

Zeitschrift: Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 56 (1964)
Heft: 9-10

Artikel: Bisherige Elektrizitätswirtschaft der Schweiz und Ausblick in die Zukunft
= L'économie électrique dans le passé et ses perspectives d'avenir =
Past development and future trends of the swiss electrical energy
economy

Autor: Aeschimann, C.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-921826>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

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. [Voir Informations légales.](#)

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. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 17.05.2025

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

Bis heute, aber nicht mehr für lange Zeit, beruht die Elektrizitätswirtschaft unseres Landes beinahe ausschliesslich auf der Ausnützung der Wasserkräfte. Während vieler Jahre herrschte der Eindruck, diese Energiequelle sei fast unerschöpflich, und die Frage einer andern Deckung des zukünftigen Strombedarfes hat sich eigentlich erst in jüngster Zeit ernsthaft gestellt. Angesichts der bemerkenswerten Stetigkeit, welche die Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft kennzeichnet, erscheint diese plötzliche Wandlung etwas überraschend, waren die Verhältnisse doch voraussehbar. Man soll allerdings nicht vergessen, dass der exponentielle Verbrauchszuwachs im Tempo einer Verdopplung innert 12 Jahren sich wohl rückblickend nachweisen lässt, dass er sich aber nicht immer so deutlich offenbarte wie in den letzten Jahrzehnten, besonders solange die Folgen der Wirtschaftskrise der Dreissigerjahre und des Krieges nicht mit einem genügenden Zeitabstand richtig erfasst werden konnten.

Seit den Anfängen der Elektrizitätsverwendung hat es fast ein halbes Jahrhundert gedauert, bis die ausbaufähigen Wasserkräfte der Schweiz zu einem Viertel ausgenutzt waren. Es ist also begreiflich, dass das Gefühl entstand, die Versorgung sei auf unabsehbare Zeit gesichert, und dass dieser Eindruck nicht von einem Tag auf den andern auszulöschen war.

Umsomehr überrascht und beunruhigt zeigt sich nun die Bevölkerung durch die jetzige Einsicht, dass die einzige einheimische Energiequelle bis in 10 Jahren praktisch ganz ausgenutzt sein wird.

GESCHICHTLICHE ENTWICKLUNG DER SCHWEIZERISCHEN ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT

Die geschichtliche Entwicklung der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft in den ersten 50 Jahren füllt ein hervorragendes, 600seitiges Buch von Prof. Wyssling¹⁾ aus und lässt sich natürlich nicht in einem kurzen Artikel zusammenfassen. Den Beginn dieser 50jährigen Periode setzt Wyssling auf 1886 fest, obwohl bereits im Jahre 1882 in Lausanne eine erste kleine Stadtzentrale für elektrische Beleuchtung im beschränkten Umkreis mit einer installierten Leistung von 180 PS in Betrieb kam und schon vorher eine Anzahl einzelner Bogenlicht-Beleuchtungsanlagen benützt wurden. 1890, 11 Jahre nach der Erfindung der Glühlampe durch Edison, werden 35 eigentliche Elektrizitätswerke mit einer gesamten Leistung von 5 000 kW und einer geschätzten jährlichen Erzeugung von 5 Millionen kWh in der schweizerischen Statistik angeführt.

Aus dieser anfänglichen Entwicklung sei lediglich ein Beispiel erwähnt, welches besonders gut veranschaulicht, dass unsere gegenwärtigen Probleme und Lösungen nicht so neu sind wie man es annimmt. Die ersten Pläne für die Ausnützung des Aare-Gefälles unmittelbar oberhalb Olten entstanden im Jahre 1888. Die Einigung zwischen verschiedenen Konzessionsbewerbern, die Abklärung der Projekte und die Verleihungsverhandlungen beanspruchten schon damals eine geraume Zeit, und erst 6 Jahre später konnte die Gründung der Gesellschaft Elektrizitätswerk Olten-Aar-

burg erfolgen und der Baubeschluss gefasst werden. Ende 1896 wurde der Betrieb mit 6 Einheiten aufgenommen, und nach erfolgtem vollem Ausbau im Jahre 1899 zählte die Niederdruckanlage mit ihrer Turbinenleistung von 3200 PS zu den grössten Werken des Landes. Aber schon im Jahre 1901 war diese Leistung während der Belastungsspitze nahezu vollständig ausgenutzt. Die topographischen Verhältnisse erlaubten die Erstellung eines künstlichen Speicherbeckens auf einem anliegenden Hügel. Unmittelbar neben dem Laufwerk entstand eine kleine Hochdruckzentrale, welche ab 1904 mit einer Turbinen-Pumpengruppe von 1200 PS das Gefälle von 320 m für einen Veredlungsbetrieb ausnützte. Diese zweite Zentrale wurde bereits in den Jahren 1907 und 1909 mit zwei Dampfturbinen von 700 und 1200 kW ergänzt. In bescheidenem Massstab, aber auf engstem Raum, vereinigte die erwähnte Anlage die wichtigsten Elemente eines heutigen idealen Verbundbetriebes: Billige hydraulische Laufkraft, thermische Energie und Pumpenspeicherung zwecks bestmöglicher Ausnützung der installierten Leistung und Anpassung der Erzeugung an das Belastungsdiagramm. (siehe Fig. 1—4)

Als weiterer Markstein auf dem Weg zum Entstehen eines Verbundbetriebes ist die im Jahre 1908 verwirklichte Verbindung des Speicher-Hochdruckwerkes Löntsch (anfängliche Leistung 24 000 PS) mit dem einige Jahre früher in Betrieb genommenen Laufwerk Beznau zu erwähnen. Dies setzte den Bau von Uebertragungsleitungen voraus, die sich nach und nach zu einem umfassenden Netz mit steigenden Spannungsstufen verdichteten. Für die 80 km lange Verbindung Beznau-Löntsch wurde zuerst die Spannung von 27 kV, später 50 kV verwendet.

Die Periode 1900—1911 zeigt einen sehr raschen Zuwachs der installierten Leistung und der Energieerzeugung, zu welchem die Entwicklung der Elektrochemie und -metallurgie sowie, allerdings in einem kleineren Mass, die elektrischen Strassen- und Bergbahnen, nebst einer Anzahl Ueberlandbahnen beitrugen. Der Erste Weltkrieg und der aufgetretene Brennstoffmangel haben ihrerseits eine besondere Steigerung der thermischen Anwendungen der Elektrizität im Haushalt zur Folge gehabt. Trotzdem bedeutete die Inbetriebnahme von immer leistungsfähigeren Kraftwerken, wie Laufenburg (1914, 28 000 kW) und Gösgen (1917, 42 000 kW) jeweils einen beachtlichen Sprung, der wahrscheinlich nicht so früh gewagt worden wäre, wenn nicht der Abschluss von Energieausfuhrverträgen mit französischen und deutschen Grossabnehmern den Absatz eines Teiles der Erzeugung dieser Werke von vornherein gewährleistet hätte. Somit erschien in der Epoche des Ersten Weltkrieges ein weiterer Faktor in der Entwicklung unserer schweizerischen Elektrizitätswirtschaft: Der Energieverkehr mit dem Ausland, vorerst nur in der Form der Ausfuhr, die aber den Weg für einen spätern, sehr nützlichen Import von Aushilfsenergie und für den Stromtausch vorbereitete.

1920 kommt das erste grössere Einphasenstrom-Kraftwerk der SBB in Betrieb, das Speicherwerk Ritom mit 40 000 kW, gefolgt durch die Werke Amsteg im Jahre 1924, Barberine 1925 und Vernayaz 1926. In der Folge entschlossen sich die SBB zur Beteiligung an Gemeinschaftsanlagen, in welchen sowohl Dreiphasen- wie Einphasenstrom erzeugt wurde und die, neben einigen Umformerstationen, sehr

¹⁾ W. Wyssling, Die Entwicklung der schweiz. Elektrizitätswerke und ihrer Bestandteile in den ersten 50 Jahren, Zürich 1946

Fig. 1
Kraftwerk Ruppoldingen der Aare-
Tessin AG für Elektrizität (Olten);
Zentrale I

Usine de Ruppoldingen de l'Aar et
Tessin SA d'Electricité (Olten); cen-
trale I

Ruppoldingen power station of the
Aare-Tessin AG for Electricity (Ol-
ten); Power plant No. I



nützliche Kontaktpunkte und Energieaustauschmöglich-
keiten schaffen.

1930: Eine neue Etappe bedeutet die Inbetriebnahme
des Rheinkraftwerkes Ryburg-Schwörstadt. Einmal wegen
des bedeutenden Leistungssprunges auf 108 000 kW, auf
vier grosse Einheiten mit Kaplan-turbinen verteilt; ferner in-
folge seiner Erstmaligkeit als grosses Grenzkraftwerk, wel-
ches zur Hälfte in Deutschland und zur Hälfte in der Schweiz
beheimatete Wasserkraft verarbeitet, und dies in Gestalt
eines Partnerwerkes, eine Formel, die später für mehrere
grössere Wasserwerkenanlagen mit Erfolg verwendet wurde.
Zwar sind schon im Jahre 1925 das Grenzkraftwerk Chancy-
Pougny und ein Jahr zuvor die Speicheranlage Wäggital als
Partnerwerke in Betrieb genommen worden. Im Jahre 1932
wurden die Grimsel-Talsperre und die Zentrale Handeck als
erste Glieder der wichtigen Oberhasliwerke, ebenfalls eine
bedeutende Partnergruppe, fertig erstellt. Somit beginnt die

Aera des gemeinsamen systematischen Ausbaus der Was-
serkräfte grösserer Flüsse des Alpengebietes, Aufgaben,
welche durch einzelne Elektrizitätsunternehmen kaum
hätten durchgeführt werden können. Diese Formel der Zu-
sammenarbeit ist für unsere Elektrizitätswirtschaft charak-
teristisch und sehr wichtig, indem sie das Weiterbestehen
einer stark dezentralisierten Struktur, die der politischen
Gestaltung der Schweiz entspricht, erlaubt. Auf diese Weise
kann das Zusammenwirken privatwirtschaftlicher, kommuna-
ler und kantonaler Unternehmungen mit der Entwicklung
der Technik Schritt halten, und mit vereinten Kräften kön-
nen Probleme mit Erfolg in Angriff genommen werden, die
die technischen und finanziellen Möglichkeiten des Einzel-
nen überschreiten würden.

Die in Europa herrschende Wirtschaftskrise erschwerte
den Absatz der Erzeugung des im Jahre 1932 in Betrieb ge-
setzten Tessiner Kraftwerkes Piottino. Nachdem sich die



Fig. 2
Kraftwerk Ruppoldingen; Maschi-
nensaal vor dem Umbau

Usine de Ruppoldingen; salle des
machines avant la rénovation

Ruppoldingen power station; ma-
chine room before conversion

Aussichten des Stromexportes nach Italien nicht verwirklicht, wurde beschlossen, die Produktion des Werkes nach der Nordschweiz überzuleiten und zu diesem Zweck die erste grosse Kraftübertragungsleitung über die Alpen zu bauen. Die Gotthardleitung wurde trotz den wenig ermutigenden Wirtschaftsverhältnissen mit Weitblick für die spätere Anwendung einer Betriebsspannung von 220 und gar von 380 kV projektiert und konnte anfangs 1933, zunächst mit der damals höchsten benützten Spannungsstufe von 150 kV, dem Betrieb übergeben werden. Erst 20 Jahre später erwies sich der Uebergang auf die Betriebsspannung von 220 kV für die wichtigsten elektrischen Verbindungen in der Schweiz als erforderlich. Heute stehen wir vor der Notwendigkeit, die gewaltige Energieerzeugung der neuen Kraftwerke des Bündnerlandes mit 380 kV-Leitungen nach den Konsumgebieten des Unterlandes zu übertragen.

Die letzten 15 Jahre sind in erster Linie durch die Erstellung von wichtigen Kraftwerkgruppen im Alpengebiet gekennzeichnet. Es handelt sich also um Hochdruckkraftwerke mit grossen Speicherbecken, die durch den Bau von mächtigen Talsperren geschaffen wurden. Besonders zu erwähnen sind die Forces Motrices de Mauvoisin (379,5 MW, 834 GWh/Jahr), die Grande Dixence (684 MW, 1362 GWh/Jahr) und das Kraftwerk Mattmark (235,5 MW, 582 GWh/Jahr) im Wallis, die Maggia- und Blenio-Kraftwerke (257 MW, 913 GWh/Jahr resp. 391 MW, 930 GWh/Jahr) im Tessin, die Kraftwerke des Hinter- und des Vorderrheins (645 MW, 1325 GWh/Jahr resp. 330 MW, 760 GWh/Jahr) im Bündnerland, das Kraftwerk Göscheneralp (192,5 MW, 425 GWh/Jahr) im Kanton Uri. Zusammen mit einer Anzahl anderer, meistens auch bedeutender Kraftwerkanlagen, die in der gleichen Epoche entstanden sind, haben sich die installierte Leistung der schweizerischen Kraftwerke um 220% und ihre mögliche jährliche Erzeugung um 155% erhöht. Beachtenswert ist die grössere Steigerung der Leistung im Zusammenhang mit dem ebenfalls gestiegenen Anteil der akkumulierbaren Energie, der sich von 11% auf 22% erhöhte und, auf die Erzeugung des Winterhalbjahres bezogen, nunmehr 48% erreicht.

Innert 15 Jahren wurde also wesentlich mehr gebaut als während der ersten 60 Jahre unserer Elektrizitätswirtschaftsentwicklung. Dies ist eine zwingende Folge des festgestellten exponentiellen Zuwachses des Stromverbrauches. Der Betrag der Geldinvestitionen hat sich wegen der Verteuerung der Baukosten noch bedeutend mehr erhöht. Sofern diese Entwicklung des Bedarfes nicht abschwächt, ist für die nächsten 12 Jahre wiederum ein Bauprogramm des gleichen Umfanges, wie es bis heute insgesamt erstellt wurde, vorzusehen. Bevor wir über die mutmasslichen Grundzüge eines solchen Elektrizitätsversorgungsprogrammes einen kurzen Ausblick zu werfen versuchen, sollte in aller Knappheit und leider ebenso fragmentarisch, wie es hier betreffend der geschichtlichen Entwicklung geschehen musste, der gegenwärtige Stand unserer Elektrizitätswirtschaft skizziert werden.

DER GEGENWÄRTIGE STAND DER SCHWEIZERISCHEN ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT

Der Gesamtverbrauch der Schweiz an elektrischer Energie erreichte im hydrologischen Jahr 1962/63, einschliesslich der Verluste sowie der Abgabe an Elektrokessel und Speicherpumpen 20 990 GWh. In diesem, einen sehr trockenen Winter umfassenden Jahr musste eine ausnehmend grosse Energiemenge von 4140 GWh importiert werden, 5160 GWh wurden vorwiegend im Sommer ausgeführt; der Exportüberschuss beziffert sich somit auf 1020 GWh. Die hydraulische Erzeugung betrug 21 680 GWh, die thermische Pro-

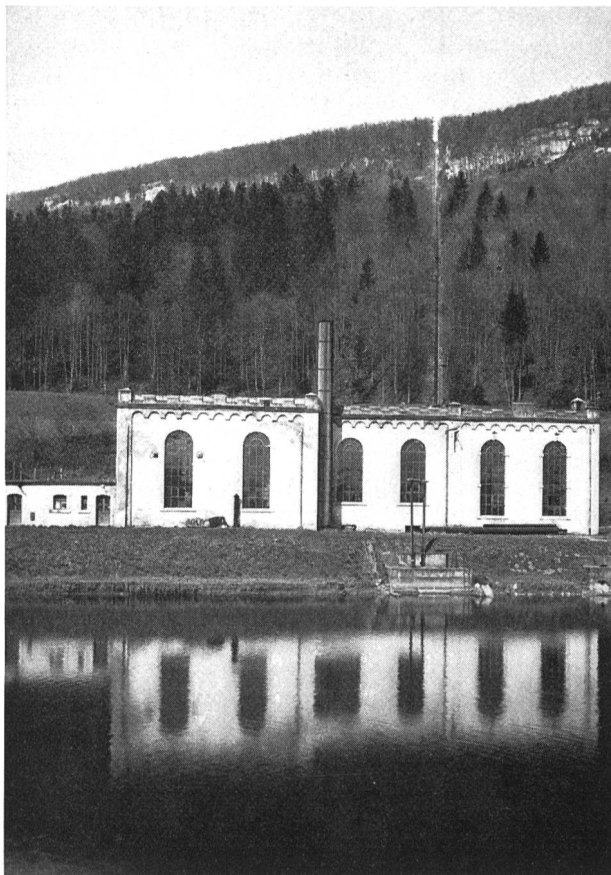


Fig. 3
Kraftwerk Ruppoldingen; Zentrale II mit Kamin der Dampfanlage und Druckleitung des Hochdruckwerkes

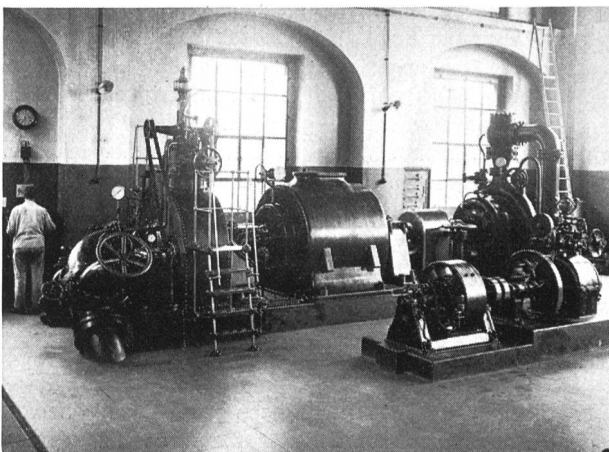
Usine de Ruppoldingen; Centrale II avec la cheminée du groupe thermique et la conduite forcée de l'usine à haute chute

Ruppoldingen power station; power plant No. II with the stack of the steam plant and penstock of the high pressure hydro-power plant

Fig. 4
Kraftwerk Ruppoldingen; Zentrale II, Hochdruckanlage vor dem Umbau

Usine de Ruppoldingen; centrale II, installation à haute chute avant la rénovation

Ruppoldingen power station; power plant No. II, high pressure hydro-power plant before conversion



duktion die bisher höchste Zahl von 330 GWh. Der Verbrauchszuwachs von 6,6% gegenüber dem Vorjahr war infolge der speziellen meteorologischen Verhältnisse sowie der hohen Wirtschaftskonjunktur überdurchschnittlich. Den grössten Anteil an diesem Verbrauch hat die Gruppe Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft mit 8840 GWh, gefolgt von der allgemeinen Industrie mit der Elektrochemie und -metallurgie, die zusammen 7540 GWh absorbieren. Der spezifische Verbrauch pro Einwohner beträgt rund 4000 kWh, womit die Schweiz die vierte oder fünfte Stelle in der diesbezüglichen Weltstatistik belegt.

Einschliesslich der sich im Bau befindlichen Werke betragen die Anlagekosten der Elektrizitätswerke der allgemeinen Versorgung 12,4 Milliarden Franken, woraus man schliessen kann, dass die gesamten Anlagen, also mit denjenigen der Industrie und der Bahnen zusammen, einen Erstellungswert von über 13 Milliarden Franken erreichen dürfte. Die Einnahmen aus der Energieabgabe an die Verbraucher im Inland übersteigen nur um wenigstens 1 Milliarde Franken, was einen Durchschnittspreis von 7,0 Rp./kWh ergibt, Abfallenergie für Elektrokessel nicht berücksichtigt. Dieser Preis steigt in letzter Zeit langsam an, ist aber niedriger als vor 20 oder 30 Jahren.

Der normale Verbrauch ist im Winterhalbjahr nur leicht höher als im Sommerhalbjahr, und dieser Unterschied lässt sich durch die veränderliche Abgabe für Pumpen und Elektrokessel ohne weiteres ausgleichen. Die Erzeugung der Wasserkraftwerke ist hingegen in beiden Halbjahren ziemlich verschieden, obwohl sich die Minderproduktion im Winter bei mittleren Wasserverhältnissen in den letzten Jahren bei 2000 GWh stabilisierte, im relativen Wert also abgenommen hat. Dies ist eine Folge der neu geschaffenen, grossen Speichermöglichkeiten. Diese Differenz lässt sich durch eine entsprechende veränderliche Energieausfuhr ziemlich gut ausgleichen.

Viel schwerwiegender sind die Schwankungen der Erzeugungsmöglichkeit zwischen nassen und trockenen Jahren. Die Erzeugung kann in einem extrem wasserarmen Winterhalbjahr gegenüber dem Mittel bis um 18% zurückfallen, im Sommerhalbjahr sogar um 25%. Die Abweichung ist wegen der Akkumulierung im Winter kleiner, erreicht aber immer noch 1800 GWh, die nach Möglichkeit hauptsächlich durch den Import auszugleichen sind. Im Sommer müsste die Ausfuhr stark gedrosselt werden. Es ist aber unvermeidlich, dass das Auftreten eines solch extremen Falles die Füllung der Seen zu Beginn der folgenden Winterperiode wesentlich beeinträchtigt. Dank der vorwiegenden Entstehung von Akkumulieranlagen mit einer hohen Ausbauleistung, können in letzter Zeit auch sehr ausgeprägte Trockenheitsperioden, sofern sie vorübergehend sind, ohne wesentliche Nachteile, wenigstens im Winter, überbrückt werden. Auch die Schwankungen des Belastungsdiagrammes verursachen angesichts der gegenwärtigen installierten Leistung im allgemeinen keine Schwierigkeiten. Allein ein andauernder Wassermangel stellt unsere Elektrizitätswirtschaft vor sehr schwere Probleme, die nur langsam und in dem Masse an Bedeutung verlieren werden, als der Anteil der hydraulischen Erzeugung zugunsten der thermischen zurückgehen wird. Diese Bemerkung leitet uns ganz natürlich zur Frage der Deckung des Elektrizitätsbedarfes in den nächsten 10 bis 20 Jahren über.

AUSBLICK IN DIE ZUKUNFT

Aus den bisherigen Ausführungen geht eindeutig hervor, dass die noch ausnützbaren Wasserkräfte des Landes den

in den nächsten 10 Jahren zu erwartenden Mehrbedarf mengenmässig knapp decken können. Das Eidg. Amt für Wasserwirtschaft schätzt in seiner neuesten Veröffentlichung ²⁾ die mittlere, wahrscheinlich realisierbare Energieproduktion auf 37,2 Milliarden kWh, wovon 22,85 Milliarden kWh bei mittleren Wasserverhältnissen durch die schon in Betrieb stehenden Kraftwerke bereits erzeugt werden. Auf Grund dieser Zahlen ist also nur noch ein Zuwachs von 65% möglich. Wohl ist die angegebene Grenze nicht mit einer endgültigen Genauigkeit ermittelbar. Ursprünglich wurden nämlich die ausbaubaren Wasserkräfte der Schweiz nur auf 28 Milliarden kWh geschätzt. Die Fortschritte der Technik haben aber nach und nach neue Aussichten eröffnet. Eine weitere leichte Erhöhung wäre im Prinzip also nicht ausgeschlossen. Andererseits begegnen aber die Nutzungsprojekte der letzten Gewässer einem zunehmenden Widerstand und ihre Wirtschaftlichkeit wird mit der fortschreitenden Verteuerung auf dem Bausektor immer fraglicher. Heute schon werden Projekte in Angriff genommen, die mit konventionellen thermischen Kraftwerken kaum mehr konkurrenzfähig sind. Wenn sie trotzdem verantwortet werden, so ist es nur dank der Ueberlegung, dass die zukünftige Entwicklung der Brennstoffpreise ungewiss bleibt, und dass der Verwertung eines der einzigen natürlichen Bodenreichtümer der Schweiz gegenüber einer allzu überwiegenden Abhängigkeit von ausländischen Brennstoffen der Vorzug zu geben ist.

Abgesehen von diesen rein mengenmässigen Betrachtungen ist zu berücksichtigen, dass die noch verfügbaren Wasserkräfte in bezug auf ihre jahreszeitliche Verteilung, Speichermöglichkeiten und optimale Ausbauleistungen natürlich nicht genau den Charakteristiken des zusätzlichen Bedarfes der nächsten Jahrzehnte entsprechen. Es wäre also weder sinnvoll noch überhaupt möglich, sich auf die möglichst baldige Ausführung der restlichen Projekte zu verlassen, um sich erst im Anschluss daran plötzlich auf die thermische Erzeugung umzustellen. Die erwähnte grosse Sorge um den Ausgleich zwischen nassen und trockenen Jahren zwingt die schweizerischen Elektrizitätsunternehmen, wenigstens einige thermische Kraftwerke bald zu bauen. Bis jetzt wurden die thermischen Werke des Auslandes durch das Mittel eines veränderlichen Stromimportes zu diesem Zweck eingesetzt, aber es ist klar, dass diese an sich befriedigende Möglichkeit eine Grenze hat. Nun stehen wir, wenigstens im Prinzip, vor der Wahl zwischen mehreren Lösungen:

Bau von konventionellen thermischen Anlagen entweder mit Anschluss an die entstehenden internationalen Oelleitungen oder im Zusammenhang mit dem Bau der geplanten Oelraffinerien oder noch mit kohlenbefeuerten Kesseln unter Benützung der Vorteile der Fluss-Schifffahrt für die Brennstoffversorgung.

Bau von Atomkraftwerken auf Grund einer eigenen Entwicklung unserer Maschinenindustrie oder des Ankaufs bereits erprobter ausländischer Reaktoren, wobei unter anderem zwischen der Benützung des leichter anzuschaffenden Natur-Urans oder des gewissen Einschränkungen unterstellten angereicherten Urans zu entscheiden wäre. Natürlich kommen noch viele Varianten und Kombinationen dieser summarisch erwähnten Möglichkeiten in Frage, wobei noch unbekannte Preisfaktoren in bezug auf die Atomenergie und der Umstand, dass diese neue Technik noch ganz im

²⁾ Dr. R. Pedrolì, Schätzung der Entwicklungstendenz der hydraulischen Energieerzeugung und des Energiebedarfes in der Schweiz, WEW 1964, S. 136

Fluss ist, die Untersuchungen und eine eindeutige Meinungsbildung wesentlich erschweren.

Wie die Verhältnisse heute liegen, glauben wir kaum, dass die Atomkraftwerke sich in absehbarer Zeit für den intermittierenden Betrieb des reinen Ausgleichs der veränderlichen Wasserd disponibilitäten wirtschaftlich eignen werden. Andererseits ist es unbestritten, dass in unserm sehr dicht bevölkerten Lande nicht leicht eine grössere Anzahl passender Standorte für bedeutende brennstoffbefeuerte Kraftwerke gefunden werden. Die Luftverunreinigung stellt im engen verfügbaren Raum schwierige Probleme, und mit Rücksicht auf die Kühlung ist man, übrigens auch im Falle der Atomkraftwerke, auf die Nähe von grösseren Flüssen angewiesen, will man nicht die teuern und ästhetisch nicht sehr befriedigenden Kühltürme in Kauf nehmen.

Nachdem die Atomenergie an sich bedeutende Vorteile verspricht, u. a. die Möglichkeit, relativ ansehnliche Mengen von Spaltstoff im Hinblick auf eventuelle internationale politische Komplikationen zu lagern, dürfte es in der gegenwärtigen Perspektive gegeben sein, zunächst beide Arten von Kraftwerken, die konventionellen thermischen und die Atomwerke, in Aussicht zu nehmen.

Der Bedarf für einige mit Oel oder Kohle befeuerte Zentralen ist heute sicher dringend. Es wäre empfehlenswert, Anlagen zu projektieren, die sich eher für eine veränderliche Belastung, vielleicht in Verbindung mit Gasturbinen-Nebenanlagen zur Deckung einer zusätzlichen Spitzenlast, eignen. Im Prinzip sollten also Anlagen mit nicht allzu hohen spezifischen Erstellungskosten und nicht sehr grossen Einheiten, unter Inkaufnahme eines nicht idealen Wirkungsgrades, bevorzugt werden, weil sie sich später besser zur Ergänzung der grundlastfahrenden Atomwerke eignen werden.

Auf Grund einer gemeinsamen Studie der grösseren Produktionswerke der Schweiz steht heute fest, dass sie anfangs der 70er Jahre in der Lage sein werden, zunächst für Reaktoren von 250 bis 300 MW, wenige Jahre später für

noch höhere Leistungen in ihrem Belastungsdiagramm mit einer mittleren Benützungsdauer in der Grössenordnung von 7000 Stunden pro Jahr einen ausreichenden Platz zu reservieren. Auch hier wäre es vielleicht von Vorteil, wenn es gelingen würde, die festen Kosten nach Möglichkeit zu beschränken, um in der Benützungsdauer etwas mehr Beweglichkeit zu behalten. Eher liessen sich etwas höhere Spaltstoffkosten vertragen, weil wir zu gewissen Zeiten ohnehin noch über überschüssige Wasserkraft ohne jegliche Betriebskosten verfügen werden, nämlich den Ueberhang der in wasserreichen Perioden erzeugbaren Energie gegenüber den Disponibilitäten in trockenen Zeiten.

Es wäre vermessen, weitergehende Prognosen hinsichtlich der Technik, die schlussendlich in den nächsten Jahren obenanstehen wird, zu stellen. Zu viele Faktoren befinden sich jetzt noch in steter Entwicklung. Höchstens könnte man es vielleicht wagen, folgendes glaubhaftes Bild über die Grundlagen unserer Elektrizitätswirtschaft um das Jahr 1980 herum vorauszusagen. Neben einer hydraulischen Erzeugung von etwa 35 Milliarden kWh, wovon ungefähr 25% akkumulierbare Speicherenergie, wird aus Atomkraftwerken eine Grundlast in der Grössenordnung von 10 Milliarden kWh erzeugt. Weitere 5 Milliarden kWh wären in einem mittleren Jahr durch konventionelle Kraftwerke im Inland und teilweise durch reinen Import oder Energieaustausch zu decken. Die wahrscheinliche Durchführung eines Umwälzbetriebes mit Turbinen-Pumpengruppen für die Anpassung der Produktion an das tägliche Belastungsdiagramm würde an dieser mengenmässigen Jahresbilanz nichts ändern. Der Gesamtverbrauch würde 50 Milliarden kWh erreichen und die Belastungsspitze von gegenwärtig 4800 MW auf 8–10 000 MW steigen. Bis dann können aber nicht nur die unvorausehbare technische Entwicklung, sondern auch die politischen und volkswirtschaftlichen Verhältnisse die Grundlage eines solchen Zukunftsbildes erheblich ändern.

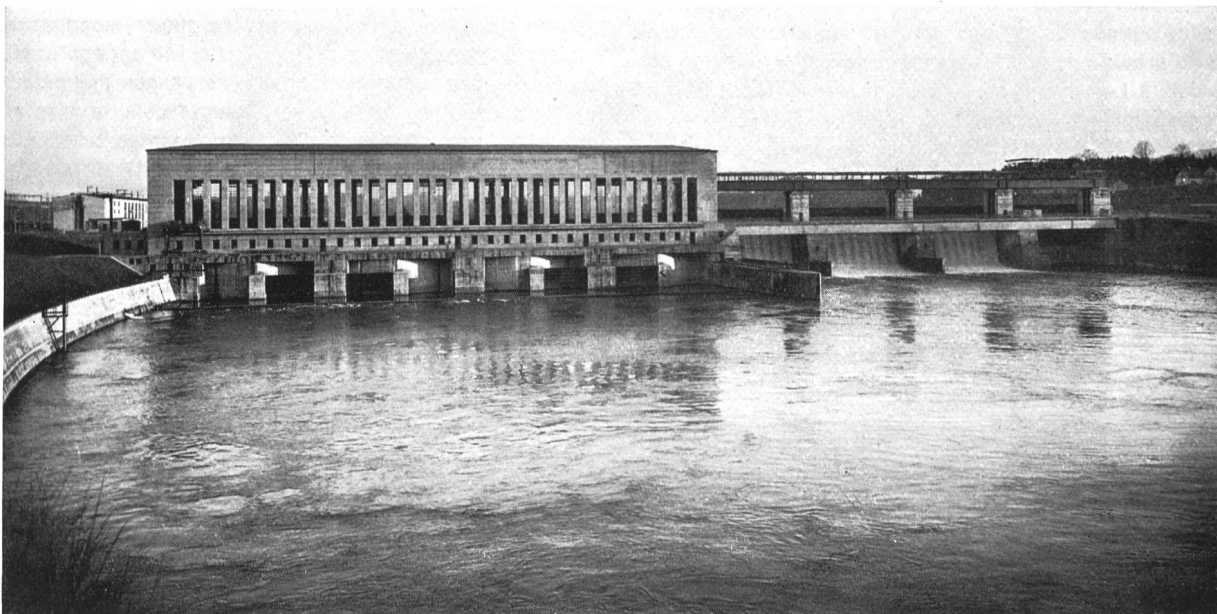
Fig. 5 (Photo Wolf-Bender Zürich)

Maschinenhaus und Stauwehr Ryburg-Schwörstadt am Rhein (Inbetriebnahme 1930)

Usine hydroélectrique de Ryburg-Schwörstadt sur le Rhin (mise en service en 1930)

Ryburg-Schwörstadt power station on the Rhine (commissioned in 1930)

(Cliché Heimatschutz)



Jusqu'à maintenant, l'économie électrique de notre pays a été basée presque exclusivement sur l'utilisation des forces hydrauliques. Pendant de longues années, l'impression régnait que cette source d'énergie était quasi inépuisable et la question d'employer un autre agent énergétique pour couvrir les besoins futurs d'électricité ne s'est, en fait, posée sérieusement que tout dernièrement. Si l'on tient compte de la constance remarquable qui caractérise l'essor de l'économie électrique, un changement aussi subit semble quelque peu étonnant, car ce développement pouvait être prévu. Toutefois, il faut se rappeler que l'accroissement exponentiel des besoins à la cadence d'un doublement tous les 12 ans peut bien être constaté rétrospectivement, mais qu'il ne s'est pas toujours manifesté si nettement que ces dernières décennies, en particulier aussi longtemps que les effets de la période de crise des années trente et ceux de la guerre n'ont pu être considérés avec un recul suffisant.

Depuis les débuts de l'emploi de l'électricité, près d'un demi siècle s'est écoulé avant que le quart des forces hydrauliques utilisables du pays soient mises en valeur. Il est donc compréhensible que l'impression soit née d'un approvisionnement en électricité assuré jusque dans un avenir lointain et que cette impression n'ait pu être effacée d'un jour à l'autre.

Pour la population, cela a donc été une véritable désillusion lorsqu'elle a dû réaliser que la seule source indigène d'énergie sera pratiquement entièrement employée d'ici une dizaine d'années.

HISTOIRE DU DEVELOPPEMENT DE L'ECONOMIE ENERGETIQUE SUISSE

Le développement historique de l'économie électrique de la Suisse pendant les 50 premières années est contenu dans un ouvrage remarquable de 600 pages ¹⁾ et ne peut bien entendu pas se résumer dans un bref article. L'année 1886 a été admise par le professeur Wyssling comme début de cette période de 50 ans bien qu'une première petite centrale urbaine de 180 PS ait été mise en exploitation en 1882 déjà à Lausanne pour l'éclairage électrique dans une zone restreinte et qu'avant cette date même, des lampes à arc aient déjà été utilisées dans un certain nombre d'installations locales. En 1890, soit 11 ans après la grande invention d'Edison de la lampe à incandescence, la statistique suisse s'étendait à 35 entreprises d'électricité avec une puissance globale de 5000 kW et une production annuelle évaluée à 5 millions de kWh.

Qu'il me soit permis de citer de ces débuts de l'électrification un exemple qui a l'avantage de montrer que nos problèmes actuels ne sont pas si nouveaux qu'on le croit. Les premiers projets pour l'utilisation de l'Aar immédiatement en amont d'Olten datent de 1888. L'entente entre les différents intéressés, la mise au net des projets et l'obtention de la concession ont nécessité déjà à cette époque un temps considérable et ce n'est que 6 ans après que la

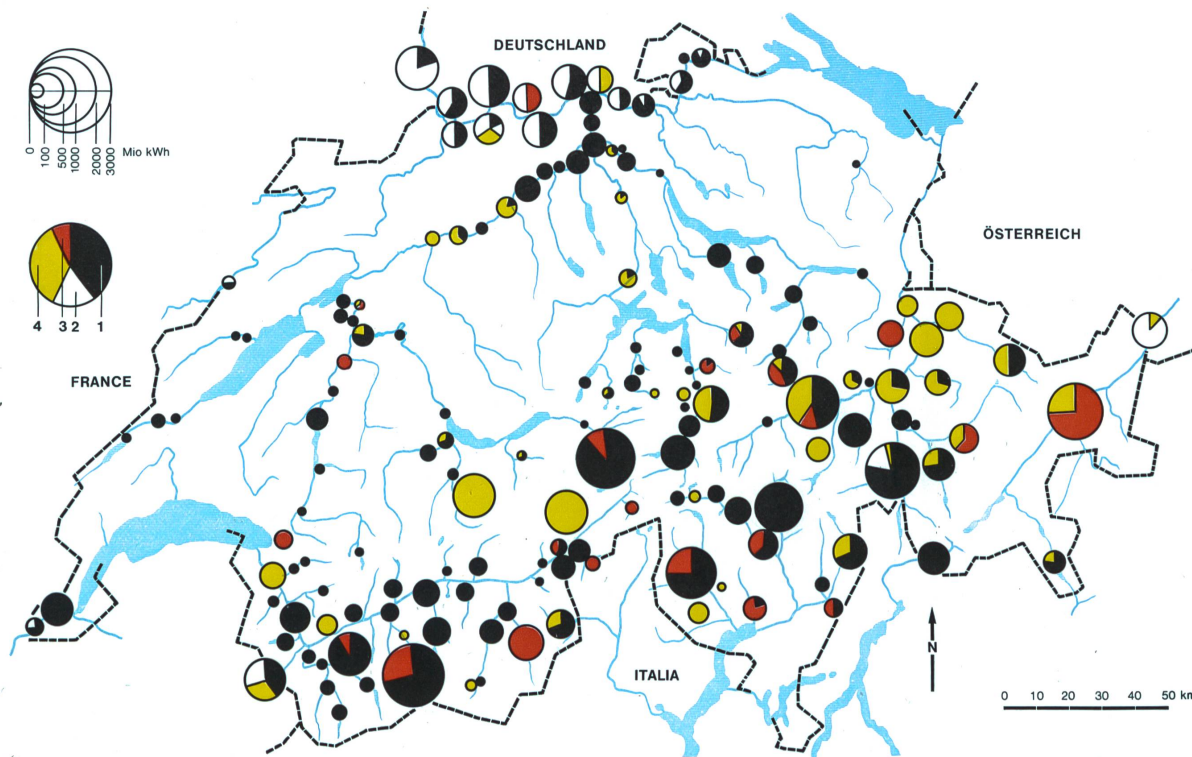
société des Usines électriques Olten-Aarbourg put être fondée et prendre la décision de construire. A fin 1896, l'exploitation débutait avec 6 unités et quand l'équipement fut terminé en 1899, l'usine au fil de l'eau à basse chute comptait avec sa puissance équipée de 3200 PS parmi les plus importantes du pays. Mais en 1901 déjà, cette puissance était entièrement utilisée pendant la pointe. Comme les conditions topographiques permettaient de créer un bassin d'accumulation artificiel sur une colline avoisinante, on en a profité pour installer à côté de l'usine au fil de l'eau une petite centrale à haute chute équipée d'un groupe turbine-pompe de 1200 PS qui, à partir de 1904, utilisait une différence de niveau de 320 m pour transformer de l'énergie d'heures creuses en énergie d'heures pleines. A cette seconde centrale, on a adjoint en 1907 et en 1909 deux turbines à vapeur de 700 et de 1200 kW. Ainsi se sont trouvés réunis en une seule installation, bien entendu à une échelle très modeste, les éléments principaux d'une interconnexion moderne: énergie au fil de l'eau à bon marché, énergie thermique et accumulation par pompage, conditions favorables pour utiliser au mieux la puissance installée et pour adapter la production au diagramme de charge. (voir fig. 1 à 4)

Une autre réalisation ayant contribué à ouvrir la voie à l'interconnexion a été la liaison en 1908 de l'usine à accumulation du Löntsch d'une puissance initiale de 24 000 PS avec l'usine au fil de l'eau de Beznau réalisée quelques années plus tôt. Cela a nécessité la construction de lignes de transport d'électricité qui ont progressivement formé un réseau important avec des tensions toujours plus élevées. La ligne Beznau-Löntsch de 80 km de longueur était exploitée tout d'abord à la tension de 27 kV, qui a été élevée plus tard à 50 kV.

Au cours de la période de 1900 à 1911, la puissance installée et la production d'énergie ont rapidement augmenté grâce surtout au développement de l'électrochimie et de l'électrometallurgie, ainsi que des tramways, des chemins de fer de montagne et d'un certain nombre de chemins de fer secondaires. La première guerre mondiale et la pénurie de combustible qui s'en est suivie ont également causé un accroissement important des usages thermiques de l'électricité dans les ménages. Malgré cela, la mise en service de centrales toujours plus puissantes telles que Laufembourg (1914: 28 000 kW) et Gösgen (1917: 42 000 kW) représentait chaque fois un saut important qui n'aurait peut-être pas été risqué, si la conclusion de contrats d'exportation avec de gros consommateurs français ou allemands n'avait assuré le placement d'une partie de la production de ces usines. L'époque de la première guerre mondiale a vu naître ainsi un facteur nouveau pour le développement de notre économie électrique: le trafic avec l'étranger qui se concrétisait d'abord sous la forme d'exportation, mais qui plus tard a permis l'importation d'énergie d'appoint devenue nécessaire et des échanges réguliers d'énergie.

En 1920, la première usine monophasée des CFF, l'usine à accumulation de Ritom d'une puissance de 40 000 kW est mise en service, suivie de celle d'Amsteg en 1924, de Barberine en 1925, puis de Vernayaz en 1926. Par la suite, les

¹⁾ W. Wyssling, Die Entwicklung der schweiz. Elektrizitätswerke und ihrer Bestandteile in den ersten 50 Jahren, Zürich 1946



▲ Fig. 6

Wasserkraftwerke und Kraftwerkgruppen mit einer mittleren jährlichen Produktion von mindestens 20 GWh

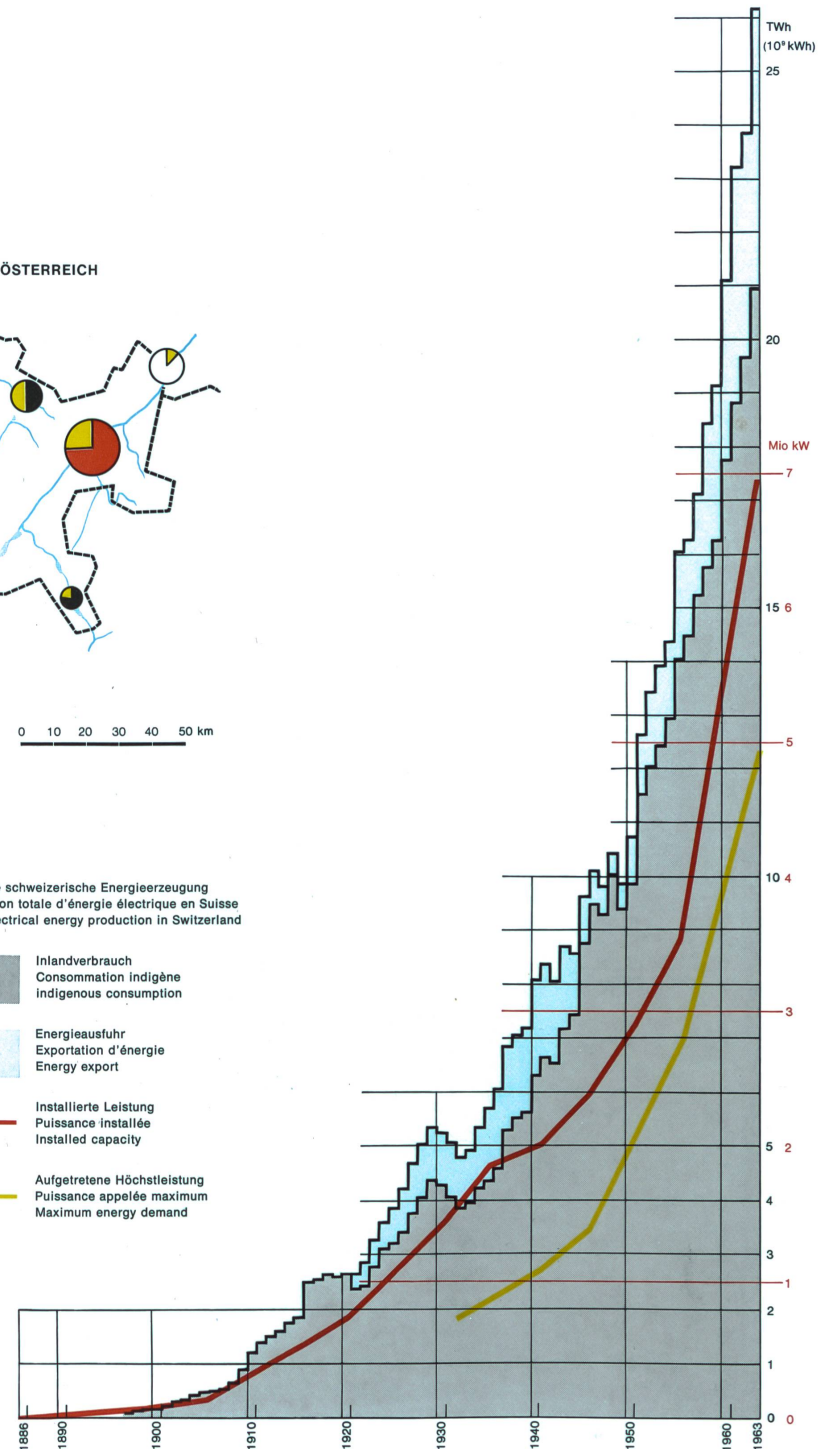
Usines hydroélectriques et groupes d'usines avec une production moyenne annuelle d'au moins 20 GWh

Power plants and groups of plants with an annual average capacity of 20 GWh and more

- 1 Werke in Betrieb
Usines en service
Power plants in operation
- 2 Ausländischer Anteil
Participation étrangère
Foreign participations
- 3 Werke im Bau
Usines en construction
Power plants under construction
- 4 Projekte
Projets
Proposed power stations

Fig. 7
Gesamte schweizerische Energieerzeugung
Production totale d'énergie électrique en Suisse
Total electrical energy production in Switzerland

- Inlandverbrauch
Consommation indigène
Indigenous consumption
- Energieausfuhr
Exportation d'énergie
Energy export
- Installierte Leistung
Puissance installée
Installed capacity
- Aufgetretene Höchstleistung
Puissance appelée maximum
Maximum energy demand



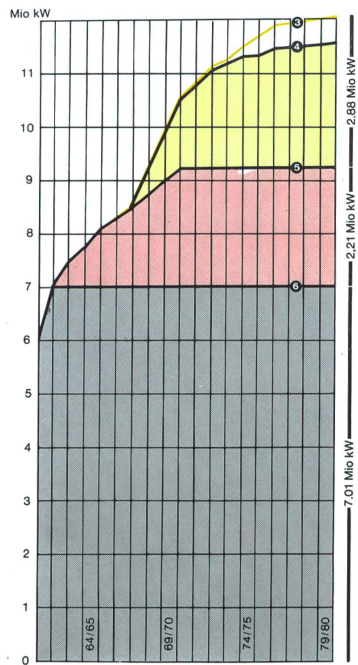


Fig. 8
Entwicklung der maximal möglichen Leistung
Développement de la puissance maximum disponible
Development of the maximum possible generation

- 3 Maximal mögliche Gesamtleistung ab Generator
Puissance maximum réalisable aux bornes des générateurs
Maximum possible generation at generator terminals
- 4 Maximal mögliche Gesamtleistung nach Abzug der noch fraglichen Projekte
Puissance maximum réalisable après déduction des projets incertains
Maximum possible generation after deduction of the proposed schemes still under consideration
- 5 Werke im Bau
Usines en construction
Power plants under construction
- 6 Werke in Betrieb
Usines en service
Power plants in operation



Fig. 12 (Photo H. Rostetter Ilanz)
Bogenstaumauer und Stausee Zervreila (Graubünden)
Barrage-voûte et lac de Zervreila (canton des Grisons)
Arch-dam and reservoir-lake of Zervreila (Grisons)

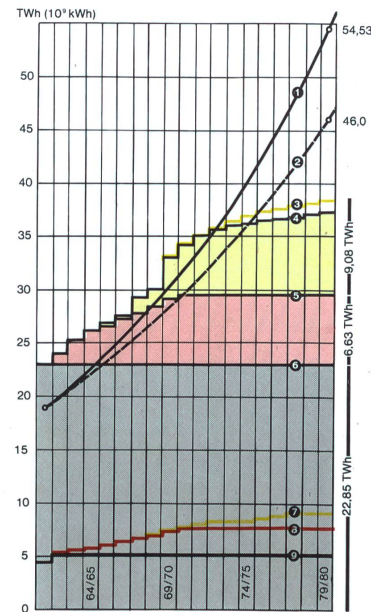


Fig. 9
Jährliche Energieerzeugung und Bedarfsentwicklung
Développement de la production annuelle et des besoins d'énergie
Development of the yearly energy production and consumption

- 1 Inlandverbrauch (ohne Elektrokessel und Speicherpumpen) bei einem jährlichen Verbrauchszuwachs von 6 %
Consommation annuelle indigène en admettant un accroissement annuel de 6 %
Indigenous consumption (without electric boilers and pumping energy) at an annual consumption rate of increase of 6 %
- 2 Wie 1, aber bei einem Verbrauchszuwachs von 5 %
Comme pour 1, mais avec un accroissement admis à 5 %
As 1, but at a consumption rate of increase of 5 %
- 3 Gesamte mittlere Erzeugungsmöglichkeit bei optimalem Ausbau mit Aufteilung der Speicherenergie 80 % im Winterhalbjahr und 20 % im Sommerhalbjahr
Productibilité moyenne pour un équipement optimum en admettant une répartition de l'énergie d'accumulation de 80 % en hiver et 20 % en été
Average possible production under the assumption of optimal exploitation and under repartition of the generation in 80 % during winter and 20 % during summer
- 4 Mittlere Produktionsmöglichkeit nach Abzug der gegenwärtig noch fraglichen Projekte
Productibilité moyenne après déduction des projets encore incertains
Average possible generation after deduction of the schemes still under consideration
- 5 Werke im Betrieb und im Bau
Usines en Service et en construction
Power plants in operation and under construction
- 6 Werke im Betrieb
Usines en service
Power plants in operation
- 7 Speicherenergie der Werke im Betrieb, im Bau und der Projekte
Energie d'accumulation des usines en service, en construction et des projets
Storable energy of the schemes in operation, under construction and proposed
- 8 Speicherenergie der Werke im Betrieb und im Bau
Energie d'accumulation des usines en service et en construction
Storable energy of the schemes in operation and under construction
- 9 Speicherenergie der Werke im Betrieb
Energie d'accumulation des usines en service
Storable energy of the plants in operation

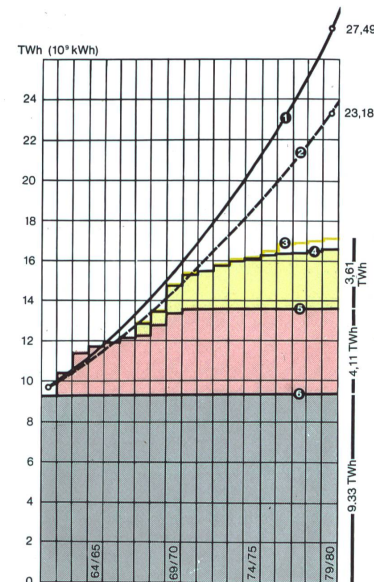


Fig. 10
Energieerzeugung und Bedarfsentwicklung im Winterhalbjahr
Développement de la production et des besoins en énergie pendant le semestre d'hiver
Development of the energy production and consumption during the winter semester

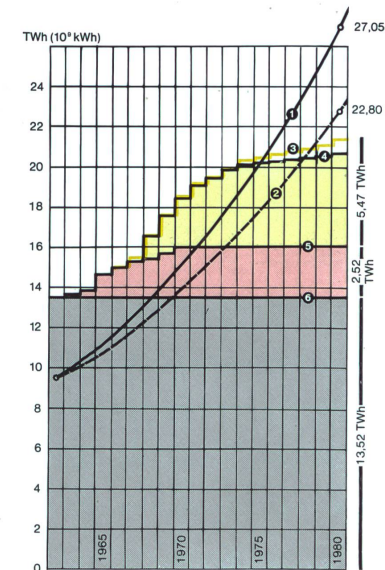


Fig. 11
Energieerzeugung und Bedarfsentwicklung im Sommerhalbjahr
Développement de la production et des besoins en énergie pendant le semestre d'été
Development of the energy production and consumption during the summer semester

Fig. 13 Göscheneralp
(Photo Schönwetter Glarus)

Staudamm und Stausee mit
vergletschter Dammagruppe

Barrage et lac d'accumulation
avec les glaciers du Damma

Dam and reservoir-lake, with
Damma-glaciers



CFF ont opté pour des participations à des installations en commun dans lesquelles l'énergie était produite aussi bien en courant monophasé qu'en triphasé et qui, avec quelques stations de convertisseurs, ont créé des points de contact et des possibilités d'échanges d'énergie très utiles avec le réseau de la distribution générale.

En 1930 se situe une nouvelle étape, celle de la mise en exploitation de l'usine de Rybourg-Schwörstadt sur le Rhin, caractérisée par un sensible accroissement de la puissance jusqu'à 108 000 kW, répartie sur seulement 4 grosses unités. De plus, il s'agissait d'une usine frontière turbinant l'eau appartenant par moitié à l'Allemagne et à la Suisse, et cela sous forme d'une usine de partenaires, formule qui a été reprise avec succès pour plusieurs grands aménagements ultérieurs. En réalité, une usine frontière avait déjà été construite en 1925 à Chancy-Pougny et une année auparavant la centrale à accumulation du Wäggital avait été réalisée en commun par deux entreprises électriques. En 1932, le barrage du Grimsel et la centrale de Handeck, premier maillon de l'importante chaîne des Usines du Oberhasli sont construites également pour le compte d'un groupe de partenaires. Ainsi débute l'ère de l'aménagement systématique des forces hydrauliques des grands cours d'eau de la région des Alpes, tâche qui n'aurait guère pu être réalisée par les seuls moyens d'entreprises d'électricité isolées. Cette forme de collaboration est caractéristique pour notre économie électrique et elle a son importance, car elle permet de maintenir la structure très décentralisée qui correspond aussi à la configuration politique de la Suisse. De cette façon, la collaboration d'entreprises privées, communales et cantonales peut suivre le rythme du développement de la technique et par l'union de leurs efforts, il est possible de mener à bien des problèmes qui auraient dé-

passé les possibilités techniques et financières de chacune d'entre elles.

La crise économique sévissant en Europe a rendu difficile le placement de l'énergie produite à la mise en service de l'usine du Piottino au Tessin en 1932. Les projets d'exportation en Italie n'étant plus réalisables, on décida alors d'amener l'énergie de cette usine dans le Nord de la Suisse et de construire à cet effet la première grande ligne transalpine. Malgré les conditions économiques peu encourageantes, la ligne du Gothard fut projetée d'emblée pour le passage ultérieur à une tension d'exploitation de 220 et même de 380 kV, et mise en service au début de 1933, tout d'abord à la tension de 150 kV, qui était la plus élevée utilisée à cette époque. Ce n'est que 20 ans plus tard qu'il s'avéra nécessaire d'élever à 220 kV la tension des lignes de transport principales en Suisse. Aujourd'hui nous sommes obligés de prévoir des lignes à 380 kV pour pouvoir écouler les importantes quantités d'énergie qui seront produites aux Grisons vers les centres de consommation du nord des Alpes.

Les dernières 15 années sont surtout caractérisées par la construction de puissants groupes d'usines dans les Alpes. Il s'agit donc d'usines à hautes chutes avec de grandes accumulations qui ont nécessité la construction de barrages imposants. Parmi les plus importants, il faut mentionner les Forces Motrices de Mauvoisin (379,5 MW, 834 GWh/an), la Grande Dixence (684 MW, 1362 GWh/an) et les Usines de Mattmark (235,5 MW, 582 GWh/an) au Valais, les Usines hydro-électriques de la Maggia et les Forces Motrices de Blenio (257 MW, 913 GWh/an, respectivement 391 MW, 930 GWh/an) au Tessin, les Usines hydro-électriques du Rhin postérieur et du Rhin antérieur (645 MW, 1325 GWh/an, respectivement 330 MW, 760 GWh/an) aux

Grisons, l'Usine de la Göscheneralp (192,5 MW, 425 GWh/an) au Canton d'Uri. En tenant compte d'un certain nombre d'autres usines un peu moins importantes construites pendant cette période de 15 ans, la puissance installée des centrales électriques suisses a augmenté de 220% et leur production annuelle possible de 155%. A ce sujet, il est surtout intéressant de remarquer l'augmentation plus accentuée de la puissance en rapport avec la proportion accrue d'énergie accumulée; cette dernière comparée à la production annuelle a augmenté de 11% à 22% et atteint maintenant 48% de la production totale moyenne du semestre d'hiver.

Pendant les 15 dernières années, on a donc construit bien davantage que pendant les premières 60 années du développement de notre économie électrique. Ceci est une conséquence normale de l'accroissement exponentiel de la consommation d'électricité. Le montant des capitaux investis a augmenté d'une manière plus forte encore du fait du renchérissement intervenu dans le coût de la construction. Pour autant que la cadence de l'accroissement des besoins ne s'atténue pas, il faut prévoir, pour les 12 années à venir, un programme de construction de même importance que celui qui a été réalisé dans son ensemble jusqu'à aujourd'hui. Avant d'essayer de faire une esquisse, même sommaire, de la structure probable du système futur d'approvisionnement en électricité, on ne peut se passer de décrire, malheureusement de façon aussi fragmentaire que pour le développement historique, la situation actuelle de notre économie électrique.

LA SITUATION ACTUELLE DE L'ECONOMIE ELECTRIQUE SUISSE

La consommation globale de la Suisse en énergie électrique a atteint 20 990 GWh dans l'année hydrologique 1962/63 y compris les pertes ainsi que la fourniture aux chaudières électriques et le pompage. Pendant cette année qui englobait un hiver extrêmement sec, il a fallu importer une quantité exceptionnelle d'énergie soit 4140 GWh, tandis que

5160 GWh ont pu être exportés, principalement pendant l'été suivant; l'excédent d'exportation se chiffre ainsi à 1020 GWh. La production hydraulique a été de 21 680 GWh, la production thermique atteignit la valeur la plus élevée jusqu'ici de 330 GWh. L'augmentation de la consommation de 6,6% par rapport à l'année précédente, par suite des conditions météorologiques extraordinaires et de la haute conjoncture économique, a dépassé la moyenne. La plus grande partie de cette consommation revient au groupe des usages domestiques, artisanat et agriculture avec 8840 GWh, suivi de l'industrie avec l'électrochimie et —métallurgie qui absorbent ensemble 7540 GWh. La consommation spécifique par habitant est d'environ 4000 kWh, c'est-à-dire que la Suisse occupe à cet égard la quatrième ou cinquième place dans la statistique mondiale.

Le capital de premier établissement des entreprises d'électricité livrant de l'énergie à des tiers, y compris les usines en construction, se chiffre à 12,4 milliards de francs. On peut en déduire que les installations totales, c'est-à-dire y compris celles de l'industrie et des chemins de fer, doivent représenter un coût de construction de plus de 13 milliards de francs. Les recettes des fournitures d'énergie aux consommateurs indigènes dépassent de peu 1 milliard de francs, ce qui donne, en laissant de côté l'énergie d'excédent livrée aux chaudières, un prix moyen de 7,0 cts/kWh. Ce prix a maintenant tendance à augmenter lentement, mais il est actuellement encore plus bas qu'il y a 20 ou 30 ans.

La consommation normale est, pendant le semestre d'hiver, légèrement supérieure à celle du semestre d'été, et cette différence se laisse sans autre compenser par des fournitures variables aux pompes et aux chaudières. La production des usines hydrauliques est par contre passablement plus forte en été qu'en hiver, mais l'excédent du semestre d'été sur celui d'hiver s'est stabilisé ces dernières années à environ 2000 GWh pour des conditions hydrologiques moyennes. Cela signifie qu'il diminue en valeur relative, une conséquence des nouvelles grandes possibilités



Fig. 14
Kavernenzentrale
Biasca der
Blenio-Kraftwerke
AG (Tessin)
erbaut 1956/1960

Centrale
souterraine de
Biasca des Usines
hydroélectriques
de Blenio SA
(Tessin), construite
en 1956/1960

Biasca
underground power
station of the
Blenio-Kraftwerke
AG (Ticino),
built in 1956/1960

d'accumulation. Cette différence se laisse compenser assez facilement grâce à la variabilité de l'exportation d'énergie.

Bien plus graves sont les variations intervenant dans la productibilité des usines entre une année humide et une année sèche. La production peut tomber pendant un semestre d'hiver extrêmement sec à 18% au dessous de la moyenne, et pendant un semestre d'été même jusqu'à 25% de déficit. C'est grâce aux accumulations que la différence est moins accentuée en hiver, mais elle peut être de l'ordre de 1800 GWh qui doivent être compensés en première ligne par de l'importation. Pendant un été sec, c'est l'exportation qu'il faut réduire considérablement. Il est toutefois inévitable qu'un cas aussi extrême se répercute défavorablement sur le remplissage des lacs au début du semestre d'hiver suivant.

Le suréquipement en puissance des récentes installations d'accumulation permet de surmonter désormais sans grandes difficultés, tout au moins en hiver, des périodes d'extrême sécheresse pour autant qu'elles soient passagères. Les fluctuations du diagramme de charge ne causent pas non plus de problèmes, grâce à la puissance installée suffisante. Ce n'est qu'un manque d'eau pendant une période prolongée qui peut placer notre économie électrique devant des situations critiques et qui ne perdront que lentement de leur importance dans la mesure où la part de la production hydraulique diminuera au profit de la production thermique. Cette remarque nous conduit tout naturellement à la question de la couverture des besoins en électricité dans les prochains 10 à 20 ans.

PERSPECTIVES D'AVENIR

Des indications précédentes, il ressort clairement que les forces hydrauliques de notre pays pourront tout juste couvrir l'accroissement probable de la consommation pendant encore une dizaine d'années. L'Office fédéral des eaux estime dans sa récente publication ²⁾ la production moyenne d'énergie hydraulique probablement réalisable à 37,2 milliards de kWh, dont 22,85 milliards de kWh proviennent des usines déjà en exploitation. Ces chiffres montrent bien qu'il ne reste qu'une marge d'augmentation de 65%. Il est vrai que la limite supérieure exacte ne peut pas être fixée définitivement. Au début, les forces hydrauliques aménageables de la Suisse n'étaient estimées qu'à 28 milliards de kWh. Les progrès de la technique ont fait apparaître au fur et à mesure de nouvelles possibilités et une nouvelle légère augmentation n'est donc pas exclue en principe. D'autre part, les projets d'aménagement des dernières chutes rencontrent une opposition toujours croissante et leur rentabilité devient toujours plus incertaine par suite du renchérissement progressif de la construction. Aujourd'hui déjà, on en est réduit à des projets qui soutiennent à peine la concurrence des usines thermiques conventionnelles. Si on envisage quand même de les réaliser, c'est en admettant que le développement futur des prix de combustibles est malgré tout incertain et qu'il faut accorder une certaine préférence à l'utilisation de l'une des seules richesses naturelles de la Suisse, pour ne pas dépendre plus que nécessaire des combustibles étrangers.

A part ces quelques réflexions d'ordre purement quantitatif, il faut tenir compte que les chutes hydrauliques encore disponibles ne correspondent naturellement pas,

en ce qui concerne leur répartition saisonnière, leurs possibilités d'accumulation et leur puissance équipée optimale, exactement aux caractéristiques des besoins supplémentaires de ces prochaines décennies. Il ne serait donc ni raisonnable ni même possible de se concentrer sur la réalisation totale des projets restants, pour ne passer qu'ensuite, sans transition, à la production thermique. Le souci que nous venons de mentionner de trouver un équilibre entre les années humides et les années sèches oblige de toute façon les entreprises d'électricité suisses à construire bientôt un certain nombre de centrales thermiques. Jusqu'à maintenant, on s'est contenté d'utiliser les importations d'énergie provenant d'usines thermiques de l'étranger, mais il est clair que cette possibilité, en elle-même satisfaisante, a des limites. En principe tout au moins, nous avons actuellement le choix entre plusieurs solutions:

Construction d'usines thermiques conventionnelles qui peuvent être reliées au réseau de pipe-lines international en voie de réalisation, ou bien construites à proximité des raffineries projetées, ou encore en prévoyant le chauffage au charbon à condition de bénéficier des avantages de la navigation fluviale pour le transport du combustible.

Construction de centrales atomiques à partir de solutions originales développées par notre industrie des machines, ou en achetant des réacteurs étrangers déjà expérimentés, auquel cas il faudra choisir entre l'emploi de l'uranium naturel, plus facile à obtenir, et celui de l'uranium enrichi, soumis à certaines restrictions.

Bien entendu, il existe encore maintes variantes et combinaisons des possibilités sommairement indiquées, dans lesquelles interviennent plusieurs facteurs incertains au sujet du prix de revient de l'énergie atomique. Ajoutés au fait que cette nouvelle technique est encore en pleine évolution, cela complique beaucoup les études et rend difficile de se faire une opinion précise.

Dans les circonstances actuelles, il ne semble pas que les centrales atomiques seront bientôt et économiquement appropriées à une exploitation intermittente pour la compensation des disponibilités hydrauliques variables. D'autre part, dans notre pays, avec sa forte densité de population, il ne sera pas facile de trouver un assez grand nombre d'emplacements convenables pour des centrales importantes à combustibles classiques. La pollution de l'air pose de graves problèmes à cause du faible espace disponible, et la question de la réfrigération restreint la zone possible - ceci d'ailleurs aussi pour les centrales nucléaires - à la proximité des cours d'eau principaux, à moins d'accepter les tours de réfrigération d'un prix élevé et peu esthétiques. Bien que l'énergie atomique ait en soi des avantages considérables, entre autres la possibilité d'emmagasiner des quantités relativement importantes de produits fissiles en vue d'éventuelles complications politiques internationales, il semble indiqué de prévoir, dans la perspective actuelle, tout d'abord des usines des deux types, c'est-à-dire aussi bien des usines thermiques conventionnelles que des usines atomiques.

La construction de quelques centrales à combustible solide ou liquide est aujourd'hui certainement urgente. Il serait recommandable de projeter des installations s'accommodant bien d'une charge fortement variable, peut-être en liaison avec des turbines à gaz auxiliaires pouvant couvrir une charge de pointe supplémentaire. En principe, il faudrait favoriser des installations dont le coût spécifique de premier établissement ne soit relativement pas trop élevé et des unités pas trop puissantes, en acceptant en compensation un rendement moins poussé, parce qu'elles

²⁾ Dr. R. Pedrolli: Estimation des tendances de développement de la production hydraulique et du besoin en énergie en Suisse (en allemand dans «Cours d'eau et énergie» 1964, p. 136).

seraient ainsi mieux adaptées à compléter plus tard la charge de base réservée aux usines atomiques.

Une récente étude faite en commun par les grandes entreprises de production de la Suisse confirme qu'elles pourront dès les années 70 réserver dans leur diagramme de charge avec une durée d'utilisation moyenne de l'ordre de grandeur de 7 000 heures par an une place suffisante d'abord pour des réacteurs de 250–300 MW, et peu d'années après pour des puissances plus élevées encore. Dans ce cas aussi, il sera sans doute avantageux de réduire autant que possible les frais fixes pour disposer d'une plus grande souplesse dans la durée d'utilisation. On pourra supporter probablement des coûts un peu plus élevés pour les produits fissiles, puisque l'on disposera de toute façon dans les périodes de bonne hydraullicité d'excédents d'énergie produits sans aucun frais d'exploitation et représentant l'excédent d'énergie productible pendant les périodes de débits abondants par rapport aux périodes sèches.

Il serait présomptueux de faire des pronostics plus précis au sujet de la technique qui se trouvera à l'avant-garde

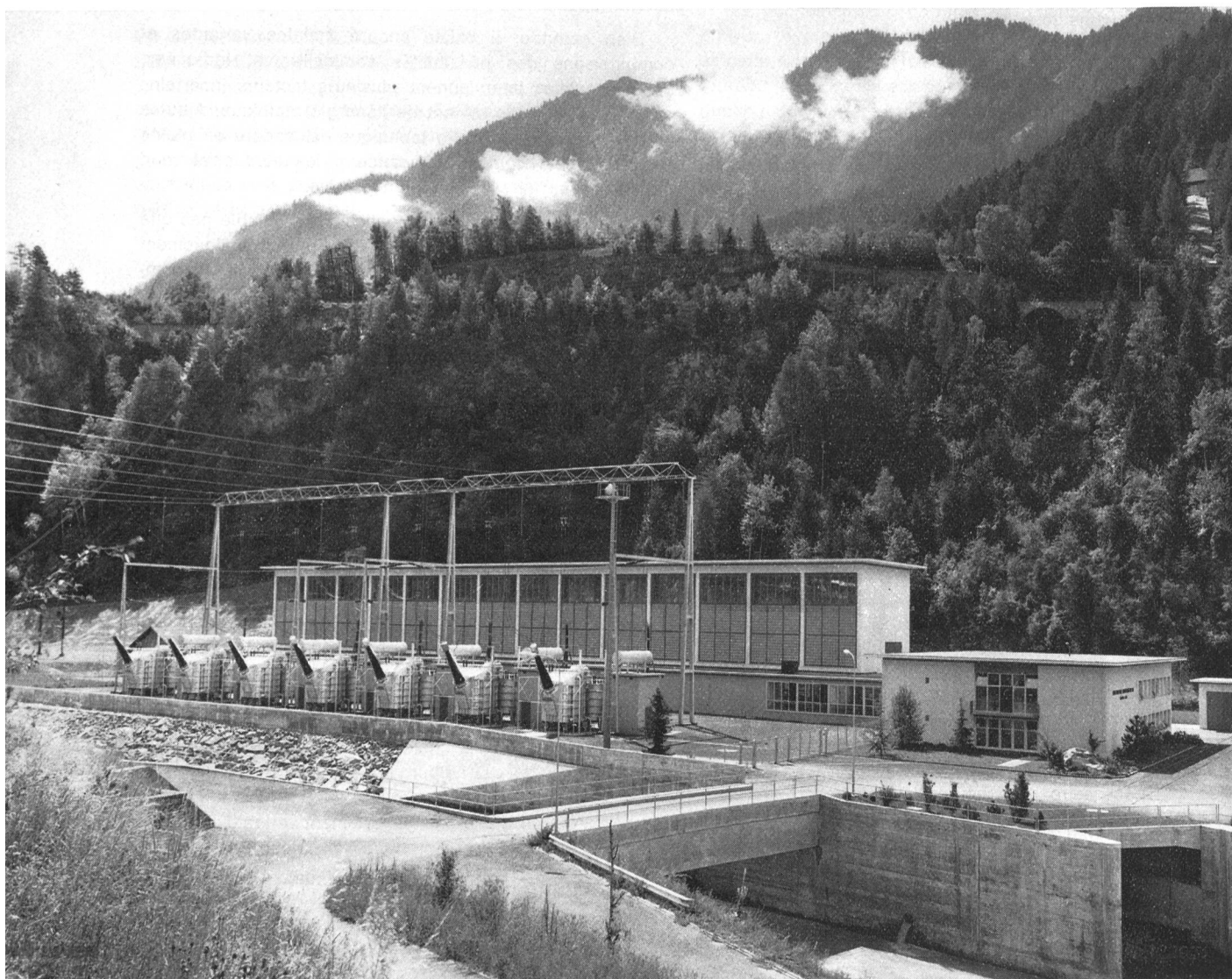
dans les prochaines années. Trop de facteurs sont actuellement encore en pleine évolution. Tout au plus pourrait-on peut-être risquer de tracer l'esquisse possible de notre économie énergétique vers 1980. A côté d'une production hydraulique d'environ 35 milliards de kWh, dont environ 25% d'énergie d'accumulation, une charge de base de l'ordre de 10 milliards de kWh pourrait être produite dans les usines atomiques. De plus, 5 milliards de kWh devraient être couverts, en année moyenne, par des usines thermiques conventionnelles indigènes et en partie par des importations ou par des échanges d'énergie. La réalisation probable d'une exploitation supplémentaire de pompage/turbinage pour adapter la production aux diagrammes de charge journaliers ne changerait rien à ce bilan du point de vue quantitatif. La consommation totale atteindrait alors 50 milliards de kWh et la pointe de charge augmenterait de 4 800 MW actuellement à 8 ou 10 000 MW. Jusque là, non seulement un développement technique imprévisible, mais des circonstances politiques et économiques peuvent modifier considérablement cette vue d'avenir.

Fig. 15 (Photo BBC)

Zentrale Sils (Domleschg/Graubünden) der Kraftwerke Hinterrhein AG, 1960/62 in Betrieb genommen

Centrale de Sils (Domleschg/Grisons) des Usines hydroélectriques du Rhin postérieur, mise en service en 1960/62

Sils power station (Domleschg/Grisons) of the Kraftwerke Hinterrhein AG, commissioned in 1960/62



PAST DEVELOPMENT AND FUTURE TRENDS OF THE SWISS ELECTRICAL ENERGY ECONOMY

By Dr. C. H. Aeschmann, managing director of Aar & Tessin SA, Olten

(Summary)

Up to the present time, the Swiss electrical energy economy has been based on the hydro potential only, a situation which is not likely to last much longer now. For years it was felt this source of energy was nearly unlimited, and the question of how to cover the electricity consumption by means of alternative energy sources has become actual only in the very recent past. Looking upon the remarkable continuity of the electricity demand curve over the time, such a sudden change seems rather surprising for it was indeed possible to anticipate the future development. One should bear in mind, however, that it is comparatively easy to check the law of exponential development of the electricity consumption over past years, but that this law was at times not so evident, mainly as long as the consequences of the big recession in the 30's and of World War II were not assessed properly over sufficient distance in time.

It took something like half a century to exploit about one-quarter of the Swiss hydro potential, but now it seems that this hydro potential will be completely exhausted within the next decade. No wonder that the population is somewhat surprised by this development.

HISTORICAL DEVELOPMENT OF THE SWISS ELECTRICAL ENERGY ECONOMY

As early as 1882, a small power station with an installed capacity of 180 H. P. was in operation in Lausanne, in 1890, there were 35 power stations over the country with an aggregate capacity of 5000 kW and a yearly production of 5 000 000 kWh.

An interesting power station system went into operation in the years between 1896–1906: it combined a run-of-the-river power station of 3200 H. P. capacity with a steam power station of 1900 kW capacity and a reversible turbine pump unit with corresponding storage facilities, thus realising the ideal conditions for a modern interconnected system. Another important milestone was the commissioning in 1908 of an 80 km, 27 kV transmission line interconnecting the run-of-the-river power station of Beznau with its storage power station Löntsch.

The period between World Wars I and II has been characterised by a continuous increase of the installed capacity and unit ratings, and, at the same time, by the first steps toward international collaboration in the form of an exchange of energy and the common operation of border power stations. As the hopes of selling the energy produced in the southern part of Switzerland did not materialise, a transmission line operating at 150 kV, but designed for future operation at 220 or even 380 kV was built over the Gotthard in 1933, connected with the northern part of the country. Nowadays, this transmission line and many others are operating at 220 kV, and the enormous quantities of energy produced in the Grisons have to be transmitted over 380 kV lines.

In the last 15 years, a large number of storage power projects have been completed mainly in the Alps; the installed capacity has been increased by 220% and the energy production by 155%, the percentage of storable energy being increased from 11 to 22%.

For the coming 12 years, a programme will have to be

realised similar in magnitude to everything done since the beginning of electrification up to the present time, i. e. the total energy production will have to be doubled in this time.

THE PRESENT STATE OF THE SWISS ELECTRICAL ECONOMY

The total consumption in 1962/63 has amounted to 20 990 GWh, i. e. 6.6% more than in the previous year. 4140 GWh were imported, mainly during the winter, and 5160 GWh were exported during the summer.

The total investment in production of electrical energy amounted to SFrs. 13 billion, the yearly revenue to nearly SFrs. 1 billion, corresponding to an average price of SFrs. 0.07 per kWh, a figure which is lower than 20 or 30 years ago.

The difference between summer and winter production against a more or less constant consumption can be comparatively easily offset by storage and international exchange of energy. It is, however, more difficult to offset the difference in production between a dry and a wet year, as the differential between average and minimal production can be as high as 25% in extreme cases. But here also things are changing as more and more huge storage systems are being commissioned. The situation will be further improved when thermal power stations come into operation.

FUTURE TRENDS

It is estimated that the total hydro potential of the country amounts to 37.2 milliard kWh/year, of which 22.85 milliard are produced by existing pumps. In other words, only about 65% of the energy requirements of the next decade will be covered by hydro power. The rest will have to be covered by thermal generation.

For this type of generating plant, a selection will have to be made between conventional oil or coal fired power stations and nuclear power stations using natural or enriched uranium, taking into account quite a number of factors, such as flexibility of operation, available sites, available cooling water, air pollution, and so on.

There is already now an urgent need for a few thermal power stations for peak purposes. Later on, say in the 70's, nuclear reactors of about 250–300 MW unit ratings could be used for base load generation. But in view of the big difference in hydro power generation between dry and wet years, such nuclear plants should have sufficient operational flexibility so as to fit well in the variable production and load diagram.

Although somewhat daring, let us draw a picture of the possible situation in the 80's:

Of a total yearly consumption of 50 billion kWh, 35 billion would be covered by hydro power, 10 billion by nuclear power, the rest either by conventional power stations or by imports. The maximum demand would reach about 8000–10 000 MW against 4800 MW at the present time. The probable use of reversible pump turbine storage plants to help cope with peaking problems will not alter the picture. This situation, of course, could be quite different should the political and economical situation change drastically.

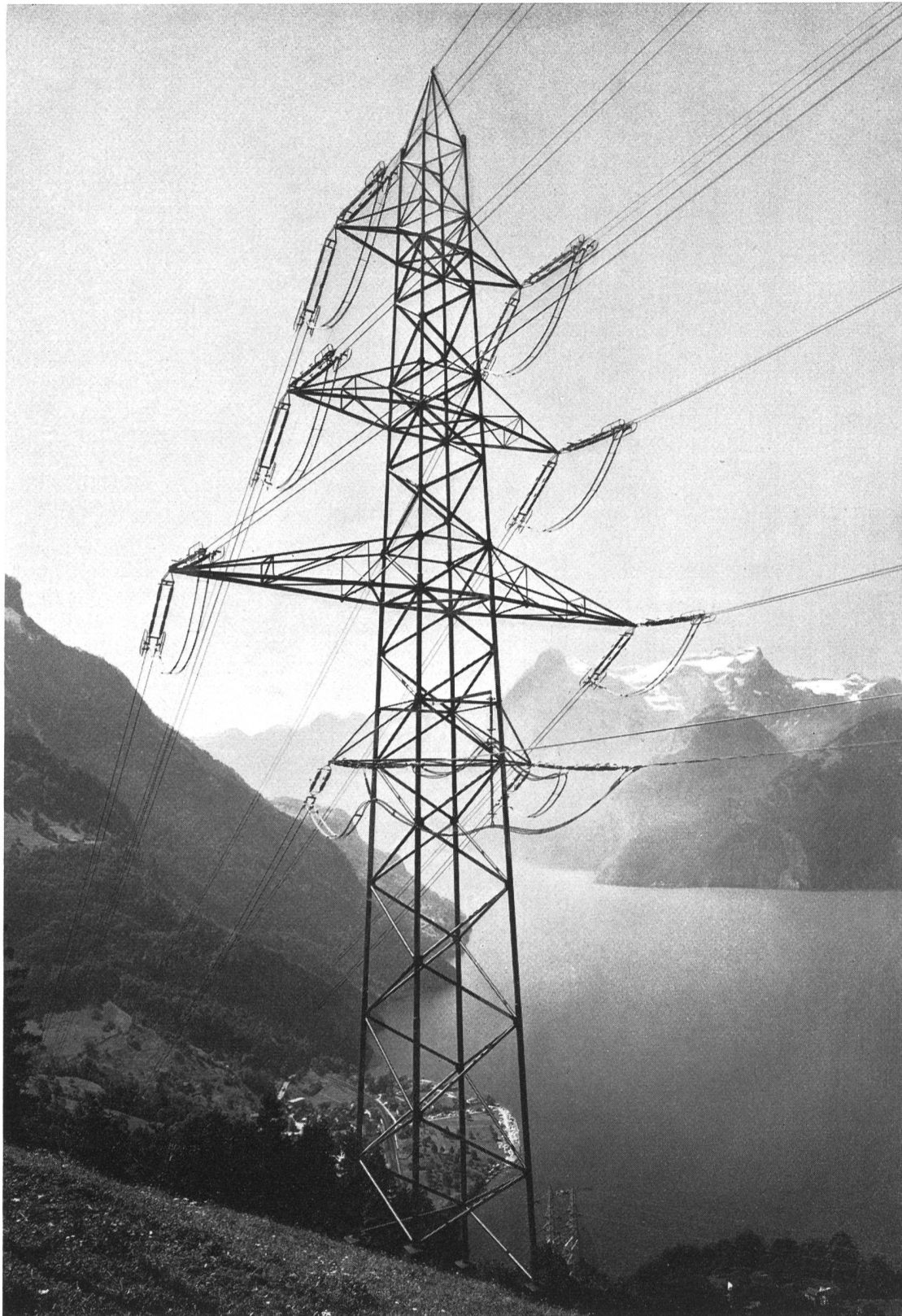


Fig. 16 (Photo W. Borelli Airolo)

Abspann-Winkelmast der 380/132 kV Gemeinschafts-Leitung Göschenen-Mettlen der CKW und SBB, am Vierwaldstättersee

Pylône d'amarrage et d'angle de la ligne 380/132 kV Goeschenen-Mettlen des CKW et CFF, au bord du lac des Quatre Cantons

Combined tension and angle tower of the Göschenen-Mettlen 380/132 kV transmission line owned jointly by the CKW and the SBB; in the background the lake of Lucerne