Rückblick auf die 12. Teiltagung der Weltkraftkonferenz in Montreal vom 7. bis 11. September 1958

Autor(en): **Etienne, E.H.**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie**

Band (Jahr): **51 (1959)**

Heft 7

PDF erstellt am: **03.06.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-921287

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Für die Pflege kranker und verunfallter Arbeiter steht das Talspital in Spino zur Verfügung, dessen Kapazität durch einen definitiven und einen provisorischen Anbau um 32 Betten vergrößert wurde. Diese Bettenzahl reichte aus für die laufenden Fälle.

Der Vergleich der geleisteten Arbeitsstunden mit der verbrauchten mechanischen Leistung ergibt ein Maß für den Grad der Mechanisierung der Baustellen *(Tabelle 3)*.

Auf der Baustelle Albigna stand pro Arbeiter eine installierte Leistung von 25 kW zur Verfügung, bei den Stollen und Zentralen sind es je etwa 11,5 kW. Einer geleisteten Arbeitsstunde an manueller Arbeit stehen mechanische Arbeiten von 6,4 kWh bei der Staumauer, 3,3 kWh bei den Stollen und 4,8 kWh bei den Zentralen gegenüber.

Die Bausumme der Staumauer Albigna wird inklusive aller Seilbahnen, Installationen und Nebenanlagen etwa Fr. 65 000 000 erreichen. Die an die Arbeiter ausbezahlten Löhne für die 3,2 Millionen geleisteten Arbeitsstunden betragen rund Fr. 9 000 000 oder 14 % der Bausumme. Dazu kommen noch ungefähr 20 % Sozialbeiträge für Versicherungen und Ferien, so daß für die Staumauer der Nettoanteil der Arbeitskosten auf etwa 11 000 000 Fr., oder etwa 17 % anwächst.

Die gesamthaft auf den Baustellen im Bergell zu leistenden 9,5 Millionen Arbeitsstunden ergeben eine an die Arbeiter ausbezahlte Lohnsumme von 27 Millionen Franken, zuzüglich 3 Millionen Fr. für die Gehälter der nicht in den Lohnlisten aufgeführten Angestellten. Die Kantonssteuer dieses Einkommens beträgt im Mittel etwa 3 % und ein weiteres Prozent, d. h. etwa 300 000 Fr. kommen den Talgemeinden als Gemeindesteuern zugute.

Wenn von den ausbezahlten Löhnen nur 10 % im Tal umgesetzt werden für Kleidung, Verpflegung und Vergnügen, so ergibt sich daraus ein zusätzlicher Umsatz von etwa 3 000 000 Fr. für das einheimische Kleingewerbe. Die an das ansäßige Bau- und Transportgewerbe sowie an die Handwerker vergebenen Aufträge erreichen die Summe von einigen weiteren Millionen Franken, die Verdienst ins Tal bringen.

Die kürzliche Renovation verschiedener Häuserfassaden, die Erstellung eines neuen Schulhauses in Vicosoprano, die Eröffnung des Talmuseums in Stampa sowie ein neues Aufleben der Vereinstätigkeit auf kulturellem Gebiet sind äußere Zeichen dafür, daß als Folge des Kraftwerkbaues ein erfreulicher Wohlstand im Bergell Einzug zu halten scheint. Die Hoffnung ist berechtigt, daß diese Entwicklung anhält, und daß der Kraftwerkbau dem abgelegenen und vergessenen Gebirgstal in jeder Beziehung zum Segen wird.

Rückblick auf die 12. Teiltagung der Weltkraftkonferenz in Montreal vom 7. bis 11. September 1958

E. H. Etienne, dipl. Ing., Lausanne, Präsident des Schweizerischen Nationalkomitees der Weltkraftkonferenz

Die 12. Teiltagung der Weltkraftkonferenz, die erstmals in Kanada stattfand, hatte einen großen Erfolg zu verzeichnen. Es spricht wohl für die Lebensfähigkeit dieser alle Sparten der Energiewirtschaft umfassenden internationalen Organisation und für die Anziehungskraft Kanadas, daß weder der für viele Teilnehmer weite Reiseweg noch die fast gleichzeitig in Genf abgehaltene 2. Internationale Konferenz für die friedliche Verwendung der Atomenergie den Besuch der Teiltagung in Montreal zu beeinträchtigen vermochten. Diese gehört vielmehr zu den bestbesuchten Teiltagungen mit über 1200 Teilnehmern aus 51 Ländern, wovon die meisten aus Kanada und den Vereinigten Staaten.

Das Konferenzthema bildeten *die wirtschaftlichen Entwicklungsrichtungen in Erzeugung, Transport und Verbrauch von Brennstoffen und Energie.* Das Programm umfaßte 3 Hauptabteilungen:

1. *Erzeugung*, und zwar Wasserkraft, Wärmekraft (Kohle, flüssige und gasförmige Brennstoffe und Kernenergie) sowie andere Energiequellen (geothermische, Sonnenenergie);
2. *Transport*, und zwar Übertragung elektrischer Energie, Brennstofftransporte auf Schiene oder Wasserstraße oder durch Pipelines;
3. *Verbrauch*, unterteilt nach Industrie, Handel, Haushaltungen, Landwirtschaft sowie Verkehrsbetrieben;

ferner Fragen der Finanzierung von Elektrizitätsunternehmen.

Insgesamt wurden 147 Berichte von 32 Nationen eingereicht.

Die offiziellen Eröffnungs- und Schlußsitzungen sowie sämtliche Fachsitzungen und Anlässe fanden im Hotel «Queen Elizabeth», das vor kurzem eröffnet worden war, statt. Dieses Hotel haben die kanadischen Nationalbahnen als Hochhaus direkt über dem Hauptbahnhof erstellt. Ganze Stockwerke wurden für die Abhaltung von Kongressen als eigentliches Kongreßhaus eingerichtet. Im Parterre befinden sich Restaurants, Tea-Rooms und Kaffeehallen sowie zahlreiche Geschäfte. Der oberste Dachstock ist als erstklassiges Restaurant mit Bar und Aussichtsterrassen ausgebildet. Die kanadischen Staatsbahnen hoffen, daß dank dieser einzigartigen Kombination von Hotel und Kongreßhaus viele Organisationen, die sonst in den USA tagen, Montreal als Tagungsort vorziehen werden. Der Hotelbetrieb wird durch die Statler Hotel-Gesellschaft geführt. Sämtliche Hotelzimmer haben Radio und Fernsehapparate.

Die gesellschaftlichen Anlässe fanden ebenfalls im «Queen-Elizabeth»-Hotel statt.

Eine besonders nette Ergänzung zum offiziellen Programm der Tagung bildete der Empfang der schweizerischen Teilnehmer beim schweizerischen Generalkonsul. Herr und Frau Dr. Kaestli verstanden es in echter schweizerischer Gastfreundschaft, die schweizerische Delegation mit ihren prominenten Landsleuten in Montreal in ihrem gemütlichen Heim bekanntzumachen. Ferner ist hier auch der von einem weiteren Kreise stark besuchte Empfang der Firma Brown, Boveri zu erwähnen, bei dem die Delegierten des Verwaltungsrates, Dr. Theodor Boveri und Dir. Salvisberg, als Gastgeber anwesend waren. Auch hier wurde die Gelegenheit gebo-

Bild 1 Hotel Queen Elizabeth, Montreal, in dem die WPC-Tagung durchgeführt wurde

ten, wertvolle Verbindungen zwischen den schweizerischen Teilnehmern und den kanadischen Vertretern von Wissenschaft, Technik und Wirtschaft anzubahnen.

Es kann sich im Nachfolgenden nur darum handeln, aus der Fülle des Gebotenen einige Besonderheiten herauszugreifen, die für die Schweiz von Interesse sind, und zwar namentlich auf dem Gebiete der Energieerzeugung.

I. Wasserkraftnutzung

Die zu diesem Programmpunkt erörterten Diskussionsgegenstände umfaßten u. a.

die Bedeutung der Wasserkräfte in den einzelnen Ländern,
Ausbaumöglichkeiten und Ausbauprogramme,
Verbundbetrieb mit Wärmekraftwerken und Pumpspeicherung.

1. Europa

Wie schwedische Fachleute bemerkten, weist der Begriff «Grenzwert der ausbauwürdigen Wasserkräfte» mit fortschreitender Entwicklung wesentliche Veränderungen auf. Zum Beispiel wurde in Schweden die aus den wirtschaftlich ausbaufähigen Wasserkräften jährlich erzeugbare Energiemenge im Jahre 1923 zu 32,5 Mrd kWh und heute zu 80 Mrd kWh berechnet, im Vergleich zu einem Bruttowasserkraftvorkommen von 200 Mrd kWh.

In der Schweiz wurde die Produktionsmöglichkeit bei Vollausbau der wirtschaftlichen Gefällstufen im Jahre 1923 auf 21 Mrd kWh geschätzt; heute rechnen wir mit 33 Mrd kWh.

Von besonderem Interesse ist die Zusammenstellung der Wasserkraftvorkommen der nachfolgenden europäischen Länder und deren mutmaßlicher Ausnützungsgrad nach etwa 20 Jahren:

Land	Erzeugungsmöglichkeit nach Vollausbau der ausbauwürdigen Wasserkräfte	Hydroelektrische Erzeugung 1955	Ende 1955 ausgebaut	Erzeugungsmöglichkeit 1975	Ende 1975 mutmaßlich ausgebaut
	10^9 kWh	10^9 kWh	%	10^9 kWh	%
Norwegen	105	23	21	60	57
Schweden	80	22	27	70	87
Frankreich	68	26	38	65	96
Italien	55	31	61	55	100
Österreich	40	8	20	23	52
Schweiz	33	16	46	33	100
Deutschland	23	12	51	20	87
Portugal	10	2	20	9	90
Großbritannien	9	2	18	5	53
Total	423	142	34	340	80

Diese Zusammenstellung zeigt, daß in Italien, Deutschland und in der Schweiz der Anteil der ausgebauten Wasserkräfte am weitesten fortgeschritten ist. Hinsichtlich der verfügbaren Wasserkräfte stehen Norwegen, Schweden und Frankreich an der Spitze. Es folgen Italien, Österreich und die Schweiz.

Aus den italienischen Berichten sind folgende für die Schweiz interessante Einzelheiten festzuhalten: Um mit der Entwicklung des Bedarfs Schritt zu halten, mußte die Erstellung von Wärmekraftwerken stark gefördert werden, und zwar ging deren Bau in einem rascheren Tempo vor sich als derjenige der Wasserkraftanlagen. Diese werden in stets vermehrtem Maße zur Erzeugung von Qualitätsenergie herangezogen und hierzu mit Tages-, Wochen- und Jahresspeicher ausgerüstet, um namentlich Spitzenenergie zu erzeugen. Es besteht also die Tendenz, die Wasserkräfte für möglichst hohe Leistungen, jedoch mit geringerer jährlicher Benützungsdauer auszubauen. Mengenmäßig wird zukünftig der Anteil der Wärmekraft rascher als derjenige der Wasserkraft zunehmen. Hand in Hand mit dieser Entwicklung geht auch diejenige der Einheits-

leistungen der mit Wasserturbinen angetriebenen Generatoren. In der Anlage Cimego befinden sich zwei Einheiten zu je 110 MW. Reine Laufkraftwerke werden nur noch dort erstellt, wo ganz billige Gestehungskosten gewährleistet werden.

Die vorstehenden Entwicklungstendenzen werden durch das Auftreten der Kernenergie noch mehr verallgemeinert werden.

Das gesamte Ausbauprogramm der italienischen Elektrizitätswirtschaft, einschließlich Wärmekraftwerke und Übertragungsanlagen, wird jährliche Investitionen von durchschnittlich 400 Mrd Lire (das sind beinahe 3 Mrd Schweizer Franken) oder 10% der gesamten jährlichen Investitionen Italiens für industrielle Zwecke beanspruchen.

Von besonderem Interesse sind die Beiträge Frankreichs, Italiens und Österreichs in bezug auf die relative Bewertung der aus Wasserkraft erzeugten Energie.

Wird die in *Laufkraftwerken* erzeugte *Grundlast* (jährliche Benützungsdauer etwa 6500 h) mit 1 bewertet, so rechnet man in Frankreich mit folgenden Vergleichswerten:

Energie aus	
Wasserkraftanlagen mit Wochenspeicher	1,5
Hochdruckanlagen mit Jahresspeicher	2,5 bis 2,7
1000stündige Spitzenenergie	3 bis 3,5

In Italien gelten folgende Faktoren für Bewertung von:

Tages- zu Nachtenergie	2 zu 1
Winter- zu Sommerenergie	3 zu 1
Speicherkraft zu jahreskonstanter Laufkraft	2,7 zu 1

Für den Energieverkehr zwischen Deutschland, Österreich und Italien wurden folgende Verhältniszahlen vereinbart:

Winter (November—Februar)	
Spitzenenergie	4
außerhalb der Spitzenzeiten	2
Sommer (Mai—August)	
Spitzenenergie	2
außerhalb der Spitzenzeiten	1
Übergangszeiten (März, April, September, Oktober)	
Spitzenenergie	3
außerhalb der Spitzenzeiten	1,5

2. *USA und Kanada*

Für die USA und Kanada ist der internationale Ausbau der Wasserkräfte am Niagara und auf dem internationalen Sektor des St. Lorenzstromes von besonderer Bedeutung.

Die Wasserkräfte des Niagaras gehören zu den günstigsten der Welt, beträgt doch das Gefälle des Wasserfalles einschließlich der darunter liegenden Flußstrecke von 10 bis 11 km Länge rund 100 m. Das große Einzugsgebiet von 853 416 km² und namentlich die oberhalb des Niagara liegenden vier großen Binnenseen Erie, Huron, Michigan und Superior mit einer gesamten Seeoberfläche von 283 921 km² und einem Wasserinhalt, der dem gesamten übrigen Süßwasservolumen des Erdballs entspricht, gewährleisten eine über das ganze Jahr ausgeglichene monatliche Wasserführung, die im langjährigen Mittel 5860 m³/s beträgt.

Da aber die Niagarafälle zu den bedeutendsten Naturschönheiten des nordamerikanischen Kontinents zählen, wurden frühzeitig Maßnahmen zum Schutze des Landschaftsbildes getroffen. Diese sind in der sogenannten Grenzwasservereinbarung vom Jahre 1909 festgelegt, wonach die zulässige Wasserableitung für die Wasserkraftnutzung auf dem kanadischen Ufer auf höchstens 1020 m³/s begrenzt wurde. Seit der Inbetriebnahme des Queenston-Kraftwerks im Jahre 1921, heute Sir Adam Beck Nr. 1 — damals das größte Wasserkraftwerk der Welt mit einer maximal verfügbaren Leistung von rund 400 MW — waren die Nutzungsmöglichkeiten dieser Gefällstrecke erschöpft.

Während des Zweiten Weltkrieges erließen die Regierungen beider Uferstaaten Sonderbestimmungen zwecks Erhöhung der nutzbaren Wassermengen auf 1600 m³/s für die kanadischen Kraftwerke und auf 920 m³/s für die amerikanischen Kraftwerke.

Um auch in Friedenszeiten eine vollständige Nutzung der verfügbaren Wasserkräfte ohne Beeinträchtigung der Naturschönheiten zu gewähren, schlossen im Jahre 1950 beide Uferstaaten eine neue zwischenstaatliche Vereinbarung ab. Diese schreibt Mindestwassermengen für die Dotierung der Wasserfälle vor, und zwar 2830 m³/s von 08.00 bis 22.00 vom 1. April bis 15. September und von 08.00 bis 20.00 Uhr vom 16. September bis 31. Oktober. Für die übrige Zeit beträgt die Dotierung der Wasserfälle die Hälfte. Im übrigen kann jeder Uferstaat den unausgenützten Anteil der nutzbaren Wassermengen des andern Uferstaates ohne weiteres zur Kraftnutzung verwenden. Diese neue Vereinbarung schreibt also eine Mindestwassermenge für die Dotierung der Wasserfälle vor und gestattet die darüber hinaus verfügbaren veränderlichen Zuflüsse voll auszunutzen im Gegensatz zur Vereinbarung vom Jahre 1909, die eine feste höchstzulässige Ableitung für die Wasserkraftnutzung vorschrieb. Die auf Grund der neuen Vereinbarung zulässige Erhöhung der nutzbaren Wassermengen geht somit auf Kosten von deren Gleichmäßigkeit im Sommerhalbjahr und Herbst. Während der Touristenzeit geht also die maximal verfügbare Leistung ausgerechnet zur Zeit der Höchstbelastung auf die Hälfte zurück. Im Oktober beträgt dieser Leistungsausfall 550 000 kW. Dadurch wird der Engpaß für die Deckung der Jahreshöchstbelastung vom Dezember auf den Monat Oktober verschoben.

Die vorgenannten Leistungsschwankungen werden bei heftigen Sturmwinden noch verschärft, da diese beträchtliche Veränderungen des Wasserstandes des Eriesees verursachen. Dazu kommen noch die jahreszeitlich bedingten Veränderungen des Seespiegels, welche sich auf die erzeugbare Leistung auswirken.

Das zur Nutzung der Kanada zustehenden zusätzlichen variablen Wassermengen bestimmte Kraftwerk Sir Adam Beck Nr. 2 stellte der «Hydro-Electric Power Commission of Ontario» nicht nur technische, sondern auch wirtschaftliche Probleme, deren Lösung eingehende Studien voraussetzte. Wie sollte dieses größte Kraftwerk, dessen Leistungsschwankungen derjenigen des Bedarfs gegenlaufen, ausgebaut und mit andern Kraftwerken kombiniert werden, um eine rationelle Deckung des gesamten Leistungsbedarfs zu gewährleisten?

Von den verschiedenen Alternativen:

Ausbau für die volle Nutzung der maximal verfügbaren Wassermengen und Verwertung der Inkonstantenergie als Abfallkraft — was nur zu Verlustpreisen möglich wäre —;

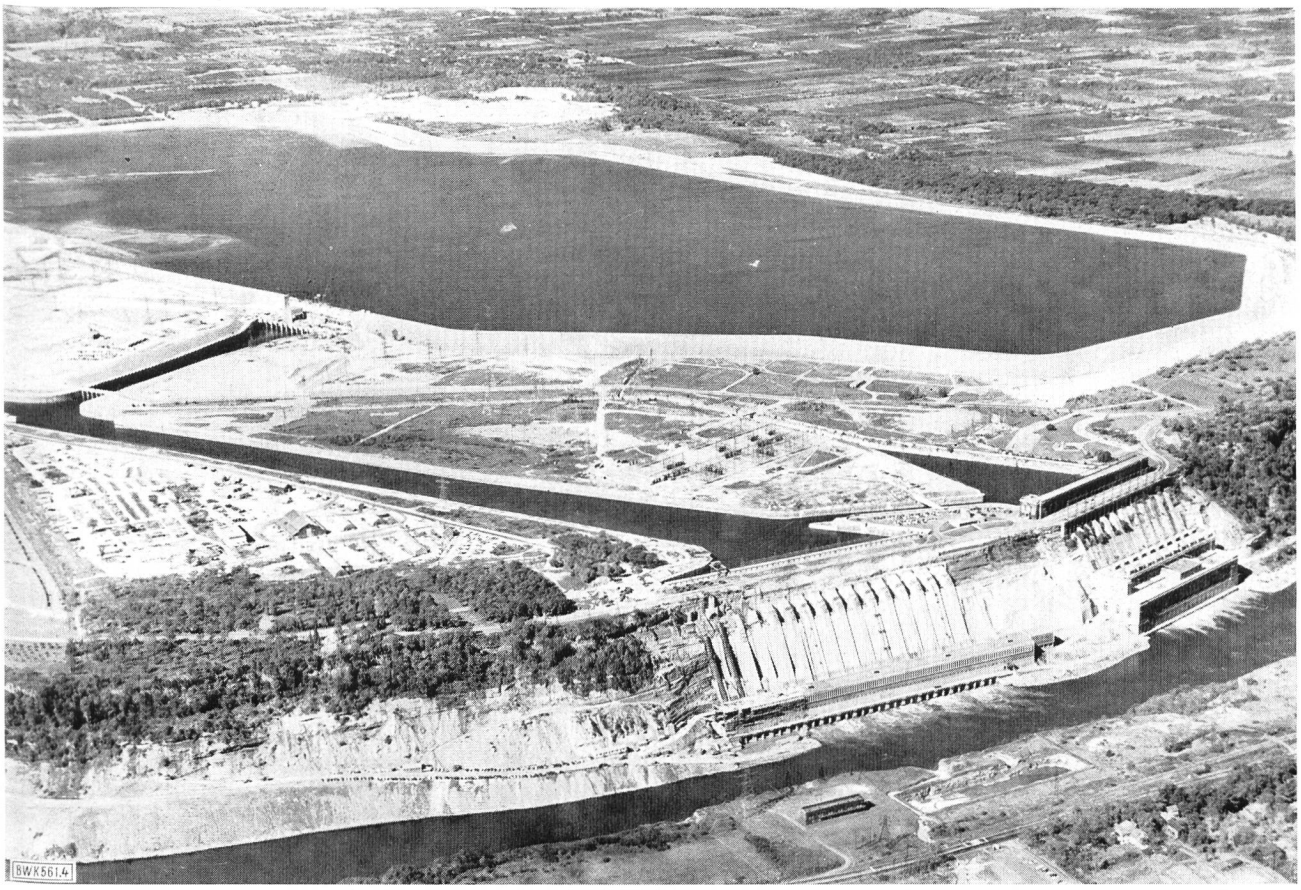


Bild 2 Kraftwerke Sir Adam Beck No. 1 und 2

Verbundbetrieb mit Wärmekraftwerken — was aber einen unrationellen Betrieb derselben mit entsprechender Wirkungsgradverschlechterung zur Folge hätte —; oder Pumpspeicherung unter Verwendung der überschüssigen Nacht- und Wochenendenergie für den Antrieb der Pumpen und Veredelung dieser Energieüberschüsse in hochwertige Tagesenergie — kam die letztere Variante zur Ausführung. Dieser Entscheid wurde auch aus bautechnischen Gründen getroffen:

Einerseits hätte das am Ende des Wasserzuleitungskanals unmittelbar oberhalb der Druckschächte zu erstellende Ausgleichbecken den Aushub sehr großer Fels- und Erdmassen verursacht.

Andererseits waren die aus dem Aushub des Oberwasserkanals (der auf eine längere Strecke als Stollen ausgeführt wurde) anfallenden Fels- und Erdmassen sowieso wegzutransportieren und zu deponieren. Es lag somit auf der Hand, diese Materialien für die Erstellung der Dämme eines künstlich angelegten größeren Speicherbeckens, für welches ein passendes, jedoch höher liegendes Gelände in unmittelbarer Nähe vorhanden war, zu verwenden; dies setzte aber den Einbau von Speicherpumpen voraus, und zwar ermöglichten die im Maschinenbau erzielten Fortschritte die Verwendung von Pumpturbinen.

Das Zusammenfallen dieser günstigen Faktoren führte:

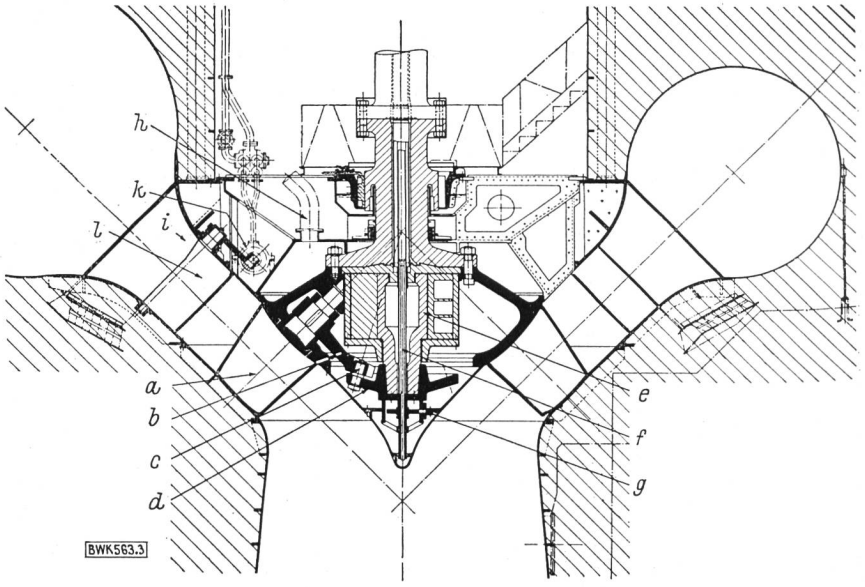
— zum sofortigen Ausbau des Kraftwerks Sir Adam Beck Nr. 2 für 16 Einheiten zu je 75 MW anstatt 12, wodurch die maximal verfügbare Leistung für die Nutzung des zusätzlichen Speicherwassers zur Spitzenerzeugung von 900 auf 1200 MW erhöht wurde;

— zur Angliederung einer Pumpspeicheranlage mit einem künstlichen Speicherbecken von rund 20 Mio m^3 nutzbarem Inhalt und 6 Pumpturbinen, die im Turbinenbetrieb eine zusätzliche Generatorenleistung von 170 MW für die Deckung der Belastungsspitzen zur Verfügung stellen. Insgesamt beträgt somit die maximal verfügbare Leistung der gesamten Anlage 1370 MW.

Zur Ausführung gelangten Deriaz-Pumpturbinen der English Electric Co., die eine Tochtergesellschaft in Kanada besitzt. Diese, nach dem Chefkonstrukteur P. Deriaz, dip. Ing. ETH, aus Genf, entworfenen und hergestellten Maschinen sind mit schräg eingebauten, verstellbaren Laufradschaufeln, die in geschlossener Stellung einen Konus bilden und die Turbine stillegen, ausgeführt. Sie stellen eine Weiterentwicklung der Kaplanturbine dar, können jedoch für höhere Gefälle als diese verwendet werden. Sie eignen sich ganz besonders für den Pumpturbinen-Betrieb, da der günstigste Wirkungsgrad bei gleicher Drehzahl im Turbinen- und Pumpbetrieb gewährleistet wird. Die Übergänge vom Pumpzum Turbinenbetrieb und umgekehrt sind sehr einfach und beanspruchen nur einige Minuten, da der Leitapparat ganz offen bleibt. Beim Anlauf der Pumpe wird die Synchronmaschine auch bei maximaler Förderhöhe direkt eingeschaltet, weil bei geschlossenen Laufradschaufeln das Drehmoment gering ist. Für den Betrieb der Maschine als Phasenschieber ist keine Herabsetzung des Unterwasserspiegels mittels Druckluft notwendig.

Bild 3 Verstellmechanismus einer Deriaz-Turbine

a Laufschaufel
b Verstellhebel
c Mitnehmer
d Verstellstern
e Hohlwelle des Stellmotors, deren Drehung über den Verstellstern d, die Mitnehmer c und die Verstellhebel b die Laufschaufeln a verstellt
f Verstellrohr, das über die Nockenscheibe g entsprechend der Betätigung des Stellmotors axial verschoben wird und dadurch die Rückführung zum Regler bewirkt
g Nockenscheibe
h Druckausgleichleitung
i Feste Leitschaufel
k Stellmotor zur Verstellung der Regelklappe l
l Regelklappe (an jeder Leitschaufel i)



Auf dem amerikanischen Ufer des Niagara herrscht ebenfalls rege Bautätigkeit. Nach der Zerstörung des Schöllkopf-Kraftwerks durch Felsrutsch wird für die Nutzung des Gesamtgefälles ober- und unterhalb der Niagarafälle in einer Stufe gegenüber der Sir-Adam Beck-Anlage ein neues Kraftwerk gebaut. Auch diesem wird ein Pumpspeicherwerk mit einem großen Speicherbecken angegliedert. Gleichzeitig werden zur allgemeinen Sanierung des Landschaftsbildes die älteren Fabrikbetriebe und Eisenbahnzufahrtslinien entfernt und ein großartiger Naturpark erstellt. Nachdem auf dem kanadischen Ufer das Gelände in großzügiger Weise von jeher als prachtvoller Park und als erstklassiges Fremdenzentrum ausgestaltet wurde, konnten die USA, die zu Beginn der Industrialisierung eine eigentliche Verunstaltung der Niagarafälle zugelassen hatten, nicht zurückstehen.

Die Amerikaner und Kanadier betrachten die durch zweckmäßige Kombination mit dem Landschaftsbild erfolgte Kraftnutzung als integrierenden Bestandteil der Landschaft und nicht als Beeinträchtigung der Naturschönheiten.

3. Die Bedeutung der Pumpspeicherung

Die möglichst vollständige Erschließung der verfügbaren Wasserkräfte einerseits und die im Verbundbetrieb mögliche rationellere Nutzung der Wasserkräfte anderseits, haben die Entwicklung der Pumpspeicherung stark gefördert. Hierzu kommen die Bestrebungen, durch zweckmäßige Koppelung der Wärme- und Wasserkraft, die wirtschaftlichste Betriebsweise der Dampfkraftwerke zu steigern. Wo dies nicht möglich ist, wird dieser Verbundbetrieb durch die Erstellung von Pumpspeicheranlagen künstlich geschaffen. Im rheinisch-westfälischen Industriegebiet wurden solche Anlagen bereits in den Zwanzigerjahren erstellt. Auch in England gelten solche Pumpspeicherwerke als unentbehrliche Ergänzungsanlagen der Dampfkraftwerke zur Spitzendeckung. Als typisches Beispiel ist das Werk Festiniog zu erwähnen, das mit 4 Einheiten von je 75 MW für die Erzeugung von Spitzenenergie unter Vollast während 4 Stunden pro Tag im Winterhalbjahr, d. h. für eine jährliche Benutzungsdauer von rund 700 h ausgebaut wird. In der übrigen Zeit dient die Anlage als jederzeit einsatzbereite Momentanreserve. Solche Anlagen sind sogar wirtschaftlicher als modernste Dampfkraftwerke, deren Kesselanlagen in stetiger Betriebsbereitschaft immer unter Druck zu halten sind.

4. Gezeitenenergie

Von ganz besonderem Interesse ist der Bericht Gibrats (Frankreich) über die wirtschaftlichste Betriebsweise der Gezeitenkraftwerke und zwar insbesondere der Anlage an der Rance-Mündung. Durch systematische Erforschung des Einflusses des Mondrhythmus auf den Betrieb der Gezeitenanlage einerseits und nach eingehenden Studien über die damit verbundene praktische Verwendung einer Spezialmaschine, die sowohl als Turbine als auch als Pumpe und überdies als Schieber oder Schütze arbeiten kann, anderseits, ist es gelungen, die Gezeitenenergienutzung in bisher ungeahnter Weise den Betriebsanforderungen anzupassen. Mit einer gesamten Ausbauleistung von 342 MW werden im Rance-Kraftwerk 320 MW für Spitzendeckung und 150 MW jederzeit während der Vollaststunden verfügbar sein; die jährliche Erzeugung wird zu rund 800 GWh angegeben. Mit Rücksicht auf die gegenüber den Laufkraftwerken entstehenden höheren Erstellungskosten wurde der Baubeginn dieser Anlage einstweilen zurückgestellt.

5. Konstruktions- und Betriebsfragen betr. Wasserturbinen und Pumpen

Von besonderem Interesse waren die Diskussionen über Konstruktionsfragen von Wasserkraftmaschinen und die auf diesem Gebiete erzielten Fortschritte.

Hier ist die Entwicklung der Rohrturbinen zu erwähnen, deren Bedeutung sich vor allem in zwei Richtungen erkennen läßt: der Ausbau von Gefällstufen, deren Wirtschaftlichkeit bisher nicht erwiesen war, oder der Umbau älterer Anlagen in leistungsfähigere größere Anlagen zur vollständigeren Erschließung der

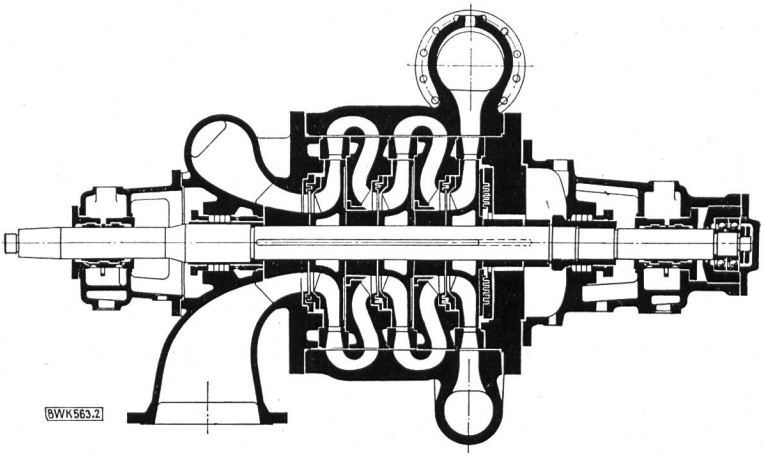


Bild 4
Dreistufige Hochdruckpumpe für umkehrbaren Betrieb als Turbine

Wasserkräfte einerseits und die Nutzung der Gezeitenenergie anderseits. Die im Bericht Pfenninger (Escher-Wyß) dargelegten Einzelheiten im Rohrturbinenbau fanden allgemeine Beachtung.

Dasselbe gilt für die im Bericht Lavanchy (Gebr. Sulzer) beschriebenen dreistufigen Hochdruck-Pumpturbinen.

Wie bereits erwähnt wurde, haben die Deriaz-Turbinen großes Interesse erweckt. Der Konstrukteur hat in seinem Bericht auf die Vorteile dieser neuen Bauart hingewiesen. Er verstand es auch mit besonderem Geschick, an den Fachsitzungen das Augenmerk der Kongreßteilnehmer auf seine Konstruktion zu lenken. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, daß die Deriaz-Pumpturbinen nur für Gefälle bis zu etwa 40 m ausgeführt wurden.

Aufsehen erregten ferner die im Bericht Rheingans erwähnten Wirkungsgrade von 92% der von Allis-Chalmers Mfg. Co. für die Anlage Kemano gelieferten Turbinen von 150 000 PS, die von den Fachleuten Kanadas und der Schweiz als übersetzt betrachtet werden.

An der diesbezüglichen Arbeitssitzung, die unter dem Vorsitz des Verfassers stand, fiel es ganz besonders auf, wie stark sich die Firmen Allis-Chalmers Mfg. Co. und English Electric & Co. um den kanadischen Markt bewerben. Bekanntlich hatten zu Beginn des Ausbaues der kanadischen Wasserkräfte die schweizerischen Firmen einen beachtenswerten Anteil der Wasserkraftturbinen zu liefern. Die ersten Maschinen der seinerzeit größten Wasserkraftanlage in Shawinigan Falls am St. Maurice-Fluß, Provinz Quebec, wurden durch Escher-Wyß geliefert und unter der persönlichen Leitung von Henri Naville, dem späteren Delegierten von BBC, installiert. Dann ging die Führung an die Dominion Engineering Co. in Montreal über. Im Laufe des letzten Jahrzehntes hat sich insbesondere die English Electric & Co. in Kanada eingeführt und besitzt dort eine bedeutende Zweigniederlassung. Die schweizerischen Turbinenfabrikanten wurden immer mehr ausgeschaltet. Auch hatte sich keiner an der Tagung vertreten lassen, weshalb die im Wasserkraftmaschinenbau erzielte schweizerische Pionierarbeit nicht genügend zur Geltung kam. Dies ist auch kanadischen Fachleuten, die früher mit den Schweizer Fabrikanten in Verbindung standen, aufgefallen.

Eine engere Zusammenarbeit der einzelnen Schweizer Firmen, ja sogar die Gründung von Interessengemeinschaften gegenüber dem Ausland drängt sich also auf, sofern die schweizerischen Industrien ihre Existenz auf dem Weltmarkt behaupten wollen. Ein allerdings bescheidener aber wenigstens erster Anfang wurde erzielt, indem die Ateliers des Charmilles in Genf und Escher-Wyß in Zürich auf dem Gebiete der Forschung gemeinsames Vorgehen beschlossen haben, was sehr zu begrüßen ist.

Da sich in allen Sparten der Industrie der Konkurrenzkampf weiter verschärfen dürfte, sollte in allen Industriezweigen nach außen eine zweckmäßige, engere Zusammenarbeit der einzelnen Firmen rechtzeitig in die Wege geleitet werden.

II. Energieerzeugung aus festen Brennstoffen

1. Allgemeines

Für den Bahnbetrieb und die Raumheizung, die zu den größten Kohlenverbrauchern zählen, wird die Kohle in stets vermehrtem Maße durch andere Energieträger ersetzt. Für die Zugförderung wird sie mit der Zeit vollkommen durch die elektrische Energie oder das Dieselöl ersetzt werden, für die Raumheizung vorwiegend durch das Heizöl. Nach Schätzungen der OECE hat sich der Heizölbedarf für die Raumheizung in den 17 OECE-Ländern von 1952 bis 1957 verdreifacht.

Es wird aber im allgemeinen übersehen, daß auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung die Kohle ihre

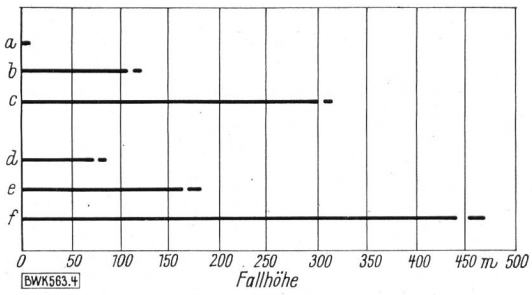


Bild 5 Anwendungsbereich verschiedener Pumpen- und Turbinenbauarten für Pumpturbinenbetrieb

a Axialpumpen mit Verstellflügeln (Kaplan)
b Diagonalpumpen mit Verstellschaufeln (Deriaz)
c Francispumpen mit festen Leitschaufeln
d Kaplanturbinen mit Verstellflügeln
e Deriazturbinen mit Verstellschaufeln
f Francisturbinen mit festen Leitschaufeln

vorherrschende Stellung nicht nur behauptet, sondern auch weiter entwickelt. Für die OECE-Länder betrug beispielsweise im letzten normalen Vorkriegsjahr 1937 der Kohlenverbrauch aller Elektrizitätswerke (einschließlich industrielle Eigenerzeuger) rund 45 Mio t; im Jahre 1957 waren es rund 113 Mio t, also das Zweieinhalbfache. Der Anteil der Elektrizitätswerke am gesamten Kohlenverbrauch der OECE-Länder stieg von fast 10% im Jahre 1937 auf über 22% im Jahre 1957.

Diese Hinweise zeigen, daß die Kohle als Energiequelle in der gesamten Energiewirtschaft noch immer an erster Stelle steht.

Sehr unterschiedlich ist die Veränderung des Kohlenverbrauchs. In der Zeitspanne von 1937 bis 1957 stieg er in den Ländern

der Montanunion von 254 auf 282 Mio t

und in Großbritannien von 192 auf 214 Mio t;

dagegen ging er in den übrigen 10 OECE-Ländern in der gleichen Zeitspanne von 25 Mio t auf 20 Mio t zurück (den größten Rückgang verzeichnet Schweden: von 7 auf 2,5 Mio t).

Von größter Bedeutung sind die Anstrengungen der Elektrizitätswerke zur Senkung der Energie-Gestehungskosten, bzw. zur Verminderung der Kostensteigerung als Folge der erhöhten Kohlenpreise. Dank der engen Zusammenarbeit zwischen Maschinenbauern und Betriebsleuten werden einerseits in steigendem Maße niederwertige Kohlensorten in Wärmekraftwerken durch zweckmäßige Ausgestaltung der Hauptanlagen und Hilfsbetriebe verwertet, und anderseits der spezifische Brennstoffverbrauch durch die Steigerung der Einheitsleistungen stets weiter herabgesetzt.

In Belgien entfallen zum Beispiel 85% der gesamten thermischen Erzeugung auf ballastreiche Kohle, wovon ein Fünftel auf Schlammkohle. Diese enthält 15 bis 30% Wasser und 20 bis 40% Asche. Solche Kohlensorten galten früher als unverwertbare Abfälle.

2. *Entwicklungstendenzen im Bau und in der Verwendung von Wärmekraftmaschinen*

a) Dampfturbinen

Bemerkenswert sind die fortschreitende Konzentration der Wärmekraftwerke in den Kohlenbezirken zur Verwertung der Kohle am Standort ihrer Gewinnung, und die namentlich in den USA neuerdings noch weitere Steigerung der Einheitsleistung, die nur bei überkritischen Drücken und sehr hohen Temperaturen dank der in der Metallurgie erzielten Fortschritte möglich wurde. Im Laufe der letzten 10 Jahre sind die Einheitsleistungen in Europa von 50 MW auf 125 MW, neuerdings auf 250 MW gestiegen, wobei der spez. Wärmeverbrauch pro nutzbare kWh von 2800 auf 2200 kcal und darunter herabgesetzt wurde. In den USA sind Einheiten von 340 MW im Betrieb und solche von 450 MW im Bau.

Ob die in der Praxis feststellbare Wirtschaftlichkeitsgrenze eine weitere Steigerung zuläßt, ist schwer vorauszusagen. Umfassende Untersuchungen der Detroit Edison Co. zeigen, daß die obere Wirtschaftlichkeitsgrenze schon bei 340 MW liegt, weil mit größeren Einheitsleistungen die Anlagekosten unverhältnismäßig stark anwachsen und überdies mit höheren Unterhalts- und Betriebskosten zu rechnen ist. Auch hinsichtlich der Vorteile, welche die Anwendung überkritischer

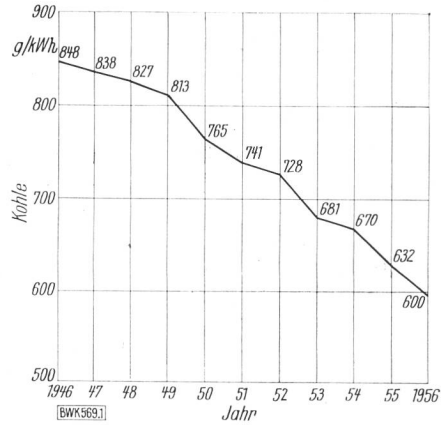


Bild 6 Spezifischer Kohlenverbrauch in den Kraftwerken der Electricité de France

Drücke und sehr hoher Temperaturen mit sich bringen, gehen die Meinungen auseinander. Die Detroit Edison Co. bezeichnet 168 kg/cm² und 566 ° C am Dampfkesselende als den wirtschaftlichsten Dampfzustand und sieht in der Anwendung überkritischer Drücke trotz Wärmeeinsparungen von 2 bis 4% keine unbestreitbaren Vorteile. Werkstoffschwierigkeiten und Betriebserschwernisse einzelner Anlageteile lassen sogar darauf schließen, daß man mit der Dampftemperatur nicht über 538 ° C gehen sollte.

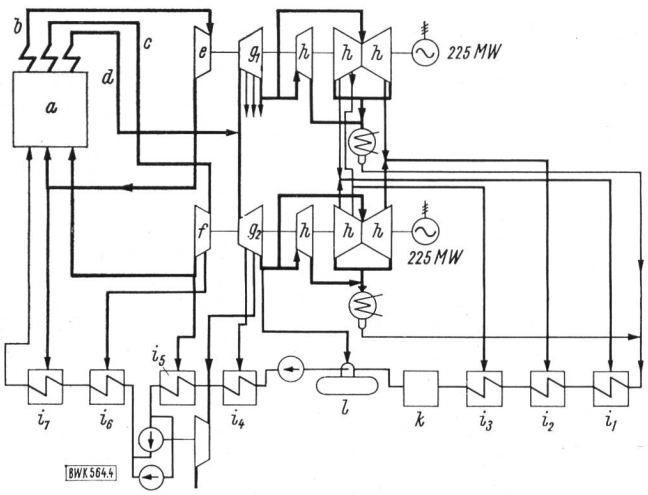
Dr. P. Profos (Winterthur) gibt einen Überblick über die in der Schweiz gemachten weitgehenden Studien über die technischen und wirtschaftlichen Vorteile, die durch den Übergang auf überkritische Drücke erzielt werden. Bei zweifacher Überhitzung wird der relative Wärmeverbrauch um 3 bis 4% herabgesetzt.

In den Kraftwerken Philip Sporn und Breed der American Gas & Electric Service Corporation (AG & E) sind neue Maschinensätze mit zweifacher Überhitzung für 450 MW bei 246 kg/cm² und 566/566/560 °C im Bau. Die Dampferzeuger sind Einrohrkessel für 1314 t/h, in der ersten Anlage für Kohlenstaubfeuerung, in der zweiten für Zyklonfeuerung. Auch die AG & E ist der Auffassung, daß die für Temperaturen von über 566 ° C erzielbare Steigerung die bei Verwendung austenitischer Stähle entstehende Kostenerhöhung nicht rechtfertigt. Bei dem heutigen Preisunterschied zwischen ferritischem und rostfreiem Stahl dürfte man mit der Dampftemperatur kaum höher als 566 ° C gehen.

Die Kosten der vorgenannten Einheiten von 450 MW werden zu je 236 Mio Schweizer Franken angegeben. Es ist klar, daß solche hohe Investitionen nur durch schrittweises Vorgehen und auf Grund von sehr umfassenden Studien beschlossen werden. Hierzu diente die im Jahre 1954 als Prototyp bestellte und 1957 in Betrieb genommene 125-MW-Maschine mit zweifacher Überhitzung. Es ist die erste Anlage für überkritischen Druck. Sie wurde im Philip-Sporn-Kraftwerk an Stelle der aus dem Jahre 1923 stammenden 40-MW-Gruppe, die für einen Dampfdruck von 42 kg/cm² und Dampftemperaturen von 370/380 ° C vorgesehen war, installiert. Die 125-MW-Maschine ist für folgende Daten gebaut: Dampfmenge 329 000 t/h, Dampfdruck 321 kg/cm², Dampftemperatur 620 ° C.

Die vorgenannte 125-MW-Einheit und die daraus entwickelten 450-MW-Maschinen werden die erforderli-

Bild 7 Wärmeschaltbild des 450-MW-Dampfturbosatzes für die amerikanischen Kraftwerke Breed und Philip Sporn.



a Dampferzeuger für 1314 t/h
b Frischdampf 246 at, 566° C
c Erste Zwischenüberhitzung 67 at, 566° C
d Zweite Zwischenüberhitzung 21 at, 566° C
e HD-Turbine
f MD-Turbine (erste Zwischenüberhitzung)
g_1 und g_2 MD-Turbinen (zweite Zwischenüberhitzung)
h ND-Turbinen
i_1 bis i_7 Vorwärmstufen
k Ausdampfer
l Entgaser

chen Unterlagen für die weitere Entwicklung der größten Turbogruppen und zwar nicht nur für herkömmliche Dampfkraftwerke, sondern auch für die maschinellen Einrichtungen der Kernkraftwerke liefern. Dasselbe gilt für die 325-MW Eddystone Gruppe in Philadelphia, 169 kg/cm², 538 °C, cross-compound, ferner für die 500-MW-Doppelmaschine der Tennessee Valley Authority. Schon heute läßt sich voraussehen, daß die weitere Entwicklung u. a. davon abhängt, ob es gelingt, *noch hochwertigere Metalle und zwar zu tragbaren Preisen herzustellen.* Ferner dürfte die zweckmäßige Kombination von Gas-Turbine und Dampf-Turbine im gemischten Gas-Dampf-Kreislauf zu neuen Konzeptionen und wirtschaftlichen Lösungen führen.

Einstweilen ist bei den amerikanischen Elektrizitätsproduzenten eine gewisse Ernüchterung festzustellen nach dem eingetretenen «Wettrennen» nach größten Einheiten. Wer bezahlt die Kosten für die Entwicklungsarbeiten der Maschinenfabriken? Letztere glaubten diese Kosten auf die noch folgenden Bestellungen abwälzen zu können. Nun betrachten aber die Betriebsleute die Aussichten auf eine Senkung der Energieerzeugungskosten mit noch größeren Maschinen eher als problematisch. Sie sind darum wieder viel konservativer eingestellt.

Wie dem auch sei, dürfte die Entwicklung, bildlich gesagt, einen ähnlichen Verlauf nehmen wie diejenige der Reglerkurve, die nach dem Ausschwingen infolge der Rückführung auf den Normalwert zurückfällt. Es ist jedoch schon heute deutlich erkennbar, daß auch in Europa bei der Wahl der Einheitsleistungen für große Dampfkraftwerke die 50-MW-Einheiten der Vergangenheit angehören, diejenigen von 150 MW als normal gelten und immer mehr Einheiten von 250 MW — in England 275 MW — und neuerdings in Italien solche von 300 MW aufgestellt werden.

Von besonderer Bedeutung sind *die kombinierten Anlagen zur Kraft- und Wärmeerzeugung,* und zwar:

der Gegendruckbetrieb für kleinere bis mittlere Leistungen, wo mehr Wärme als Kraft benötigt wird, oder die Kondensationsturbinen mit Anzapfung, wo mehr Kraft als Wärme verbraucht wird. In diesen beiden Fällen ist der Turbinenbetrieb vom Heizdampfbetrieb abhängig.

oder: Wärmekraftwerke mit Dampfturbinen zur ausschließlichen Energieerzeugung und mit Heizdampfentnahme direkt aus dem Dampfkessel. Bei dieser Variante ist nur der Dampferzeuger dem Heizbedarf anzupassen.

Wo die Brennstoffe teuer sind und der Bedarf an Spitzenenergie im Verhältnis zur Gesamtproduktion gering ist, bieten die kombinierten Gas- und Dampfturbinenanlagen nennenswerte Vorteile: Erhöhung der verfügbaren Höchstleistung, Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades und größere Elastizität des kombinierten Betriebes.

b) Gasturbinen

Gasturbinenanlagen eignen sich insbesondere sowohl zur Spitzendeckung als auch zum Ausgleich der jahreszeitlichen Veränderung der anfallenden Wasserkraft. Im ersteren Fall wird eher nach einer Senkung der Anlagekosten tendiert und werden höhere Betriebskosten in Kauf genommen; im letzteren Fall wird Wert darauf gelegt, die Brennstoffkosten niedrig zu halten, obwohl mit höheren Investitionen zu rechnen ist. Die Aussichten der Gasturbine, zur Spitzendeckung eine stets bedeutendere Rolle zu spielen, sind sehr groß; denn ob die Grundlast zukünftig durch die Kernenergie oder durch Wärmekraftwerke herkömmlicher Art gedeckt werden soll, so steht der Gasturbine ein weites Entwicklungsfeld offen, insbesondere in der Verwendung billigerer Brennstoffe, z. B. von niederwertiger Kohle.

In dem von Baumann (Baden) verfaßten Bericht über die Wirtschaftlichkeit der Gasturbine zur Spitzendeckung wird an Hand von zahlreichen ausgeführten Anlagen, u. a. auch in Kanada, auf die besonderen Eigenschaften der Gasturbine, insbesondere auf die kurzen Startzeiten, hingewiesen.

Besonderes Interesse erweckten die in Frankreich entwickelten *Freikolbengaserzeuger,* die außergewöhnliche technische und wirtschaftliche Vorteile sowie aussichtsreiche neue Anwendungsmöglichkeiten bieten.

3. Die Rolle der Gasturbine im Verbundbetrieb Wasserkraft und Wärmekraft

Kanadas westlichste Provinz, British Columbia, verfügt bekanntlich über reichliche Wasserkräfte, die ähnliche Charakteristiken wie die schweizerischen aufweisen und deren Ausbau schon frühzeitig in Angriff genommen wurde. Die gesamte Elektrizitätserzeugung und Verteilung liegt in einer Hand: der provinzialen Elektrizitätsunternehmung British Columbia Electric

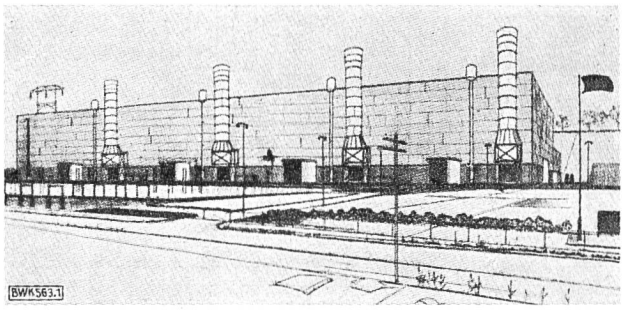


Bild 8 Ferngesteuertes Gasturbinenkraftwerk Port Mann

Company (BCEC). Diese verfügt über eine zweckmäßige Kombination von Lauf- und Speicherwerken mit einer maximalen verfügbaren Leistung von rund 800 MW. Die Speicherbecken werden im Sommer zur Zeit der geringeren Belastung und der größeren Laufkraftproduktion aufgefüllt.

In einem wasserarmen Jahr sinkt die mögliche Erzeugung um 350 GWh unter die mittlere Produktionsmöglichkeit und geht auf 60% der in einem wasserreichen Jahr höchstmöglichen Erzeugung zurück.

Um eine wirtschaftlichere Verwendung der nicht konsumangepaßten Energie zu ermöglichen, entschloß sich die BCEC, eine Gasturbinenanlage von 100 MW maximal verfügbarer Leistung zu erstellen. Die Kombination dieser Anlage mit den vorhandenen Wasserkraftwerken gestattet, 20% mehr konsumangepaßte Energie zu erzeugen, wovon 15% aus der Veredelung inkonstanter Wasserkraft und nur 5% aus Wärmekraft. Im Durchschnitt von 10 Jahren werden also mit 1 kWh Wärmekraft 4 kWh zusätzliche Wasserkraft für die Deckung des festen Bedarfs gewonnen.

Auf Grund von eingehenden Untersuchungen wurde für das Wärmekraftwerk eine Gasturbinenanlage gewählt, deren Kosten pro kW installierter Leistung $ 120 beträgt. Die in Port Mann bei Vancouver erstellte Anlage umfaßt vier Gasturbinen von je 25 MW, die als Doppelwellenmaschinen für offenen Kreislauf mit Wasserkühlung zwischen dem Hoch- und Niederdruckverdichter ausgeführt sind und von einer zentralen Lastverteilungsstelle ferngesteuert werden. Diese ist 24 km vom Kraftwerk entfernt. Betrieb und Unterhalt werden durch mobile Schichten der Betriebsabteilung geführt.

Die Kosten der Fernsteuerungsanlage mit Zubehör werden zu $ 2.50 pro kW angegeben. Die Kostenberechnungen haben gezeigt, daß für die Veredelung von Inkonstantkraft in konsumangepaßte Energie die Kombination mit Gasturbinen wirtschaftlicher ist als diejenige mit Dampfturbinen, sofern die Brennstoffkosten $ 2.40 pro Million kcal nicht übersteigen. Bei den heutigen Ölpreisen besteht also eine sehr weite Marge.

III. Flüssige und gasförmige Brennstoffe

Auf die stürmische Entwicklung des Verbrauchs von flüssigen und gasförmigen Brennstoffen in der gesamten Energie- und Wärmewirtschaft, und namentlich auch in der Chemie, wurde bereits anläßlich der Wiener Plenartagung im Jahre 1956 (siehe Wasser- und Energiewirtschaft 1957, Nr. 1, Seite 25) berichtet. Damals wurde bereits festgestellt, daß bei der Entdeckung neuer sicherer Reserven die jährliche Zuwachsrate diejenige der Verbrauchssteigerung um ein Mehrfaches übertrifft. Unter diesem Gesichtspunkt kann also das Problem der Deckung des zukünftigen Energiebedarfes mit einer gewissen Zuversicht beurteilt werden. Jedoch wurde die allzu einseitige Konzentration der Funde neuer Rohölvorkommen in den Ländern des Mittleren Ostens als sehr beunruhigend empfunden, was auch die nachfolgende Suezkrise bestätigte.

Seither konnten glücklicherweise bedeutende Lagerstätten auch anderswo sicher festgestellt und auch schon ausgebeutet werden. Schon allein die Erschließung der Ölquellen in der Sahara sowie der Erdgasquellen in Südfrankreich sind für die Versorgung Westeuropas von ausschlaggebender Bedeutung.

Der Anteil des Rohöls am gesamten Energieverbrauch wird immer größer und beträgt heute in Kanada bereits über 50%, in den USA etwa 45%, in der Schweiz 44%, in Italien rund 40%, in Frankreich rund 30%, in England rund 20% und in Westdeutschland rund 15%.

Ganz allgemein wird ein rascheres Ansteigen des Bedarfes an leichteren Ölen und Heizöl als an Benzin festgestellt. Für die westliche Hemisphäre werden die jährlichen Zuwachsraten für die leichten Öle zu 6,75 bis 10%, für Heizöle 5,5% und für Benzin zu 4,5% angegeben. Allein im Straßentransportwesen ging der Anteil des Benzins am gesamten Treibstoffverbrauch von 85% im Jahre 1938 auf ca. 66% im Jahre 1956 zurück und dürfte bis 1966 auf etwa 57% sinken. Da der Dieselmotor nicht nur einen geringeren Treibstoffverbrauch aufweist, sondern auch steuerlich begünstigt wird, hat er eine immer weitere Verbreitung gefunden, was zur starken Steigerung des Dieselölbedarfs wesentlich beitrug. Parallel hierzu hat bekanntlich der Heizölverbrauch sowohl für die Raumheizung als auch in der Großindustrie und in der Elektrizitätserzeugung eine massive Steigerung erfahren. Diese beiden Entwicklungstendenzen stellen insbesondere die europäischen Raffinerien vor schwerwiegende Probleme, denn normalerweise beträgt im Durchschnitt bei der Verarbeitung des Rohöls der Benzin- und Treibgasanfall mindestens etwa 21,5%, während der Anfall an mittelschweren Öldestillaten höchstens rund 29% beträgt.

Würde nun bei der Bemessung der Produktionskapazität der Raffinerien auf den gesamteuropäischen Benzinbedarf abgestellt, so könnten die europäischen Raffinerien nur etwa zwei Drittel des Bedarfs an mittelschweren Ölen und nur einen Teil des Heizölbedarfs decken. Würden aber die Raffinerien zur Deckung des gesamten Bedarfs an Mittelölen abgestimmt, so entstünden beträchtliche Überschüsse an Heizöl und Benzin. Daher die Anregung der BP, die steuerliche Belastung so zu gestalten, daß der Benzinverbrauch auf Kosten des Dieselölverbrauchs gesteigert wird. Mit der Zeit dürften jedoch die Raffinerien für eine viel größere Vielseitigkeit ausgebaut werden.

Die wirtschaftliche Erdgasförderung und namentlich die Gas-Fortleitung hat die Schaffung großer Speicher zur Voraussetzung. In den USA wurden abgebaute Rohöl- und Erdgaslagerstätten hierzu verwendet, deren geologische Einzelheiten bekannt waren. So war es möglich, diese ohne große Investitionen als riesige Speicher auszubauen.

In Frankreich gelang es der Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine (SNPA) in Lussagnet, rund 50 km

nördlich von Lacq, in 600 m Tiefe unterirdische Strukturen ausfindig zu machen, die zu tragbaren Kosten in Großgasspeichern für ein Speichervolumen von einstweilen 200 Mio m³ ausgebaut werden. Im Laufe der zwei letzten Jahre erreichte in Lacq die durchschnittliche tägliche Gasförderung 0,8 bis 1 Mio m³. Sie stieg seit letzten Herbst auf das Dreifache und Ende 1958 auf 5 Mio m³; Ende des laufenden Jahres dürfte sie auf 10 Mio m³ und nach zwei Jahren auf 20 Mio m³ anwachsen. Diese Menge entspricht, nach Abscheidung der Nebenprodukte Schwefel, Butan, Propan usw. einer jährlichen Gewinnung von 4 Mrd m³ gereinigtem Trockengas, das rund drei Vierteln der in Frankreich für 1961 veranschlagten Gasproduktion aus Steinkohle und Koks entspricht. Die in beinahe 4000 m Tiefe festgestellten Reserven dürften eine Ausbeute während rund 50 Jahren sicherstellen.

Die Baukosten der gesamten Anlagen und Zubehöre werden mit rund 1,5 Mrd Schweizer Franken angegeben, wovon je etwa ein Drittel für die Anlagen zur Abscheidung der Nebenprodukte und der Gaserzeugung. Vom übrigen Drittel entfallen etwa 80% auf die Fortleitungsanlagen (pipelines) und 20% auf die Nebenbetriebe einschließlich Wohnungen.

IV. Spaltstoffe und Kernenergie

1. Spaltstoffe

Bekanntlich verfügt Kanada über reichliche Uranvorkommen. In fünf Erzeugungsgebieten arbeiten bereits 19 größere Aufbereitungsanlagen, in denen im Jahre 1957 6732 t U_3O_8 erzeugt wurden. Bis Ende 1958 soll die Produktion auf 15 000 t/Jahr erhöht werden. Die Ausdehnung der Uranerz-Lagerstätten dürfte es erlauben, diese Produktionsziffer während vieler Jahre durchzuhalten. Die Erzeugungskosten von gelbem Diuranat (75% U_3O_8) werden zu 11 bis 15,4 $ pro kg, und zwar ohne Abschreibungen und Steuern angegeben.

Auf Grund der heute bekannten Uranvorkommen ist anzunehmen, daß zur Deckung des zukünftigen Energiebedarfs der westlichen Welt — auch bei optimistischer Schätzung der Zunahme — in normalen Zeiten von der Beschaffungsseite der Spaltstoffe keine Schwierigkeiten zu erwarten sind.

Bedeutende Schwierigkeiten und sehr hohe Kosten dürften sich beim Transport bestrahlter Spaltstoffe ergeben, weil durch die Abschirmung das Transportgewicht um das 40—50fache erhöht werden kann. Eine weitere Kostenerhöhung wird sich aus der Notwendigkeit ergeben, genügende Reservesätze für die Transporteinrichtungen bereitzustellen.

2. Kernenergie

Allgemein wird zugegeben, daß wirklich zuverlässige Berichte über den Betrieb von Kernkraftwerken noch kaum vorhanden sind. Erst jetzt beginnen solche über die Erfahrungen in Calder Hall und Shippingport bekannt zu werden. Wenn auch nach wie vor die Meinung vorherrscht, daß es trotz der sehr hohen finanziellen Aufwendungen gelingen sollte, mit der Zeit die Kernenergie zu tragbaren Kosten zu erzeugen, so besteht doch immer deutlicher ein Zweifel über die Zeitspanne, die zur Lösung der zahlreichen Einzelprobleme erforderlich ist. Obschon in England behauptet wird, daß die drei in Betrieb stehenden Kernreaktoren sich im großen und ganzen «gut und artig» benommen hätten, so ist doch nicht zu übersehen, daß es sich hier u. a. um Mehrzweckanlagen handelt, bei denen eine klare Kostentrennung zwischen Energie- und Plutoniumerzeugung kaum möglich sein dürfte, wenigstens bis heute noch nicht vorliegt. Darum die bei den Betriebsverantwortlichen immer größer werdende Skepsis über die von verschiedenen Kreisen befürwortete frühzeitige Inangriffnahme des Kernkraftwerkbaues.

Diese viel vorsichtigere Einstellung in der Beurteilung der Ausführbarkeit der bereits vorliegenden Projekte wird noch verstärkt durch die neueste Entwicklung auf dem Gebiete der sicher verfügbaren Öl- und Erdgasvorkommen, und namentlich auch infolge der neuesten Entwicklung auf dem Sektor der Kohle, die bekanntlich eine ganz andere ist, als noch vor kurzem vorausgesehen wurde.

In England gelten die Aussichten des Druckwasser- und Calder Hall-Reaktors als die günstigsten, hiernach folgt der Natrium-Grafit-Reaktor. Sodann bietet der gasgekühlte Reaktor Entwicklungsmöglichkeiten.

In den Ländern der europäischen Gemeinschaft sind die privaten Elektrizitätsunternehmen dem Druck der öffentlichen Meinung ausgesetzt, weshalb sie auf dem Gebiet der Kernenergie auch größere Risiken auf sich nehmen mußten.

In den USA sind bereits 21 Einzelunternehmen am Bau von 18 Atomkraftwerken beteiligt. Diese sind für eine maximal verfügbare Leistung von 1500 MW projektiert und werden rund 2 bis 2,5 Mrd Schweizer Franken kosten. Keines dieser projektierten Kraftwerke dürfte hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit mit Wärmekraftwerken herkömmlicher Art in Wettbewerb stehen können.

In Ländern wie Kanada, die nüchtern und unvoreingenommen über die wissenschaftlichen, technischen und wirtschaftlichen Aspekte der Elektrizitätserzeugung in Kernkraftwerken diskutieren, ziehen die Elektrizitätsproduzenten vor, mit dem Ausbau der verfügbaren Wasserkräfte fortzufahren, und wo diese durch Wärmekraftwerke zu ergänzen sind, auf die herkömmlichen Energieträger abzustellen. «Wir werden über jedes nicht gebaute Kernkraftwerk froh sein!» sagen die für die Elektrizitätsversorgung verantwortlichen Kreise.

Die Ontario Hydro, Kanadas größter Stromproduzent, hat vor kurzem sogar beschlossen, nachdem der Ausbau der im Bereiche der Konsumzentren liegenden Wasserkräfte praktisch erschöpft ist, ihre zwei großen Dampfkraftwerke in Toronto und Windsor noch weiter auszubauen, und mit dem Übergang auf Kernkraftwerke noch zuzuwarten, bis die Fragen der effektiven Gestehungskosten und Betriebssicherheit näher abgeklärt sind.

Zusammenfassend kann der Schluß gezogen werden, daß der gegenwärtige Stand der aus den im Betrieb stehenden Anlagen gewonnenen Erfahrungen noch nicht ausreichend ist, um die Entwicklungsaussichten der verschiedenen Reaktortypen zu beurteilen. Darum dürfte es verfrüht sein, schon heute Vergleichszahlen über die Gestehungskosten der in Kernkraftwerken erzeugten Energie mit solchen von Wärmekraftwerken herkömmlicher Art zu veröffentlichen.

Wie Sir Christopher Hinton darauf hinwies, *beruht die Zukunft der Kernenergie auf ihrer Fähigkeit, sich in die bestehenden Energieversorgungssysteme einglie-*

dern zu lassen. Die Entwicklung eines einzelnen Energieträgers berührt aber auch alle anderen Energiequellen. Darum können die grundsätzlichen Fragen der Kernenergie nur im Zusammenhang mit den Problemen der gesamten Energiewirtschaft objektiv erörtert werden. Die Weltkraftkonferenz dürfte ganz besonders dazu berufen sein, einen wertvollen Beitrag zur Abklärung dieser sehr komplexen Fragen zu bringen.

V. Erd- und Sonnenwärme

Über die Nutzbarmachung der Erd- und Sonnenwärme wird weiterhin ernsthaft geforscht. Bekanntlich sind bedeutende geothermische Kraftwerke in Italien in Betrieb, und in Island wird die Erdwärme direkt als Wärmequelle verwertet. Neue Anlagen sind u. a. in Neuseeland und Kongo im Bau. Ferner bestehen gute Aussichten in Java, Argentinien, Chile, Kolumbien, Bolivien und Algerien, geothermische Energiequellen zu erschließen. Neue Möglichkeiten dürften die Forschungsarbeiten zur Gewinnung von Trockendampf aus Naßdampf durch ein Trennverfahren eröffnen.

In gewissen Teilen der USA scheinen die meteorologischen Verhältnisse sich zur wirtschaftlichen Nutzbarmachung der Sonnenwärme für Wärmeanwendungen, namentlich in Haushaltungen, zu eignen. Es bestehen auch Aussichten, mit besonderen Reflektoren Temperaturen bis rund 3300 ° C erzeugen zu können und somit die Ausnutzung der Sonnenwärme auch auf die Elektrizitätserzeugung und die Metallurgie zu erweitern.

VI. Studienreise von Montreal nach New York

Interessante Besichtigungen und Studienreisen während bzw. nach der Tagung gaben Gelegenheit, einen Einblick in die großen Werke des östlichen Kanadas und der benachbarten Gebiete der USA zu gewinnen.

Es seien hier nur einige Großanlagen erwähnt:

Das Wasserkraftwerk Beauharnois am St. Lorenz Strom bei Montreal, das im Endausbau mit 37 Maschinensätzen für rund 1650 MW ausgebaut wird, wovon heute schon rund 1000 MW verfügbar sind. Der Zulaufkanal hat eine Länge von 24 km und das Gefälle beträgt 30 m.

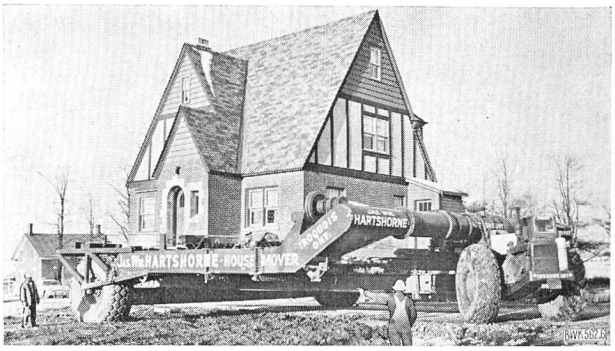


Bild 10 Transport eines Hauses aus dem Staugebiet in eine neue Siedlung

Ferner die Anlagen des mit dem Ausbau der internationalen Gefällstufen des St. Lorenz Stromes erstellten Schiffahrtsweges, der im Jahre 1954 begonnen und kürzlich vollendet wurde. Die bei Cornwall unmittelbar in der Staumauer erstellten beiden Kraftwerke, die zusammen eine Länge von rund 1 km aufweisen, sind für je 820 MW ausgebaut, wobei das rechtsufrige die dem Staate New York und das linksufrige die der Provinz Ontario zufallenden Wassermengen verarbeitet. Der Stausee ist rund 40 km lang und das Gefälle beträgt rund 30 m.

Im Staugebiet mußten verschiedene Dörfer teilweise oder ganz verlegt werden. Insgesamt wurden 6500 Personen umgesiedelt und rund 500 Häuser versetzt. Ein Beispiel zeigt das Bild 10.

Die neuen Siedlungen sind nach modernen Gesichtspunkten, mit zentralem Dorfplatz als Parkraum und ringsum liegenden Geschäften als «shopping center» mit Lauben, ausgeführt.

Die Gesamtkosten der Kraftwerke und der Anlagen für den Schiffahrtsweg werden zu rund 4,6 Mrd Franken angegeben, wovon etwa 2,6 Mrd auf die ersteren und rund 2 Mrd auf die letzteren entfallen.

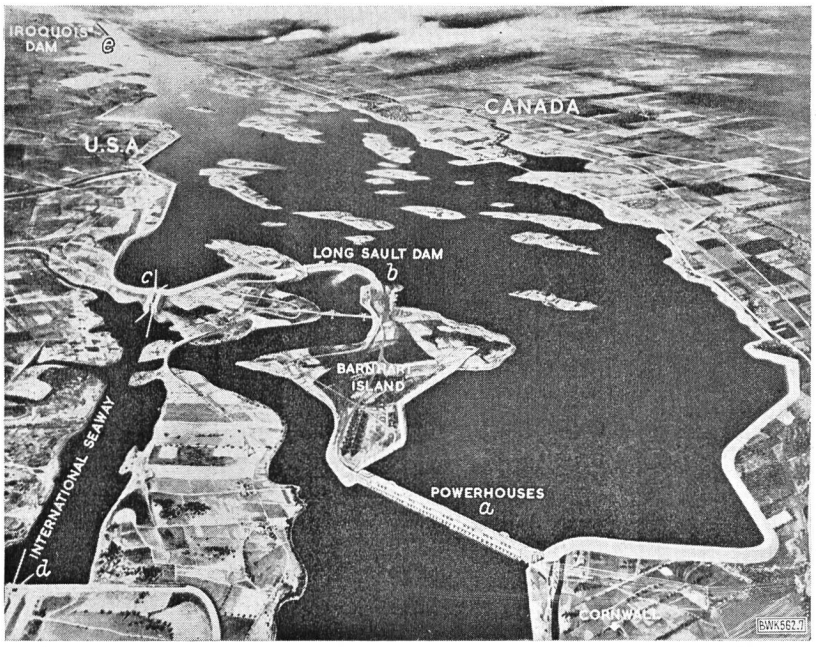


Bild 9
Staugebiet im Zuge des St. Lorenz-Schiffahrtsweges

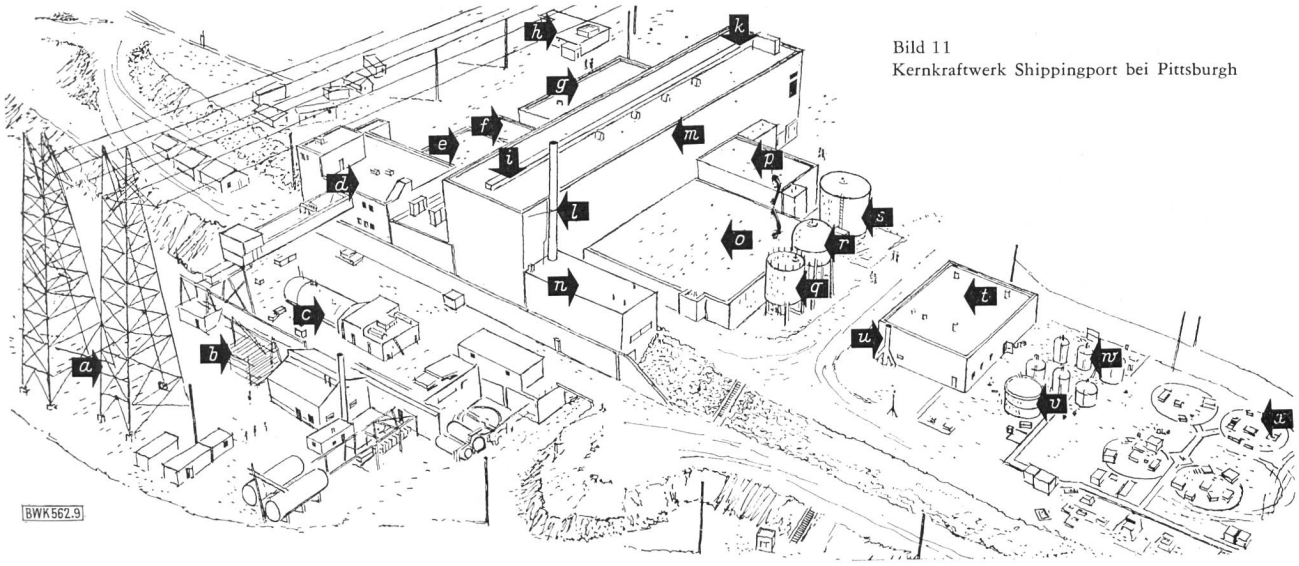


Bild 11
Kernkraftwerk Shippingport bei Pittsburgh

Legende:

a) Hochspannungsmasten
b) Umspanner
c) Freiluftturbine 68 MW
d) Verwaltungsgebäude, Reaktor- und Elektrowarte
e) örtliche Sicherheitshülle für Wärmetauscher
f) Hilfsmaschinenraum
g) Laboratorien
h) Pförtner und Bewachungspersonal
i) Reaktor
k) Räume für Dekontamination und Zusammenbau des Reaktorkerns
l) Schornstein für Abluft aus den Sicherheitshüllen
m) Wasserkanal für verbrauchte Spaltstoffelemente
n) Klimaanlage
o) Hilfsmaschinenraum; darunter ist die westliche Sicherheitshülle für Wärmetauscher angeordnet
p) Spaltstofflager
q) Behälter für Turbinenkondensat
r) Wasserbehälter für Primärkreislauf
s) Speichertank für Kanalwasser (vgl. m)
t) Raum für Behandlung radioaktiver Abfälle
u) Schornstein der Verbrennungsanlage für radioaktive Abfälle (vgl. t)
v) Speichertank für Sprinkleranlage
w) Behälter zur Prüfung der Aktivität von flüssigen Abfällen
x) Speichertanks zum Abklingen der Aktivität

Technische Daten des Kernkraftwerkes Shippingport:

Reaktor		
Wärmeleistung	Gcal/h	199
Elektrische Bruttoleistung	MW	68
Elektrische Nettoleistung	MW	60
Normaler Betriebsdruck im Reaktor	kg/cm²	140,6
Konzessionsdruck	kg/cm²	175,8
Dampfdruck bei Vollast vor der Turbine	kg/cm²	42,2
Regelbereich der Generatorleistung		
bei automatischer Reaktorregelung	MW	10 bis 60
im Rahmen des Netzbetriebs	MW	20 bis 60
Anzahl der Wärmekreisläufe		4
Mittlere Eintrittstemperatur am Reaktor	° C	264
Mittlere Austrittstemperatur am Reaktor	° C	281
Gewicht der Spaltstoff-Füllung		
Natururan	t	14,16
Angereichertes Uran	kg	75

Nach der eindrucksvollen Besichtigung dieser Großanlage und, last but not least, der Niagarafälle führte die Studienreise zu dem modernsten Kraftwerk, dem Kernkraftwerk Shippingport bei Pittsburgh. Das Projekt stammt von der Atomic Energy Commission, das die Westinghouse mit der Detailbearbeitung und Entwicklung sowie mit dem Bau der Reaktoranlage beauftragte. Die Stromerzeugungsanlage wurde von der Duquesne Light Company erstellt, die auch den Betrieb des Kernkraftwerkes führt und gemäß vertraglicher Vereinbarung Anspruch auf eine Lieferung von 1400 GWh hat. Als Gegenleistung hatte dieses Unternehmen einen Beitrag an die Erstellungskosten der Reaktoranlage von 5 Mio $ geleistet. Die Duquesne Light Co. beliefert Pittsburgh und die umliegenden Vororte, in welchem die Westinghouse-Fabriken liegen, und damit auch den größten Teil der Angestellten- und Arbeiterschaft der Westinghouse, mit elektrischer Energie. Sie verfügt über eigene Kraftwerke mit 1207 MW installierter Leistung und arbeitet auf ein Überlandnetz, das im Verbundbetrieb Erzeugungsanlagen von insgesamt 32 000 MW zusammenschließt. Die Leistung des Kernkraftwerks von 68 MW ist also ein Bruchteil dieses Gesamtkomplexes. Die technischen Daten sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefaßt, die Anlage selbst ist im Bild 11 schematisch dargestellt. Die Sattdampfturbine für 42,2 kg/cm² ist im Freien aufgestellt.

Aus den Ausführungen der begleitenden Ingenieure ist festzustellen, daß die Anlage in ihrem Leistungsfahrplan zum Teil auch an den Leistungsbedarf des Netzes angepaßt werden kann, und daß die Gestehungskosten der kWh ungefähr das Dreifache der in Dampfkraftwerken herkömmlicher Art erzeugten Energie betragen.

Endziel der Studienreise war New York, wo die Reiseteilnehmer ebenfalls vom Bahnhofperron aus direkt in dem über der Pennsylvania-Station liegenden Statler Hotel untergebracht wurden.

Diese Studienreise sowie alle übrigen Anlässe waren vorzüglich organisiert. Die Teilnehmer wurden in Extrazügen mit Schlafwagen und Einzelabteilen befördert und bei allen Besichtigungen von den einladenden Unternehmen oder Industrien sehr herzlich empfangen.

Den Organisatoren und Gastgebern, sowohl in Montreal anläßlich der Tagung als auch während den Studienreisen, sei auch an dieser Stelle der gebührende Dank ausgesprochen.

Sämtliche Clichés wurden in freundlicher Weise von der Zeitschrift Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), Essen, zur Reproduktion überlassen; sie stammen aus dem erweiterten Sonderdruck aus BWK, Bd. 11 (1959), H. 2.