelten. Von diesen Anlagen sind jedoch keine mit den herkömmlichen Dampfkraftwerken konkurrenzfähig. Sie wurden erstellt, um Unterlagen über die Wirtschaftlichkeit des Leichtwasserreaktors zu beschaffen.

Wie die bisherigen Erfahrungen zeigen, ist die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Kernkraftwerke vor allem der Steigerung der Einheitsleistungen der Turbosätze für Dampfkraftwerke, die ihrerseits die Entwicklung von Grossreaktoren nach sich zog, zuzuschreiben. Zum Beispiel wiesen 50 % der zu Beginn 1962 bestellten Turbosätze für Dampfkraftwerke Einheitsleistungen von 300 MW und mehr auf; 1966 waren es solche von 500 MW und mehr. Auf Grund dieser Entwicklung wurden für die nun kommende kommerzielle Phase der Kernenergieerzeugung 14 Leichtwasser-Reaktoren mit Einheitsleistungen von je 400 bis 900 MW und für eine Gesamtleistung von rund 8200 MW bestellt. Die ersten kamen 1966, die letzten werden bis 1971 in Betrieb kommen. Erst die damit gewonnenen Erfahrungen werden die zuverlässigen Unterlagen, die für die Beurteilung der zukünftigen Entwicklung unentbehrlich sind, liefern. Für kurzfristige Prognosen gilt nur der Leichtwasser-Reaktor als erprobt, weshalb nur über diesen Typ interessante Einzelheiten mitgeteilt werden, u.a. über den Einfluss

der Veränderungen der einzelnen Kostenfaktoren auf den Energiepreis, sowie insbesondere die Senkung der spezifischen Anlagekosten mit steigenden Einheitsleistungen. Hierzu werden der Kürze halber nur die nachfolgenden Zahlen erwähnt:

Anlage	Inbetrieb-setzung	Einheits-leistung MW	spezifische Anlage-kosten Fr./MW	Energie-Kosten Rp./kWh
Dresden I	1960	200	1200	Prototyp
Baureife Projekte für:	1970	600	500	1,8
	1970	800	470	1,7
	1975	1000	410	1,5

Die Zahlen in den drei untersten Zeilen beruhen auf folgenden Annahmen:

Preisbasis: 1966
Lebensdauer der Anlage: 30 Jahre
jährliche Benützungsdauer: 15 Jahre: 7000 h
weitere 15 Jahre: linear von 7000 auf 4400 h zurückgehend.
Netto-Wirkungsgrad: 31 %
Jahreskosten:
Anlage: 12 % der Anlagekosten
Brennstoffzyklus: 10 % des mittleren Betriebskapitals
Brennstoffkosten auf die Lebensdauer der Anlage ausgeglichen: von 47,50 auf 76 Fr./kg U_3O_8 steigend.
Brennstoffaufbereitungskosten: von 130 auf 110 Fr./kg U sinkend.

resultierende Brennstoffkosten in Rp./kWh:	1970	1975
direkte Kosten	0,52	0,48
Betriebskosten	0,20	0,18
Total	0,72	0,65

Für die weitere Entwicklung wurden drei Prototypen von Grossreaktoren anderer Konzeption in das US-Programm aufgenommen. Hievon werden zwei erst zu Beginn der siebziger Jahre den Betrieb aufnehmen, während der 40 MW gasgekühlte Hochtemperatur-Reaktor des Prototypkraftwerks Peach Bottom der Philadelphia Electric Co. vor der Inbetriebsetzung steht. Eine Grossanlage dieses Typs für eine Leistung von 330 MW wurde von der Public Service Co. of Colorado für das Kraftwerk Fort St. Vrain bestellt. Für die erstere wird der Netto-Wirkungsgrad mit 34 bis 35 %, für die letztere mit 40 bis 45 % angegeben. Dieser vom Standpunkt der Brennstoffökonomie besonders interessante Vertreter der fortschrittlichen Reaktoren tritt also in das Stadium der industriellen Anwendungen.

Kanadas Programm ist auf den Schwerwasserreaktor konzentriert. Auf den schnellen Brüter wird einstweilen verzichtet. Der erste auf kommerzieller Basis in Douglas Point erstellte CANDU-Reaktor mit 200 MW kam Ende 1966 in Betrieb. Gegenüber dem Voranschlag von 1959 beträgt die Kostenerhöhung nur 3 %. Die zweite Anlage Pickering Point bei Toronto ist für 4000 MW geplant, wovon die vier ersten Reaktoren von je 500 MW bestellt sind. Die Inbetriebsetzung der zwei ersten Einheiten ist für 1970 und 1971 vorgesehen. Die Energiekosten werden zu 1,8 Rp/kWh angegeben. Weitere Projekte für CANDU-Reaktoren bestehen in Kanada in der Provinz Quebec, ferner in Indien und Pakistan. Italien hat Offerten für eine 600 MW-Anlage eingeholt.

Frankreich wird bis 1971 über 1000 MW gasgekühlte graphit-moderierte Reaktoren verfügen. Als Zwischenstufe wird auch ein Schwerwasser-Reaktor entwickelt; denn die Entwicklung des schnellen Brüters liegt nach der französischen Auffassung noch in weiter Ferne. Mit Belgien wird als Gemeinschaftswerk ein Leichtwasser-Reaktor erstellt.

Italien verfügt über drei Anlagen mit Magnox-, Siedewasser- und Druckwasser-Reaktoren als Prototypen. Für den Uebergang zur kommerziellen Phase wurde die Ausschreibung eines 600 MW Kernkraftwerks durchgeführt. Da hierzu alle erprobten Reaktoren zugelassen werden, dürfte es von Interesse sein, die weitere Entwicklung zu verfolgen.

Die Diskussionen an der Tagung waren seitens der Amerikaner und Briten von einem kommerziellen Kampfgeist beherrscht.

Als Nachteile der Leichtwasser-Reaktoren wurden die benötigten grossen Kühlwassermengen genannt. Als Trumpf der AGR-Reaktoren gilt der hohe thermische Wirkungsgrad und die Sicherheit hinsichtlich der Standortwahl in der Nähe von Konsumzentren. Mit besonderem Humor wurde seitens britischer Fachleute auf die Fragwürdigkeit der Bezeichnung «erprobt», die allzu oft als Deckmantel verwendet wird, hingewiesen.

Die Japaner versuchen, sich von den Erfolgen der amerikanischen Leichtwasser-Reaktoren nicht allzu sehr beeindrucken zu lassen, und bleiben kritisch eingestellt. Wie im Abschnitt 1.2 oben dargelegt wird, möchten sie einen unüberlegten Sprung zur Atomenergie vermeiden.

Zusammengefasst ist festzuhalten, dass mit Rücksicht auf die Folgen von Zusammenbrüchen in der Stromlieferung in der näheren Zukunft, mit einigen Ausnahmen, die Einheitsleistung von Reaktoranlagen in Europa eher bei 600 MW als bei 1000 MW liegen dürfte. Dagegen liegt in den USA das Schwergewicht der Bestellungen heute im Bereich 800 bis 1000 MW.

d) Verbundbetrieb von Versorgungssystemen

Die beiden Hauptvorträge über den Verbundbetrieb elektrischer Versorgungssysteme in Europa (Fr. Hintermayer/Oesterreich) und in den USA (R. E. Ginna/USA) sowie die grosse Zahl der zu diesem Thema vorgelegten Berichte lassen das lebhafte Interesse zu diesen Fragen erkennen.

Die Forderung nach stets engerer Zusammenarbeit der mit geringen Brennstoffkosten arbeitenden Grundlastwerke mit Spitzenlastwerken, das mit der Leistungssteigerung der Turbosätze grössere Ausfallrisiko und die höheren Investitionskosten fördern den Verbundbetrieb; dessen Möglichkeiten werden mit fortschreitender Technik der Höchstspannungsübertragung und Regelung stets weiter entwikkelt. Die Hauptvorteile des Verbundbetriebs sind die optimale Lastverteilung auf die einzelnen Kraftwerke mit verschiedenen Primärenergieträgern, die bessere Ausnutzung grösster Erzeugungsanlagen, die durch gemeinsame Reservehaltung mögliche Reduktion der Reserveanlagen einzelner Versorgungsunternehmen sowie die Entwicklung von Pumpspeicherwerken.

Der Erfolg der in West-Europa gegründeten «Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Energie électrique» (UCPTE) geht u.a. aus folgender Gegenüberstellung hervor: Von 1959 bis 1964 hat die Stromerzeugung in den acht UCPTE-Ländern um rund 50 % zugenommen, der Stromaustausch unter diesen Ländern hat sich jedoch verdoppelt. Die insgesamt installierte Leistung betrug 1965 für die Wasserkraftwerke 53 000 MW und für die Dampfkraftwerke 57 000 MW.

Das Kontiskan-Projekt (Bericht 64 I C) bezweckt die Verbindung des schwedischen Netzes mit Jüt-

land in Dänemark durch eine Gleichstromübertragungsanlage von 270 MW. Auf Grund der seit 1965 festgestellten günstigen Ergebnisse dürften die bis 1971 erzielbaren Einsparungen die Hälfte der Anlagekosten erreichen.

In den USA hat sich die Zusammenarbeit der Elektrizitätsunternehmen ohne behördlichen Einfluss entwickelt; denn sie fördert die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit der Erzeugung der einzelnen Unternehmen. Die Zusammenarbeit passt sich den jeweiligen veränderten Verhältnissen an. Mit der Zeit entstanden acht grosse Netzverbände, wovon einige zu einem Grossverbundsystem zusammengeschlossen sind. Zum Beispiel umfasst der CANUSE (Canada-US-Eastern)-Verbund den Zusammenschluss der Netze zu beiden Seiten des St. Lorenz-Stromes mit einer insgesamt installierten Leistung von rund 52 000 MW. (1965)

Die Zusammenarbeit im Rahmen des Verbundbetriebes umfasst insbesondere

— die Koordinierung in der Planung, der Reservehaltung und des Kraftwerkbaus;
— die Optimierung der Uebertragungsverluste und des Einsatzes der Erzeugungsanlagen mit verschiedenen Charakteristiken;
— die gegenseitige Orientierung über die Versorgungslage und Förderung des Energieaustausches;
— Vereinbarungen über grundlegende Betriebsfragen.

2.23 Zukünftige Entwicklungen beim Energieverbrauch

a) Industrie

Für die Beurteilung der zukünftigen Entwicklung des Energieverbrauchs in der Industrie sind die Probleme von zwei Gesichtspunkten aus zu betrachten:

— die rationellste Energieverwendung in den einzelnen Industrieunternehmen zwecks Senkung der Betriebskosten;
— die Umstellung auf Edelenergieträger (Elektrizität und Gas) zur Erzielung besserer Arbeitsbedingungen einerseits und zur Verringerung der Belästigung der Nachbarschaft anderseits.

Im ersten Fall sind der Stand der Modernisierung der industriellen Verfahren und die Preise der einzelnen Energieträger von ausschlaggebender Bedeutung. Zum Beispiel ist die Umstellung auf Erdgas in Industriezonen, in denen die Kohle als Rohstoff und Wärmequelle vorherrschte, sehr aussichtsreich, sofern das Gas zu tragbaren Preisen geliefert werden kann. Dagegen sind in Ländern ohne Kohlenvorkommen, wo die energieintensiven Industriebetriebe frühzeitig auf Elektrowärme oder Heizöl umgestellt haben, die Chancen des Erdgases gering, weil es insbesondere mit Heizöl nicht konkurrenzfähig ist.

In diesem Sinne ist u.a. die in der nachfolgenden Tabelle aus Bericht 15 III A dargelegte erfolgreiche Entwicklung der Erdgasnutzung in der französischen Industrie zu beurteilen (in Prozent des gesamten Energieverbrauchs)

Jahr	1955	1959	1964
Kohle	69	56	31
Flüssige Brennstoffe	27	33	43
Stadtgas	2	1	2
Erdgas	2	10	24
	100	100	100

Auch die in den USA sprunghafte Entwicklung der Erdgasnutzung für industrielle Zwecke beruht auf den besonderen amerikanischen Verhältnissen.

b) Haushalt und Gewerbe

Untersuchungen des Edison Electric Institute (EEI) zeigen, dass in den USA vor zehn Jahren praktisch keine vollelektrischen Raumheizungsanlagen vorhanden waren. Heute bestehen bereits 2,4 Mio Wohnungen mit vollelektrischer Raumheizung, und zwar hauptsächlich in den nördlichen Staaten mit strengen Wintern, wo die Luftkonditionierung im Sommer für die Wahl der elektrischen Raumheizung nicht ausschlaggebend ist. Nach Schätzungen des EEI dürften um 1980 gegen 90 Mio Wohnungen mit vollelektrischer Raumheizung ausgerüstet sein.

In Norwegen (70 III B) waren von sämtlichen Wohnstätten vor vier Jahren rund ein Drittel mit vollelektrischer Raumheizung ausgerüstet; heute sind es bereits die Hälfte. Dieser hohe Anteil der elektrischen Raumheizung ist nicht nur den günstigen Elektrizitätstarifen, sondern insbesondere den frühzeitig aufgestellten allgemeinen Normen für den Wärmeschutz im Hochbau, der in Verbindung mit der geruchlosen und feinregulierbaren elektrischen Energie den Wohnkomfort bedeutend verbessert, zu verdanken.

In Schweden (68 III B) wurde Hand in Hand mit der Förderung des Wärmeschutzes im Hochhaus (u.a. Fenster mit Dreifachverglasung) eine allgemeine Werbeaktion für die vollelektrische Raumheizung durchgeführt. Hierzu wurden neue Tarife angeboten. Grundlegend für die Neuorientierung der Tarifpolitik war die Ueberlegung, dass die Erzeugungskosten in Kernkraftwerken mit grössten Maschineneinheiten am niedrigsten sind. Um solche grossen Einheiten von Beginn an aufstellen zu können, ist eine anhaltende Steigerung des Elektrizitätsverbrauchs anzustreben, damit ihre Kapazität möglichst voll ausgenützt werden kann. Als Folge der Werbeaktion wurde seit 1963 bereits in 20 000 Einfamilienhäusern die vollelektrische Raumheizung eingeführt, dabei hat sich der normale Elektrizitätsverbrauch für ein kleines Einfamilienhaus von 2000—3000 kWh pro Jahr verzehnfacht, und die durchschnittlichen Betriebskosten wurden um beinahe einen Fünftel verringert.

In Grossbritannien (12 III B) wird die vollelektrische Raumheizung mit Speicheröfen durch tiefe Nachtstrompreise gefördert. Dabei stieg die gesamte Anschlussleistung dieser Oefen von 1000 MW auf 4500 MW in den letzten fünf Jahren und es wurden für gegen 9 Mio Franken neue Speicheröfen pro Jahr angeschlossen. Während die freistehenden Speicheröfen hauptsächlich in Altwohnungen in Frage kommen, eignen sich in Neubauten Tieftemperatur-Strahlungsheizungen, u.a. Fussbodenheizungen mit eingebetteten Heizkabeln. Die Umstellung auf Elektroheizung wird allerdings durch die sehr geringe Verbreitung der Zentralheizung (nur etwa 12 % aller Wohnungen) stark gefördert. Die letztere Feststellung gilt auch für die Förderung der Gasheizung, die durch das britische «Gas Council» (33 III B) als besonders wirtschaftlich angepriesen wird. Allerdings wurde an den Diskussionen darauf hingewiesen, dass die mit der Gasheizung erzielte besondere Wirtschaftlichkeit dem zweckmässigen Einsatz von transportablen Elektroöfen als Zusatzheizung zuzuschreiben sei.

Auch in Deutschland, Frankreich, Belgien und Holland wird die vollelektrische Raumheizung stark gefördert, in Frankreich allerdings in Verbindung mit einem zweckmässigen Wärmeschutz der Gebäude.

c) Landwirtschaft

Zehn Berichte sind der Mechanisierung der Landarbeit und den besonderen Aufgaben der Elektrifizierung der Landwirtschaft gewidmet mit dem Ziel, die Erträge zu steigern, die Lebensbedingungen der Landbevölkerung zu erleichtern, um der Flucht vom Lande entgegenzuwirken.

d) Verkehr

Drei Berichte betreffen die besonderen technischen und wirtschaftlichen Erfahrungen mit der Eisenbahnelektrifizierung in Japan, Südafrika und in der Schweiz. Zwei Berichte befassen sich mit mehr allgemeinen Gesichtspunkten des Energiebedarfs der Transportmittel mit den Veränderungen in der Wahl der einzelnen Verkehrsarten, insbesondere der Gegenüberstellung der Vorzüge der verschiedenen Stromsysteme im elektrischen Betrieb: Gleichstrom 3 kV oder Wechselstrom 25 kV, sowie der Vorteile der elektrischen gegenüber der Dieseltraktion.

Für die OECD-Länder wird für 1975 der Anteil des Energieverbrauchs des gesamten Verkehrs auf 16 % des gesamten Energieverbrauchs geschätzt. Es wird auch auf die grosse Bedeutung der neuen Energiequellen zur Verringerung der allzu einseitigen Abhängigkeit von den flüssigen Treibstoffen hingewiesen.

Besondere Beachtung fand der schweizerische Bericht 61 III D betreffend die neuesten Entwicklungen mechanischer und elektrischer Art zur Verbesserung des Bahnbetriebes und seiner Wirtschaftlichkeit. Bei den Triebfahrzeugen sind hier entscheidend: die Leichtbauweise, der Allachsantrieb, die neuen Isolierstoffe und Elektromotoren, die Siliziumgleichrichter und insbesondere die elektronische Steuerung. Dadurch war es möglich, pro Achse mit 20 t Belastung eine Motorenleistung von je 1600 PS einzubauen. Anderseits gelang es, seit Beginn der Elektrifizierung das auf die Bremsleistung bezogene Gewicht von 3,6 auf 0,7 bis 1,1 kg/kW zu senken und die Bremsleistung der grösseren Antriebsleistung anzugleichen. Massgebend war hier die Entwicklung der sogenannten Regenerativbremse, die bei stark erhöhter Bremswirkung eine sehr beachtliche Energierückgewinnung erzielen lässt. Die Hauptvorteile der elektronischen Steuerung betreffen nicht nur die Herabsetzung von Raum-, Gewicht-, und Energieverbrauch; sie ermöglicht den automatischen Zugbetrieb und zwar die Einhaltung einer gewünschten Geschwindigkeit, die Begrenzung der Beschleunigung sowie der Motorbelastung und des Strombedarfs, ferner die Einhaltung der vorgeschriebenen Bremsverzögerung.

Viel beachtet war der japanische Bericht 140 III D über die Erfahrungen mit der neuen Tokaido Normalspurbahn, die mit ihren neuesten technischen Errungenschaften den höchsten Ansprüchen der Reisenden hinsichtlich Fahrkomfort und Bequemlichkeit gewachsen ist. Die mit 12 der «TEE»-Klasse ähnlichen Luxuswagen ausgerüsteten Schnellzüge durchlaufen die 515 km lange Strecke von Tokio nach Osaka in 3 Stunden und 10 Minuten und erreichen eine Spitzengeschwindigkeit von 210 km/h. Damit hat sich in erstaunlich kurzer Zeit ein eigentlicher Massenverkehr zwischen den beiden Wirtschaftszentren mit 55 Zugspaaren pro Tag entwickelt. Der dabei erreichte Energieverbrauch beträgt ca. 800 GWh/Jahr und dürfte bis 1975 auf 2000 GWh/Jahr anwachsen. Besondere Sorgfalt erheische die Stromzuführung zu den Fahrzeugen und der Betrieb bei hoher Geschwindigkeit. Ein heikles Problem stellte auch die Belieferung der Bahn mit Wechselstrom 25 kV aus den Versorgungsnetzen von 60 Hz und 50 Hz (siehe Abschnitt 1.2 oben).

Interessant ist die nachfolgende Gegenüberstellung der Fahrzeiten und des spezifischen Energieverbrauchs für die verschiedenen Beförderungsmittel für die Strecke Tokio — Osaka:

Verkehrsmittel	Fahrzeit	Energieverbrauch** kcal/t km	kcal je Personen-km
Düsenflugzeug	2 h*	453	39,2
Elektrischer Zug à 12 Wagen	3 h 10 '	44	2,6
Personenautomobile auf Autobahn	13 h	357	21,4
Autobus auf Autobahn	16 h	91	5,5

* einschliesslich Fahrzeit vom Stadt-Terminal zum Flughafen.
** nach Berichtigung der im Originalbericht angegebenen zehnmal höheren Zahlenwerte.

Die Ueberlegenheit der elektrischen Traktion ist besonders gross; denn für einen Massenverkehr kommt das Flugzeug nicht in Frage.

Besonders aufschlussreich sind auch die im südafrikanischen Bericht 157 III D aufgeführten Vergleiche der einzelnen Traktionssysteme und die daraus folgende Ueberlegenheit der elektrischen Zugförderung gegenüber der Dampf- oder Dieseltraktion.

Nicht zu übersehen sind die besonderen Vorteile der elektrischen Traktion in gewissen Ländern, wo bei einheitlichem System von Bahnstrom und allgemeiner Versorgung die Betriebssicherheit und Wirtschaftlichkeit gefördert und überdies auch die industrielle Entwicklung beschleunigt wird.

2.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die Tagung der Weltkraftkonferenz in Tokio liess einmal mehr erkennen, wie wichtig es ist, die Probleme der einzelnen Zweige der Energiewirtschaft als untrennbare Bestandteile der gesamten Energiewirtschaft und zwar im Kreise der aus allen Fachgebieten zuständigen Fachleute zu erörtern; denn die Entwicklung eines einzelnen Energieträgers berührt auch alle anderen Energiequellen.

Die Diskussionen in Tokio über die Erschliessung und wirtschaftliche Nutzung der naturgegebenen Energiequellen zeigten:

— den durch einen härteren Konkurrenzkampf der Primärenergieträger gekennzeichneten veränderten Charakter der Weltenergiewirtschaft,
— die daraus resultierenden Konzentrationsbestrebungen im Zeichen der Produktivitätssteigerung durch betriebswirtschaftliche Rationalisierung, sowie durch weitere wissenschaftliche und technische Fortschritte, insbesondere bei der Energieumwandlung — und zwar bei den Wärme- und Wasserkraftwerken,
— die zur Erzeugung von Spitzenenergie allgemein anerkannte grosse Bedeutung der Wasserkraft, ganz besonders in Verbindung mit den neu entwickelten Energiequellen,
— die Bedeutung der internationalen Verflechtung der Energiewirtschaft und die Notwendigkeit eines gesteigerten internationalen Energieaustausches, u.a. durch den weiteren Ausbau des Verbundbetriebes,
— die wirtschaftlichen Aussichten der verschiedenen Nutzenergieformen unter dem Gesichtspunkt des Wettbewerbs zwischen herkömmlichen und neuen Verfahren, im besonderen:
— die im Zusammenhang mit der Einführung der Kernenergie für die anzustrebende Absatzsteigerung als sehr aussichtsreich angesehene Entwicklung der vollelektrischen Raumheizung — in Ländern mit ähnlichen klimatischen Verhältnissen wie die Schweiz — und Umstellung auf Elektrofahrzeuge im städtischen Verkehr.