

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Band: 56 (1965)
Heft: 10

Rubrik: Energie-Erzeugung und -Verteilung : die Seiten des VSE

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>

Energie-Erzeugung und -Verteilung

Die Seiten des VSE

Ausbau der schweizerischen Elektrizitätsversorgung

Vorwort

Die sechs grossen Überlandwerke, die drei Städtewerke und die Schweizerischen Bundesbahnen, die 1963 eine Studie über die Eingliederung der ersten Atomkraftwerke in die schweizerische Energiewirtschaft veröffentlicht hatten, beauftragten im Herbst 1964 eine Arbeitsgruppe unter dem Vorsitz von Herrn *Werner Schaertlin*, Direktor der Bernischen Kraftwerke AG, Bern, mit Untersuchungen über den Ausbau der schweizerischen Elektrizitätsversorgung in den nächsten zwölf Jahren. Das Ergebnis dieser Studien ist im

vorliegenden Bericht festgehalten. Die zehn an der Ausarbeitung des Berichtes beteiligten Elektrizitätsunternehmen hoffen, dass sie damit zu einer sachlichen Orientierung der Behörden und der Öffentlichkeit über einige wichtige Probleme der künftigen Elektrizitätsversorgung beitragen können.

Für die zehn Elektrizitätsunternehmen

Dr. E. Zihlmann

Direktionspräsident der Centralschweizerischen Kraftwerke

1. Einleitung

1.1 Im Herbst 1963 haben die sechs Überlandwerke Aare-Tessin AG für Elektrizität, Olten (Atel), Bernische Kraftwerke AG, Bern (BKW), Centralschweizerische Kraftwerke AG, Luzern (CKW), Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG, Laufenburg (EGL), SA l'Energie de l'Ouest-Suisse, Lausanne (EOS), Nordostschweizerische Kraftwerke AG, Baden (NOK), zusammen mit den drei Städtewerken Basel, Bern und Zürich und mit den Schweizerischen Bundesbahnen, Bern, einen Bericht über die Eingliederung der ersten Atomkraftwerke in die schweizerische Energiewirtschaft veröffentlicht.

Dieser Bericht bezog sich auf das Versorgungsgebiet der genannten zehn Unternehmungen, die zusammen umsatzmässig etwa 70 % der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft repräsentieren. Die Entwicklung des Energiebedarfes wurde darin mit Zurückhaltung beurteilt. Zu dessen Deckung wurde für die nächsten Jahre mit dem weiteren Ausbau der schweizerischen Wasserkräfte und der Verwirklichung einiger konventioneller thermischer Kraftwerke gerechnet. Mit dem Bericht konnte der Nachweis erbracht werden, dass die zehn Werke selbst bei vorsichtiger Beurteilung der Entwicklung des Elektrizitätsverbrauches die Leistung eines Atomkraftwerkes von 250 bis 300 MW voraussichtlich von 1971 an verwenden könnten.

1.2 Seither ist die Entwicklung weitergegangen. Die jährliche Zuwachsrate des Elektrizitätsverbrauches hat sich kaum verändert. Der Bau geplanter hydraulischer und konventioneller thermischer Kraftwerke hat jedoch Verzögerungen erfahren aus Gründen, welche die Elektrizitätswerke

nicht beeinflussen konnten. Im Bestreben, die Versorgung unseres Landes mit elektrischer Energie dennoch sicherzustellen, sahen sich verschiedene unserer Unternehmungen veranlasst, den Bau von Atomkraftwerken bereits für die nächste Zukunft in Aussicht zu nehmen. Die zehn Werke, welche seinerzeit die Studie über die Eingliederung der ersten Atomkraftwerke in die schweizerische Energiewirtschaft veröffentlicht hatten, haben angesichts dieser neuen Verhältnisse beschlossen, ihre Auffassung über den künftigen Ausbau der schweizerischen Elektrizitätsversorgung den Behörden und der Öffentlichkeit in einem neuen Bericht darzulegen. Sie entsprechen damit auch einem Wunsche des Eidg. Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartementes, das im Sommer 1964 die zehn Werke zur Ausarbeitung eines solchen Berichtes eingeladen hatte.

2. Gegenstand des Berichtes

2.1 Der Bericht beschränkt sich nicht auf das Versorgungsgebiet der zehn Unternehmungen, sondern behandelt den künftigen Ausbau der gesamten schweizerischen Elektrizitätswirtschaft. Unsere Studien erstrecken sich, ausgehend vom Jahr 1963/64 (1. Oktober 1963 bis 30. September 1964), über die zwölf Jahre 1964/65 bis 1975/76. Dieser Zeitraum wird in die zwei sechsjährigen Perioden 1964/65 bis 1969/70 und 1970/71 bis 1975/76 unterteilt, wobei insbesondere die Verhältnisse in den Stichjahren 1969/70 und 1975/76 erfasst werden sollen. Zunächst werden Untersuchungen angestellt über die voraussichtliche Entwicklung des Elektrizitätsbedarfes. Dann folgen Ausführungen über den Einsatz der für die Deckung des künftigen

Elektrizitätsbedarfes möglichen Energiequellen. Diese Studien stützen sich vor allem auf statistisches Material des Eidg. Amtes für Energiewirtschaft und des Eidg. Amtes für Wasserwirtschaft.

2.2 Die zehn Werke möchten mit allem Nachdruck darauf hinweisen, dass die im Bericht erarbeiteten Grundsätze und Folgerungen auf Schätzungen und Annahmen beruhen, welche dauernden Änderungen unterliegen. Sie werden daher die Entwicklung des Elektrizitäts- und Energiemarktes wie bisher laufend verfolgen und den Bau neuer Kraftwerke darauf abstimmen.

3. Schätzung des zukünftigen Elektrizitätsbedarfes

Bisherige Entwicklung des Verbrauches

3.1 Der schweizerische Landesverbrauch ohne die Abgabe an Elektrokessel und Speicherpumpen erreichte in den letzten fünf Jahren folgende Werte:

Tabelle 1

Jahr	Winterhalbjahr (1. Okt.–31. März) GWh	Sommerhalbjahr (1. April–30. Sept.) GWh	Total im Jahr (1. Okt.–30. Sept.) GWh
1959/60	8 484	8 592	17 076
1960/61	9 111	9 030	18 141
1961/62	9 631	9 476	19 107
1962/63	10 409	9 892	20 301
1963/64	10 815	10 335	21 150

1 GWh = 1 Million kWh

Für die letzten dreissig Jahre lässt sich ein mittlerer jährlicher Zuwachs von 5,8 % ermitteln, und in den letzten fünf Jahren betragen die jährlichen Zuwachsraten durchschnittlich rund 6 %. Zwischen Winter- und Sommerhalbjahr besteht ein beachtlicher Unterschied in der Zuwachsrate. In den letzten zehn bis fünfzehn Jahren betrug dieser Unterschied rund 1 %, das heisst der mittlere jährliche Zuwachs belief sich auf 6,3 % im Winterhalbjahr und 5,3 % im Sommerhalbjahr.

Zukunftsansichten

3.2 Wenn auch anzunehmen ist, dass sich diese Zuwachsrate auf lange Frist betrachtet in Zukunft eher ermässigen wird, so steht der Zeitpunkt für deren Rückgang keineswegs fest. Auch Länder mit höherem spezifischem Verbrauch, wie die USA oder Schweden, weisen unveränderte Zuwachsraten gleicher Grössenordnung auf. Bei der Schätzung des zukünftigen Energiebedarfes haben wir uns von folgenden Überlegungen leiten lassen:

3.3 Der stärkste Zuwachs wird, wie seit Jahren, in der sehr heterogenen Gruppe *Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft* erwartet. Im Haushalt führen der Mangel an Personal, aber auch die erhöhten Ansprüche, zu vermehrtem Elektrizitätsbedarf. Der Bedarf an vollwertigen Wohnungen, speziell auch für Fremdarbeiter, ist noch lange nicht gedeckt. Im Gewerbe denken wir an Hotels, Warenhäuser und Bürogebäude mit hohem Bedarf für Beleuchtung und Klimatisierung. Entsprechende Wünsche werden sich auch im Privathaushalt einstellen. In einem späteren Zeitpunkt, in dem die Atomkraft an Bedeutung gewinnt, wird möglicherweise vermehrt elektrisch geheizt werden. Auch die öffentliche Beleuchtung für Strassen und Autobahnen wird

in Zukunft erhebliche Energiemengen beanspruchen. Nur angedeutet sei der zukünftige Bedarf für Informationsvermittlung aller Art. Auch in der Landwirtschaft ist mit einem weiteren Anstieg des Elektrizitätsverbrauches zu rechnen. Schliesslich ist auf das Anwachsen der einheimischen Bevölkerung hinzuweisen.

3.4 Im Sektor *Industrie* kann erwartet werden, dass der Zustrom weiterer Fremdarbeiter schwächer wird und ihre Gesamtzahl einem Plafond zustrebt. Wohl lassen sich die Güterproduktion und damit der Energieverbrauch in der allgemeinen Industrie durch Automation bei gleichbleibender Arbeiterzahl erheblich steigern; wieweit sich indessen die schweizerische Industrie mit ihrer weitgehenden Spezialisierung dazu eignet oder Umstellungen vornimmt, wird die Zukunft weisen. Bei der chemischen und metallurgischen Industrie werden jene Betriebe, die vorwiegend auf günstige Laufenergie angewiesen sind, in Zukunft eher niedrigere Zuwachsraten aufweisen. In der Herstellung von Kunststoffen dürften dagegen noch sehr entwicklungsfähige Gebiete offen stehen.

3.5 Der Mehrbedarf der *Bahnen* an elektrischer Energie beruht schon seit längerer Zeit nicht auf der Elektrifikation neuer Strecken, sondern auf dem Mehrverkehr, der durch Einsatz stärkerer Lokomotiven, Ausbau der Anlagen und Verdichtung des Fahrplanes bewältigt wird. Auch hier ist die Entwicklung keineswegs abgeschlossen, wenn auch der Prozentsatz des jährlichen Zuwachses wie bisher erheblich unter dem Mittelwert des gesamtschweizerischen Inlandverbrauches liegt.

3.6 Aus diesen Darlegungen geht hervor, dass einerseits kein Zweifel am weiteren Anwachsen des Elektrizitätsbedarfes besteht, andererseits aber über das Mass sich verschiedene Auffassungen begründen lassen.

Die Beachtung konjunkturpolitischer Überlegungen beim Ausbau der Produktions- und Verteilanlagen liegt kaum in der Hand der Elektrizitätsunternehmungen, solange elektrische Energie in zunehmendem Masse benötigt und verlangt wird.

Wir sind der Ansicht, dass der Schätzung des künftigen Elektrizitätsbedarfes folgende mittlere jährliche Zuwachsraten zugrunde gelegt werden dürfen:

Tabelle 2

Periode	Winterhalbjahr	Sommerhalbjahr	Jahr
1964/65—1969/70	6,0 %	5,0 %	somit ca. 5,5 %
1970/71—1975/76	5,5 %	4,5 %	somit ca. 5,0 %

Auf Grund der im letzten Jahrzehnt gemachten Erfahrungen wurden dabei die Winterraten um 1 % höher als die Sommerraten gewählt. Die Zuwachsraten wurden für die erste Periode (1964/65—1969/70) nur wenig unter denjenigen der letzten fünf Jahre angenommen, obwohl sich in gewissen Gebieten, vor allem in Großstädten, eine abnehmende Tendenz im Verbrauchszuwachs feststellen lässt, eine Tendenz, die wahrscheinlich infolge der Konjunkturdämpfungsmassnahmen eher noch zunehmen könnte. In der zweiten Periode (1970/71—1975/76) ist dem Gedanken der weiter abnehmenden Zuwachsraten durch Reduktion des Satzes um je 0,5 % Rechnung getragen worden.

3.7 Unter diesen Voraussetzungen ergeben sich für die Stichjahre 1969/70 und 1975/76 folgende Verbrauchszahlen:

Tabelle 3

Stichjahr	Inlandverbrauch in GWh (ohne Elektrokessel und Speicherpumpen)			Mehrverbrauch gegenüber 1963/64 in GWh (runde Zahlen)		
	Winter- halbjahr 1. Okt. bis 31. März	Sommer- halbjahr 1. April bis 30. Sept.	Jahr 1. Okt. bis 30. Sept.	Winter- halbjahr 1. Okt. bis 31. März	Sommer- halbjahr 1. April bis 30. Sept.	Jahr 1. Okt. bis 30. Sept.
1963/64	10 815	10 335	21 150	—	—	—
1969/70	15 350	13 850	29 200	4 500	3 500	8 000
1975/76	21 150	18 050	39 200	10 300	7 700	18 000

Voraussichtliche Entwicklung des Leistungsbedarfes

3.8 Nach den Statistiken des Eidg. Amtes für Energiewirtschaft betrug die höchste Belastung der Werke für die Deckung des Inlandverbrauches im Jahr 1963/64 3800 MW. Die Abgabe an Elektrokessel und Speicherpumpen dürfte im Zeitpunkt der maximalen Spitze unbedeutend sein.

Dem zukünftigen Bedarf legen wir einen ähnlichen Belastungsverlauf wie dem gegenwärtigen zugrunde, das heisst beanspruchte Leistung und Energieverbrauch bleiben annähernd proportional. Wohl lassen sich Gründe und Gegenstände für eine Abnahme oder Erhöhung der Gebrauchsdauer anführen, doch dürfte die Veränderung während des hier untersuchten Zeitraumes (1964/65—1975/76) ziemlich geringfügig sein und jedenfalls die Grössenordnung des Fehlers in der Schätzung der Bedarfsentwicklung nicht erreichen. Für die ausgewählten Stichjahre wurden folgende Maximalbelastungen und Benützungsdauer angenommen:

Tabelle 4

Stichjahr	Maximale Belastung in MW	Benützungsdauer der maximalen Belastung in h	Mehrbelastung gegenüber 1963/64 in MW
	Jahr	Jahr	
1963/64	3 800	5 570	—
1969/70	5 400	5 410	1 600
1975/76	7 500	5 230	3 700

1 MW = 1000 kW

4. Produktionsmöglichkeiten in Wasserkraftwerken

4.1 Die schweizerische Elektrizitätsversorgung ist fast ausschliesslich auf Wasserkraft aufgebaut, und es durfte bis vor kurzem allgemein angenommen werden, dass die in Wasserkraftwerken erzeugte elektrische Energie noch einige Zeit für die Deckung des Bedarfes ausreichen würde. Vor zwei Jahren noch schätzte das Eidg. Amt für Wasserwirtschaft die im Jahre 1980 in Wasserkraftwerken wirtschaftlich erzeugbaren Energiemengen auf rund 38 Milliarden kWh. Heute werden die 1980 aus Wasserkraftwerken verfügbaren Energiemengen noch auf ca. 31,2 Milliarden kWh geschätzt. Diese beträchtliche Differenz in der Beurteilung der Produktionsmöglichkeiten von rund 7 Milliarden kWh oder ca. 18 % rührt hauptsächlich daher, dass sich die Grenze der wirtschaftlichen Ausbauwürdigkeit in den letzten

Jahren unter dem Einfluss der veränderten Wirtschaftslage stark verschoben hat. Die bedeutende Steigerung der Baukosten und das Ansteigen der Zinssätze für Fremdgelder, das bei den kapitalintensiven Wasserkraftanlagen besonders stark ins Gewicht fällt, bewirkten eine solche Zunahme der Energiegestehungskosten, dass die Realisierung mancher früher noch wirtschaftlichen Kraftwerkprojekte aufgeschoben oder gar aufgegeben werden musste. Ferner haben Schwierigkeiten in der Erlangung der Konzessionen und auch andere Faktoren dazu geführt, dass verschiedene Kraftwerkprojekte einstweilen nicht verwirklicht werden können.

4.2 Auf Grund der neuesten Schätzung des Eidg. Amtes für Wasserwirtschaft kann in den angenommenen Stichjahren mit folgenden in Wasserkraftwerken im Mittel erzeugbaren Energiemengen gerechnet werden:

Tabelle 5

Stichjahr	Winterhalbjahr GWh	Sommerhalbjahr GWh	Total GWh
1963/64	10 700	13 500	24 200
1969/70	13 500	16 900	30 400
1975/76	13 900	17 200	31 100

Diese Zahlen stellen die mittlere Nettoproduktion dar nach Abzug des Bedarfes an Pumpenenergie, die zur Füllung der Speicherbecken benötigt wird.

4.3 Die Erfahrungen zeigen, dass die Nutzung der Speicherseen nur zu ca. 80 % auf das Winterhalbjahr entfällt. Ein Teil des im Winterhalbjahr nicht genutzten Speicherwassers dient als Reserve für die allenfalls wasserarmen Monate April und Mai. Mit der Inbetriebnahme von konventionellen thermischen Kraftwerken wird eine bessere Nutzung der Speicherseen im Winterhalbjahr möglich werden, da die den Speicherwerken zugeordnete Funktion der Reservehaltung zum Teil von thermischen Kraftwerken übernommen werden kann. Eine gewisse Energiereserve in den Speicherbecken muss allerdings für die Deckung von Belastungsspitzen immer vorhanden sein.

4.4 In den aus Tabelle 5 ersichtlichen, in den Jahren 1969/70 bzw. 1975/76 im Mittel erzeugbaren Energiemengen ist auch jene Energieproduktion berücksichtigt, die aus im Bau befindlichen und projektierten

Pumpspeicherwerken mit Umwälzbetrieb

anfallen wird. Der Umwälzbetrieb durch Pumpen-Turbinen zwischen zwei Speicherbecken dürfte ein wichtiges Element der zukünftigen Energieversorgung darstellen. Solche Werke werden Kurzzeitspeicheranlagen sein, welche die in einem Becken gespeicherte Wasserkraft innerhalb weniger Stunden, eines Tages oder einer Woche in elektrische Energie umwandeln. Billige, in Schwachlastzeiten anfallende Energie wird dazu verwendet, Wasser in ein höher gelegenes Becken zu pumpen, um damit in Starklastzeiten Spitzenenergie erzeugen zu können. Pumpspeicherwerke mit Umwälzbetrieb schaffen die Möglichkeit einer wertvollen Veredelung der überschüssigen hydraulischen Sommerlaufenergie und der in Zukunft aus thermischen Kraftwerken (konventionell oder nuklear) anfallenden Nacht- und Wochenendenergie.

4.5 Als *Kosten von Wasserkraftwerken*, die auf konkreten Angaben für im Bau befindliche und projektierte Anlagen beruhen, können folgende Richtwerte angenommen werden:

Laufwerke (installierte Leistung bis 150 MW)

Anlagekosten: ca. Fr. 3200.—/kW
Jahreskosten: ca. 7,5—8,5 % der Anlagekosten

Energiegestehungskosten: ca. 4,2—5,5 Rp./kWh bei mittlerer Wasserführung

Saisonspeicherwerke (installierte Leistung bis 400—500 MW)

Anlagekosten: ca. Fr. 1800.—/kW
Jahreskosten: ca. 7—8 % der Anlagekosten

Energiegestehungskosten: ca. 5,5—7,0 Rp./kWh bei mittlerer Wasserführung und je nach dem Verhältnis von Speicherenergie zu Laufenergie

Pumpspeicherwerke mit Umwälzbetrieb

Die Energiegestehungskosten liegen etwa in der gleichen Größenordnung wie bei den Saisonspeicherwerken.

Diese Kostenangaben bedürfen laufend der Überprüfung und können lediglich als Richtwerte verstanden werden. Denn allein das Ansteigen des Zinsfusses für Fremdgelder von beispielsweise $3\frac{1}{2}$ % auf $4\frac{1}{2}$ % kann bei den kapitalintensiven Wasserkraftwerken eine Erhöhung der Energiegestehungskosten um ca. 15 % zur Folge haben.

4.6 Wie wir noch sehen werden (vgl. Abschnitt 5), liegen heute die Gestehungskosten hydraulisch erzeugter Energie auf gleichem, zum Teil sogar beträchtlich höherem Niveau als die Kosten thermisch erzeugter Energie. Solche Kostenvergleiche sind selbstverständlich erst schlüssig auf Grund sorgfältiger Bewertung der in hydraulischen bzw. thermischen Anlagen erzeugten Energie (z. B. Erzeugung hochwertiger, konsumangepasster Spitzenenergie in Speicherkraftwerken, bessere Regulierbarkeit der Speicherkraftwerke und ihr rascher Einsatz bei Störungen). Sie zeigen aber doch, dass sich die Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraftlaufwerke gegenüber den thermischen Kraftwerken verschlechtert hat. Die Elektrizitätswerke sind sich andererseits bewusst, dass die einheimische Wasserkraft der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft insbesondere bei weltpolitischen Störungen bisher ein erhebliches Mass an Unabhängigkeit vom Ausland gesichert hat. Dies wird auch in Zukunft in einem gewissen Umfang der Fall sein. Die Elektrizitätswerke befürworten daher nach wie vor die Nutzung der noch verbleibenden ausbauwürdigen Wasserkräfte. Dabei sollen legitime Ansprüche des Natur- und Heimatschutzes sowie des Gewässerschutzes gebührend berücksichtigt werden. Die verleihenden Gemeinwesen werden aber im Interesse der Nutzbarmachung ihrer Wasserkräfte darauf achten müssen, dass die Wasserrechtskonzessionen nicht mit Nebenleistungen belastet werden, welche die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft noch mehr beeinträchtigen.

4.7 Die grossen Schwankungen in der Wasserführung wirken sich stark auf die Energieerzeugung in unseren hy-

draulischen Anlagen aus. Dank dem vor allem im letzten Jahrzehnt entwickelten

Verbundbetrieb mit dem Ausland

wurde es möglich, den Produktionsausfall der inländischen Wasserkraftwerke in Zeiten niedriger Wasserführung durch Energieimporte aus dem Ausland weitgehend auszugleichen. Im Winter dient eine solche Massnahme direkt der Bedarfsdeckung, im Sommer verbessert sie die Möglichkeit der Füllung der Speicherbecken. Die Schwankungen in der Wasserführung werden auch in Zukunft auftreten, nach dem Endausbau unserer Wasserkräfte aber nicht mehr zunehmen, so dass ihre Bedeutung im Rahmen der Deckung des Gesamtbedarfes zurückgeht.

Die schweizerischen Elektrizitätsunternehmen denken nicht an eine systematische, dauernde Deckung eines Teiles des Inlandbedarfes durch den Ankauf elektrischer Energie im Ausland. Sie sind vielmehr darauf bedacht, den Landesbedarf aus eigenen Anlagen im Inland zu decken. Der Energieverkehr mit dem Ausland wird jedoch weiter eine Ausgleichsfunktion übernehmen. Er dient neben der bereits erwähnten Ergänzung der Inlandproduktion in Zeiten ungünstiger Wasserführung vor allem auch zur besseren Ausnützung unserer hydraulischen Energieerzeugungsanlagen. Überschüsse an Sommerenergie und für den Inlandbedarf nicht benötigte Winter-Spitzenenergie werden verkauft oder mit einem entsprechenden Bewertungsschlüssel gegen Schwachlastenergie ausgetauscht. Solche Austauschgeschäfte können innert längeren oder kürzeren Perioden abgewickelt werden, das heisst ihren Ausgleich über mehrere Jahre oder von Tag zu Tag finden.

Ferner erlaubt die Verbindung mit dem Ausland, auch die Reserven an Leistung und Energie kleiner zu halten, als dies beim nationalen Inselbetrieb, das heisst ohne Verbundleitungen ins Ausland, zulässig wäre. Aushilfen solcher Art beruhen auf Gegenseitigkeit und gestatten beiden Seiten entsprechende Einsparungen.

Endlich eröffnet der Energieverkehr mit dem Ausland einerseits die Möglichkeit der Produktionsverwertung, falls der Kraftwerkbau im Inland gegenüber dem Bedarf einen Vorsprung gewinnen sollte, andererseits die Möglichkeit der Bedarfsdeckung, wenn der Kraftwerkbau verzögert würde.

Ansprüche an den Energieverkehr mit dem Ausland für den Fall ungünstiger Wasserverhältnisse und des Verzuges im inländischen Kraftwerkbau sollten unseres Erachtens ein gewisses Mass nicht überschreiten, obschon unsere ausländischen Partner ihren vertraglichen Verpflichtungen auch in Zeiten der Energieknappheit immer zuverlässig nachgekommen sind und sich der internationale Verbundbetrieb bisher bestens bewährt hat. Wir sehen daher vor, im Interesse einer möglichst umfassenden Sicherung der Inlandversorgung den Energieverkehr mit dem Ausland weiter zu pflegen. Es wurde daher für die hier näher untersuchten Stichjahre ein Energieaustausch im bisherigen Umfang angenommen.

4.8 Die Gegenüberstellung der durchschnittlichen Produktionsmöglichkeiten in Wasserkraftwerken und des voraussichtlichen Energiebedarfes ergibt für die Stichjahre 1969/70 und 1975/76 folgende Energiebudgets:

Stichjahr	Winterhalbjahr			Sommerhalbjahr		
	Energiebedarf	Durchschnittliche Erzeugungsmöglichkeit in Wasserkraftwerken	+ Überschuss — Manko an Energie	Energiebedarf	Durchschnittliche Erzeugungsmöglichkeit in Wasserkraftwerken	+ Überschuss — Manko an Energie
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
1963/64	10 800	10 700	— 100	10 300	13 500	+ 3 200
1969/70	15 300	13 500	— 1 800	13 800	16 900	+ 3 100
1963/64	10 800	10 700	— (— 100)	10 300	13 500	— (+ 3 200)
Differenz	4 500	2 800	— 1 700	3 500	3 400	— 100
Reserve für den Export						ca. 2—3000
1975/76	21 100	13 900	— 7 200	18 000	17 200	— 800
1963/64	10 800	10 700	— (— 100)	10 300	13 500	— (+ 3 200)
Differenz	10 300	3 200	— 7 100	7 700	3 700	— 4 000
Reserve für den Export						ca. 2—3000

Die in Wasserkraftwerken erzeugbaren mittleren Energiemengen reduzieren sich in Jahren ungünstiger Wasserführung bis um ca. 20 %; sie erhöhen sich in wasserreichen Jahren bis um ca. 15 %.

Diese Tabelle zeigt, dass bei Annahme von durchschnittlichen Wasserverhältnissen im Jahr 1963/64 ein Manko von 100 GWh im Winterhalbjahr und ein Überschuss von 3200 GWh im Sommerhalbjahr entstanden wären. Die Energiebudgets für die Stichjahre 1969/70 und 1975/76 enthalten eine Energiereserve, die im trockenen Sommer für den Inlandbedarf benötigt wird und im mittleren und nassen Sommer teilweise für den Export eingesetzt werden kann und damit für das Winterhalbjahr günstigere Importmöglichkeiten eröffnet.

Um die voraussichtlichen Energiemankos auszugleichen, die durch Wasserkraftwerke nicht gedeckt werden können, sind anderweitige Energiequellen heranzuziehen, die im folgenden kurz dargelegt werden.

5. Der Einsatz neuer Energiequellen

5.1 Mit der fortschreitenden Erschöpfung unserer noch ausbauwürdigen Wasserkräfte stellt sich den schweizerischen Elektrizitätsunternehmungen die Aufgabe, neue, dem Energie- und Leistungsbedarf angepasste, wirtschaftlich günstige und möglichst betriebssichere Energiequellen in das bisherige Produktionssystem einzugliedern. Im Vordergrund stehen dabei thermische Anlagen, und zwar konventionelle thermische Kraftwerke wie auch Atomkraftwerke.

5.2 Allgemein gilt für den Bau und Einsatz von

thermischen Kraftwerken,

dass aus wirtschaftlichen Gründen nur grösstmögliche, genormte Leistungen in Frage kommen, wobei deren Höhe jedoch aus betrieblichen Gründen durch den gesamtschweizerischen Bedarf bedingt ist. Unter den heutigen Verhältnissen werden für die Schweiz Maschineneinheiten von 150 bis 300 MW bevorzugt. Bei der Wahl des Standortes spielen die Kühlwasserbeschaffung, die meteorologischen und aerologischen Verhältnisse, der Schutz des Grundwassers, die Bo-

denverhältnisse, die Transportmöglichkeiten, die Nähe des Konsumgebietes, der Anschluss an das Höchstspannungsnetz usw. eine wesentliche Rolle. Günstige Standorte für den Bau thermischer Kraftwerke sind schwer zu finden.

5.3 Für

konventionelle thermische Kraftwerke

kommen als Wärmequellen Kohle, Öl und Erdgas in Frage, wobei kostenmässig in der Schweiz gegenwärtig Öl die günstigste Position einnimmt und das Erdgas zur Zeit nicht zur Verfügung steht. Dass der Ölpreis von den Produktions- und Konkurrenzverhältnissen auf dem Weltmarkt abhängig ist, sei hier nur angedeutet. Ansprüche an die Ölqualität erhöhen die Brennstoffkosten. Auflagen für die Vorratshaltung wirken sich auf die Anlage- und die festen Jahreskosten aus. Werden solche Auflagen zu hoch angesetzt, so führen sie zu einer volkswirtschaftlich unerwünschten Verfälschung des Wettbewerbes zwischen verschiedenen Energiequellen. In diesem Zusammenhang sei mit allem Nachdruck darauf hingewiesen, dass in bezug auf die Vorratshaltung für die Elektrizitäts- und die Gasversorgung gleiche Maßstäbe gelten sollten.

Als Kosten von konventionellen, mit Öl befeuerten thermischen Kraftwerken mit einer installierten Leistung von 2×150 MW können heute auf Grund von Offerten für im Bau befindliche und projektierte Anlagen folgende Richtwerte angenommen werden:

Anlagekosten: ca. Fr. 700.— bis Fr. 750.—/kW

Jahreskosten: ca. 10—12 % der Anlagekosten

Energiegestehungskosten einschliesslich Brennstoffkosten

bei 3000 h Betriebsdauer pro Jahr: ca. 4,3—5,2 Rp./kW

bei 7000 h Betriebsdauer pro Jahr: ca. 3,0—3,5 Rp./kW

In die Betrachtungen über konventionelle thermische Kraftwerke einzubeziehen sind die *Fernheizkraftwerke* (Städtefernheizung) und die *industriellen Gegendruckanlagen*. Der für die Städtefernheizung oder für industrielle Anlagen benötigte Dampf kann mit verhältnismässig geringem Mehraufwand auf ein höheres Temperatur- und Druckniveau gebracht und mit gutem Wirkungsgrad zur

Erzeugung elektrischer Energie herangezogen werden. Der Wert der dargebotenen Energie wird im allgemeinen dadurch beeinträchtigt, dass sie als Sekundärprodukt eines Prozesses anfällt, der sich ohne Rücksicht auf den Elektrizitätsbedarf abspielt. Einen wesentlichen Faktor für die Elektrizitätsversorgung werden sie in den nächsten Jahren nicht spielen, da es sich um relativ bescheidene Beiträge handelt.

5.4 Die Zukunft der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft liegt auf lange Sicht betrachtet ohne Zweifel auf dem Gebiete der Kernenergie. Bei den

Atomkraftwerken

ist indessen zu berücksichtigen, dass die Entwicklung noch in vollem Gange ist. Auch ist ungewiss, ob die Atomkraftwerke die Lebensdauer erreichen werden, die der Amortisationsrechnung zugrunde liegt.

Als wirtschaftlich günstiges und erprobtes System gilt heute für die Schweiz ein mit Leichtwasser moderierter und gekühlter Reaktor auf der Basis leicht angereicherten Urans.

Wie die Ölkosten, so hängen auch die Kosten des Urans von den Produktions- und Konkurrenzverhältnissen auf dem Weltmarkt ab, über die keine sicheren Aussagen möglich sind. Die Zahl der Bezugsquellen für angereichertes Uran ist heute noch begrenzt.

Auf Grund neuester Offerten können die *Kosten für Atomkraftwerke* mit einer installierten Leistung von 1×250 bis 300 MW wie folgt geschätzt werden:

Anlagekosten: ca. Fr. 1100.— bis Fr. 1200.—/kW
Jahreskosten: ca. 11—13 % der Anlagekosten

Energiegestehungskosten einschliesslich Spaltstoffkosten
bei 3000 h Betriebsdauer pro Jahr: ca. 5,0—6,2 Rp./kWh
bei 7000 h Betriebsdauer pro Jahr: ca. 2,7—3,2 Rp./kWh

5.5 Zur Frage der *Kostenparität* zwischen konventionellen thermischen Kraftwerken und Atomkraftwerken ist zu sagen, dass bei kurzer und mittlerer jährlicher Betriebsdauer, wie aus unseren Kostenuntersuchungen (vgl. Ziff. 5.3 und 5.4) hervorgeht, ohne Zweifel konventionelle Anlagen, bei langer Betriebsdauer nukleare Anlagen, wirtschaftlicher sein dürften. Wo die Grenze verläuft, ist nicht eindeutig feststellbar. Jedenfalls ist der Schnittpunkt der beiden mit der Betriebsdauer fallenden Kostenkurven schleichend; verhältnismässig kleine Kostenänderungen bewirken eine merkliche Verschiebung des Schnittpunktes. Auf möglichst gleichartigen Annahmen beruhende Kostenberechnungen zeigen, dass die Parität der Energiegestehungskosten bei einer jährlichen Betriebsdauer heute in der Grössenordnung von ca. 6000 Stunden liegen dürfte. Bei der Beurteilung der Kostenschätzungen für konventionelle thermische Kraftwerke und für Atomkraftwerke ist zu berücksichtigen, dass die Offerten für konventionelle Anlagen auf jahrzehntelangen Bau- und Betriebserfahrungen beruhen und dadurch zuverlässiger sein dürften als Offerten für die in voller Entwicklung stehenden nuklearen Anlagen, die zudem kapitalintensiver und daher kostenmässig mit zusätzlichen Unsicherheitsfaktoren behaftet sind.

5.6 Die an der Ausarbeitung dieses Berichtes beteiligten zehn Werke haben bereits in ihrer Studie vom Herbst 1963 über die Eingliederung der ersten Atomkraftwerke in die schweizerische Energiewirtschaft zum Ausdruck gebracht,

dass sie einen Leistungsreaktor schweizerischer Provenienz verwenden könnten, sobald ein solcher zur Verfügung stünde. Dabei wird allerdings erwartet, dass schweizerische Konstruktionen in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht dem Vergleich mit Reaktoren ausländischer Herkunft standhalten.

Die schweizerischen Elektrizitätswerke haben sich im Hinblick auf den nahenden Endausbau der nutzbaren Wasserkräfte seit langem um den Bau von Atomkraftwerken bemüht. Diese Bestrebungen führten 1957 zur Gründung der Suisatom AG und der Energie Nucléaire SA (ENUSA); an beiden Gesellschaften sind zur Hauptsache Elektrizitätswerke beteiligt. Die Suisatom AG projektierte den Bau eines Versuchsatomkraftwerkes mit einer installierten Leistung von 20 MW bei Villigen (Kanton Aargau). Sie wollte diese Anlage mit einem erprobten ausländischen Reaktor ausrüsten, dabei aber die schweizerische Industrie möglichst weitgehend zur Mitarbeit heranziehen. Die an der Suisatom AG beteiligten Elektrizitätswerke beabsichtigten, mit dieser Versuchsanlage in verschiedenster Hinsicht Erfahrungen zu sammeln für den späteren Bau und Betrieb von Atomkraftwerken grosser Leistung. Die ENUSA projektierte den Bau eines Versuchsatomkraftwerkes von 12 MW.

Der Bundesrat ersuchte in der Folge die Suisatom AG und die ENUSA, ihre Vorhaben aufzugeben und zu einer Lösung Hand zu bieten, welche im Interesse der schweizerischen Industrie den Bau eines Versuchsatomkraftwerkes mit einem Reaktor schweizerischer Provenienz vorsah. Die Suisatom AG und die ENUSA haben unter Verzicht auf ihre Zielsetzungen dem Wunsche des Bundesrates entsprochen und sich 1961 als Gründer an der Nationalen Gesellschaft zur Förderung der industriellen Atomtechnik (NGA) beteiligt. Die NGA baut das Versuchsatomkraftwerk Lucens (Kanton Waadt), das voraussichtlich anfangs 1967 den Normalbetrieb aufnehmen kann.

Die Suisatom AG und die ENUSA wollten mit ihrer Beteiligung an der NGA der schweizerischen Industrie eine Starthilfe leisten zur Schaffung eigener Konstruktionen auf dem Gebiet der nuklearen Technik und zur Verwendung dieser Erzeugnisse in der Elektrizitätsversorgung unseres Landes. Die Industrie wird jedoch gemäss bewährter unternehmerischer Tradition die Verantwortung selber übernehmen müssen für die Erreichung des Endzieles, der Wettbewerbsfähigkeit der schweizerischen Nuklearanlagen auf dem Weltmarkt. Die Elektrizitätsunternehmen haben mit dieser über die Suisatom AG und die ENUSA gewährten Starthilfe einen wesentlichen Beitrag zur Förderung und Entwicklung der schweizerischen Reaktorindustrie geleistet. Eine weitergehende Belastung der Elektrizitätswirtschaft mit Entwicklungskosten der industriellen Atomtechnik würde jedoch eine für die Elektrizitätswerke bzw. die Konsumenten ungerechtfertigte und untragbare Beeinflussung der Gestehungskosten eines einzelnen Energieträgers zur Folge haben.

5.7 Über den

*optimalen Einsatz dieser neuen Energiequellen,
das heisst der konventionellen thermischen Kraftwerke
und der Atomkraftwerke*

können keine für zwölf Jahre gültigen, festen Programme aufgestellt werden. Denn die Schätzungen des künftigen Elektrizitätsbedarfes enthalten zahlreiche Unsicherheitsfak-

toren, und die Entwicklung der Bau- und Betriebskosten von konventionellen thermischen und nuklearen Anlagen ist heute nicht auf Jahre hinaus überblickbar. Unter der Voraussetzung, dass sich der Energie- und Leistungsbedarf wie angenommen (vgl. Tabellen 3 und 4) entwickeln und die Relationen der Gestehungskosten hydraulischer, konventioneller thermischer und nuklearer Energie in den nächsten zwölf Jahren ungefähr gleichbleiben werden, lassen sich nach Auffassung der zehn Werke getrennt für Winterhalbjahr und Sommerhalbjahr immerhin die in den Figuren 1 und 2 dargestellten *Prognosen* über die künftige Bedarfsdeckung aufstellen.

Bei der Ausarbeitung dieser Prognosen wurde insbesondere berücksichtigt, dass die neu zum Einsatz gelangenden thermischen Maschineneinheiten von 150 bis 300 MW so betrieben werden, dass ihre Produktion und Leistung während längeren Perioden, das heisst während Wochen und sogar Monaten, in der Bedarfskurve und im Belastungsdiagramm untergebracht werden können, ohne dabei die Wirtschaftlichkeit anderer Werke (z. B. Laufkraftwerke) zu beeinträchtigen. Denn jede Beeinträchtigung eines Werkes hätte eine Herabsetzung der Gesamtwirtschaftlichkeit und damit eine Erhöhung der mittleren Energiegestehungskosten zur Folge. Ferner wurde darauf geachtet, dass die neuen Werke nicht nur in den ersten Jahren ihres Betriebes, sondern möglichst während ihrer ganzen Lebensdauer dem Energie- und Leistungsbedarf entsprechend eingesetzt werden können.

Die Figur 1 (Winterhalbjahr) zeigt, dass bereits 1965/66 konventionelle thermische Energie eingesetzt wird und voraussichtlich 1970/71 mit der Inbetriebnahme von Atomkraftwerken gerechnet werden kann. Ob ab diesem Zeitpunkt nur mehr Atomkraftwerke oder auch noch ein bis zwei konventionelle thermische Kraftwerke erstellt werden, ist heute ungewiss und in Figur 1 durch die Zackenlinie angedeutet.

Im Sommerhalbjahr (Figur 2) werden die konventionellen thermischen Kraftwerke, die im Winterhalbjahr während ca. 3000 bis 4000 Stunden in Betrieb stehen, nur noch wenig zum Einsatz gelangen. Die Atomkraftwerke dagegen werden ganzjährig während ca. 6000 bis 7000 Stunden betrieben.

Die Minderproduktion in den hydraulischen Anlagen in Zeiten niedriger Wasserführung wird in den Figuren 1 und 2 durch die Treppenlinie 3 sichtbar gemacht. Der Energieausfall bei Niederwasser von mehr als 3 Milliarden kWh im Halbjahr wird durch vermehrten Einsatz der thermischen Anlagen und vorübergehend auch durch eine erhöhte Energieeinfuhr ausgeglichen werden.

5.8 Es wurden auch die Möglichkeiten des Einsatzes dieser neuen Energiequellen im täglichen Belastungsdiagramm geprüft. Auf eine eingehende Studie aller Tagesdiagramme der in diesem Bericht untersuchten zwölf Jahre wurde jedoch verzichtet, da sie kaum eine grosse Genauigkeit aufweisen würde. Genügend sichere Schlüsse lassen sich aus einer wesentlich einfacheren Untersuchung ziehen, bei der wie folgt vorgegangen wurde:

– Für das Winterhalbjahr und Sommerhalbjahr der Stichjahre 1969/70 und 1975/76 wurden je ein Werktag-Tagesdiagramm erstellt (Figuren 3 bis 6).

– Die Form der Belastungskurve (Linie 1) des Inlandbedarfes wurde unter Berücksichtigung unserer Schätzungen über das Anwachsen des Leistungsbedarfes (Tabelle 4) proportional zur Belastungskurve des Vergleichsjahres 1963/64 gewählt.

– Der Umfang des Energieverkehrs mit dem Ausland dagegen wurde in Anlehnung an unsere Energiebudgets (Tabelle 6) für die nächsten zwölf Jahre als etwa gleich gross wie im Jahre 1963/64 angenommen.

In den so erarbeiteten Diagrammen sind unter Berücksichtigung der Produktionsmöglichkeiten in einem Jahr durchschnittlicher Wasserführung

unten die unregulierbare Laufenergie (aus Lauf- und Speicherwerken) und

oben die regulierbare Speicherenergie

eingetragen; bei der Speicherenergie ist der kleinere Bedarf an Samstagen und Sonntagen angemessen berücksichtigt. *Zwischen* diesen zwei Kategorien unregulierbarer und regulierbarer Energie bleibt ein horizontales Band offen, das mit konventioneller thermischer und nuklearer Energie ausgefüllt wird. Die eingesetzten Quoten entsprechen den Energiebudgets für die Jahre 1969/70 und 1975/76 (Tabelle 6).

Die Belastungsdiagramme (Figuren 3 bis 6) zeigen, dass es voraussichtlich möglich sein wird, die in den Figuren 1 und 2 für die Deckung des Landesbedarfes vorgesehenen konventionellen thermischen Kraftwerke und Atomkraftwerke wirtschaftlich zu betreiben. Im Winterhalbjahr 1969/70 ist der Energie- und Leistungsbedarf gross genug, dass konventionelle thermische Anlagen an Wochentagen mit Vollast betrieben werden können. Im Sommerhalbjahr 1970 ist der Bedarf an konventioneller thermischer Energie erheblich kleiner und dürfte vor allem auf die Monate April und September entfallen. Im Jahr 1975/76 ist das Band thermischer Energie im Winter- und im Sommerhalbjahr rund dreimal grösser als 1969/70. Diese Untersuchungen bestätigen, dass schon in den nächsten Jahren konventionelle thermische Anlagen und etwa 1970/71 auch Atomkraftwerke mit einer für die Wirtschaftlichkeit genügenden Gebrauchsdauer eingesetzt werden können.

Der Einsatz von Pumpspeicherwerken in Schwachlastzeiten trägt zur Wirtschaftlichkeit von Atomkraftwerken bei.

6. Schlussbetrachtung

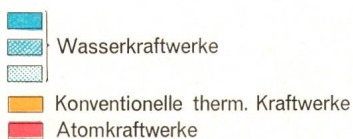
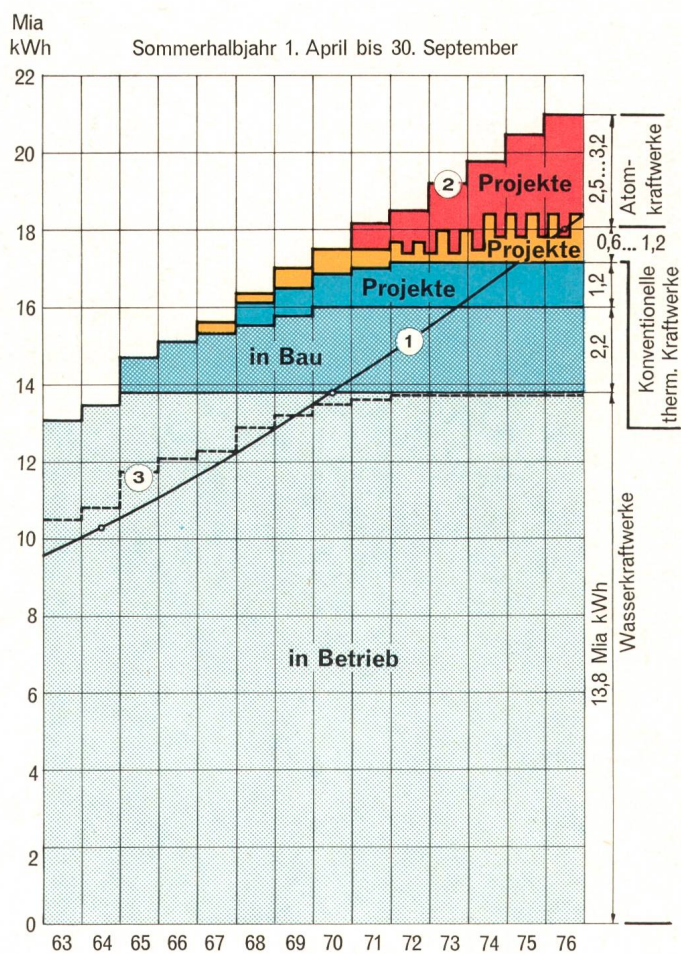
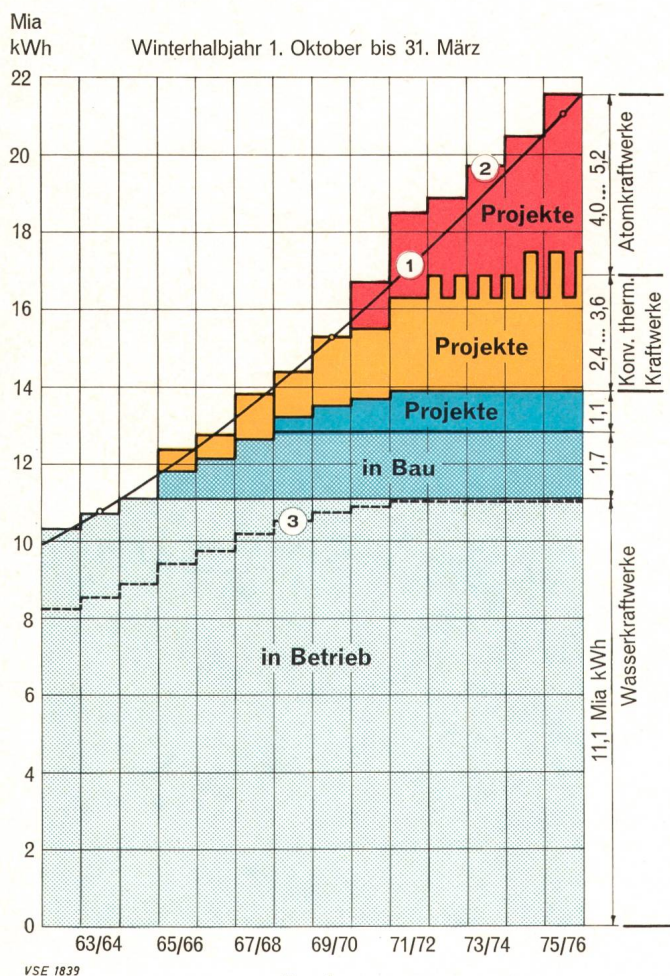
6.1 Unsere Untersuchungen zeigen, dass im Jahr 1975/76 neben der aus bestehenden, im Bau befindlichen und projektierten Wasserkraftwerken anfallenden Energie zusätzlich im Winterhalbjahr 7,1 Milliarden kWh, im Sommerhalbjahr 4,0 Milliarden kWh, total also 11,1 Milliarden kWh, zur Verfügung stehen müssen.

Die schweizerischen Elektrizitätswerke setzen in enger Zusammenarbeit alles daran, um die Versorgung des Landes mit elektrischer Energie auch in Zukunft sicherzustellen. Sie werden sich dabei von den Grundsätzen leiten lassen, die Industrie, das Gewerbe, die Landwirtschaft und die Haushaltungen wie bisher *ausreichend*, möglichst *sicher* und möglichst *preisgünstig* mit elektrischer Energie zu versorgen.

6.2 Im Sinne dieser Zielsetzungen halten es die zehn Werke für richtig, dass die noch verbleibenden und zu

Voraussichtlicher Energiebedarf und seine Deckung

bei mittleren Wasserverhältnissen



- ① Inlandverbrauch ohne Elektrokessel und Speicherpumpen
- ② Mögliche Energieerzeugung bei mittleren Wasserverhältnissen und vollem Einsatz der geplanten thermischen Werke
- ③ Hydraulische Energieerzeugung in einem trockenen Winterhalbjahr (80% vom Mittel)

- ① Inlandverbrauch ohne Elektrokessel und Speicherpumpen
- ② Mögliche Energieerzeugung bei mittleren Wasserverhältnissen und reduziertem Einsatz der geplanten thermischen Werke
- ③ Hydraulische Energieerzeugung in einem trockenen Sommerhalbjahr (80% vom Mittel)

Voraussichtliches Belastungsdiagramm der Schweiz

bei mittleren Wasserverhältnissen

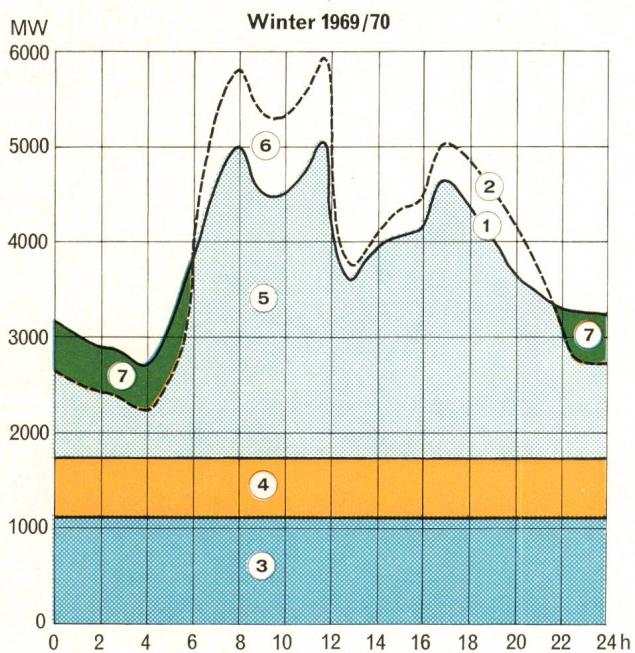


Fig. 3

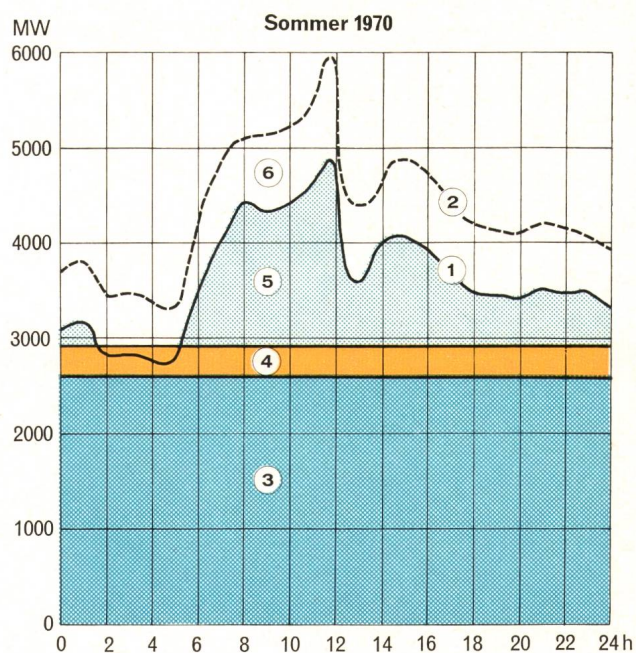


Fig. 4

① Belastungskurve des schweizerischen Netzes

② Gesamte Erzeugung der Schweiz

③ Laufenergie

④ Konventionelle thermische Energie

⑤ Speicherenergie

⑥ Ausfuhr

⑦ Einfuhr

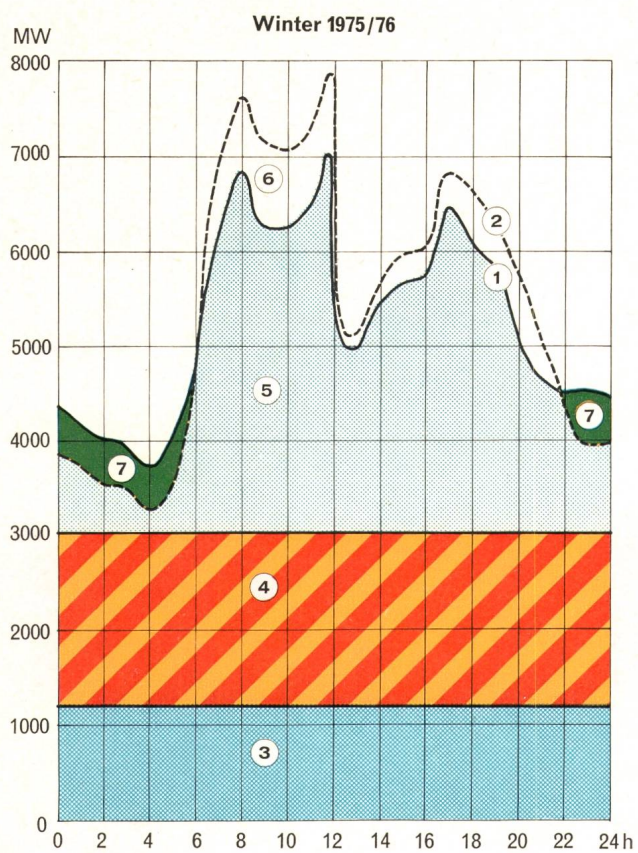


Fig. 5

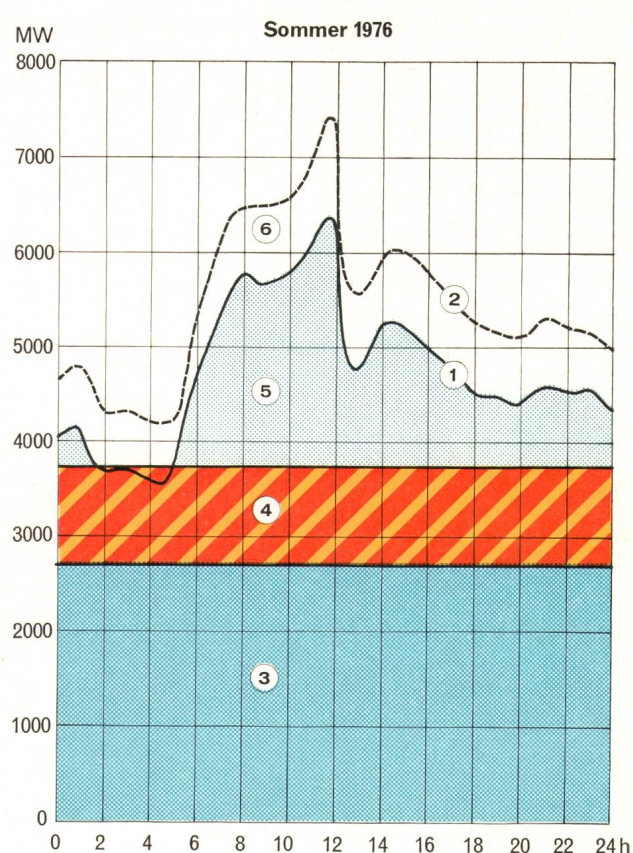


Fig. 6

① Belastungskurve des schweizerischen Netzes

② Gesamte Erzeugung der Schweiz

③ Laufenergie

④ Konventionelle thermische Energie und Atomenergie

⑤ Speicherenergie

⑥ Ausfuhr

⑦ Einfuhr

einigermassen wirtschaftlichen Bedingungen nutzbaren einheimischen Wasserkräfte ausgebaut werden. Um den in den nächsten Jahren vorerst im Winterhalbjahr durch Wasserkraftwerke nicht gedeckten Bedarf an elektrischer Energie befriedigen zu können, wäre es nach Auffassung der zehn Werke zweckmässig, einige konventionelle thermische Kraftwerke bis zu einer Totalleistung von etwa 900 MW zu erstellen. Die bleibende Aufgabe konventioneller thermischer Kraftwerke wird darin bestehen, dem Produktionsausgleich zwischen mittleren und trockenen Jahren zu dienen und eine bessere Nutzung der Speicherseen im Winter zu ermöglichen. Die Arbeiten für die Projektierung und den Bau solcher Werke sind im Gange. Das erste Kraftwerk dieser Art wird im Herbst 1965 in Vouvry in Betrieb gesetzt.

Die Elektrizitätsunternehmen sind überzeugt, dass sich sowohl beim weiteren Ausbau der Wasserkräfte wie auch beim Bau konventioneller thermischer Anlagen Lösungen finden lassen, welche die legitimen Ansprüche des Natur- und Heimatschutzes sowie der Luft- und Gewässerhygiene berücksichtigen.

Etwa 1970/71 werden Atomkraftwerke wirtschaftlich in das bisherige Produktionssystem eingegliedert werden können. Verschiedene Projekte für Kernkraftwerke sind im

Studium, und mit dem Bau eines ersten leistungsfähigen Atomkraftwerkes wird nächstens begonnen. Vorerst werden diese Werke mit Reaktoren ausländischer Herkunft ausgerüstet, bis unsere Industrie in der Lage ist, konkurrenzfähige einheimische Reaktoren anzubieten. Es bestände die Möglichkeit, Aufträge bis zu 70 % im Inland zu vergeben. Die schweizerischen Elektrizitätswerke haben für die Entwicklung und Förderung der schweizerischen Reaktorindustrie bereits beträchtliche Opfer gebracht.

6.3 Sollte der Ausbau unserer Wasserkräfte weitere Verzögerungen erfahren oder der Bedarf stärker als angenommen ansteigen und nicht genügend konventionelle thermische Energie rechtzeitig zur Verfügung stehen, so müsste entweder der Bau von Atomkraftwerken mit ausländischen Reaktoren forciert werden, was kaum im Interesse unserer einheimischen Industrie liegen dürfte, oder es müssten beträchtliche Mengen elektrischer Energie importiert werden.

6.4 Die Elektrizitätswerke hoffen, dass sie bei der Lösung der in diesem Bericht behandelten wichtigen Probleme der künftigen Elektrizitätsversorgung weiterhin auf das Verständnis der Behörden und der Öffentlichkeit zählen dürfen.

April 1965.

Wirtschaftliche Mitteilungen

Zahlen aus der schweizerischen Wirtschaft

(Auszüge aus «Die Volkswirtschaft» und aus
«Monatsbericht Schweizerische Nationalbank»)

Nr.		Januar	
		1964	1965
1.	Import } (Januar-Dezember) } Export } (Januar-Dezember) } 10 ⁶ Fr. {	1 245,4 (15 540,8) 786,7 (11 461,6)	1 185,8 — 862,0 (—)
2.	Arbeitsmarkt: Zahl der Stellen- suchenden	1 265	1 004
3.	Lebenskostenindex *) { Grosshandelsindex *) { Detailpreise *): (Landesmittel) Elektrische Beleuchtungs- energie Rp./kWh Gas Rp./m ³ Gaskoks Fr./100 kg	205,2 234,1 34 30 19,35	210,0 234,8 34 30 20,51
4.	Zahl der Wohnungen in den zum Bau bewilligten Gebäuden in 65 Städten (Januar-Dezember)	4 444 (26 869)	1 406 (—)
5.	Offizieller Diskontsatz %	2,0	2,5
6.	Nationalbank (Ultimo) Notenumlauf 10 ⁶ Fr. Täglich fällige Verbind- lichkeiten 10 ⁶ Fr. Goldbestand und Gold- devisen 10 ⁶ Fr. Deckung des Notenumlaufes und der täglich fälligen Verbindlich- keiten durch Gold %	8 354,8 2 340,5 11 983,4 103,15	9 058,9 2 834,1 13 009,4 98,33
7.	Börsenindex Obligationen Aktien Industrieaktien	31.1.64 95 770 985	29.1.65 93 650 851
8.	Zahl der Konkurse (Januar-Dezember) Zahl der Nachlassverträge (Januar-Dezember)	30 (476) 4 (68)	51 (—) 4 (—)
9.	Fremdenverkehr Bettenbesetzung in % nach den vorhandenen Betten	24	26
10.	Betriebseinnahmen der SBB allein: Verkehrseinnahmen aus Personen- und Güterverkehr (Januar-Dezember) Betriebsertrag (Januar-Dezember) 10 ⁶ Fr. {	91,1 (1 264,0) 101,1 (1 391,7)	91,4 ** (—) 101,9 ** (—)

*) Entsprechend der Revision der Landesindexermittlung durch das Volkswirtschaftsdepartement ist die Basis Juni 1914 = 100 fallen gelassen und durch die Basis August 1939 = 100 ersetzt worden.

**) Approximative Zahlen.

Unverbindliche mittlere Marktpreise

je am 20. eines Monats

Metalle

		April	Vormonat	Vorjahr
Kupfer (Wire bars) ¹⁾ . .	sFr./100 kg	*) 658.—	583.—	370.—
Banka/Billiton-Zinn ²⁾ . .	sFr./100 kg	1795.—	1556.—	1282.—
Blei ¹⁾	sFr./100 kg	163.—	180.—	105.—
Zink ¹⁾	sFr./100 kg	**) 143.—	146.—	130.—
Roh-Rein-Aluminium für elektr. Leiter in Masseln 99,5 % ³⁾ . .	sFr./100 kg	235.—	235.—	235.—
Stabeisen, Formeisen ⁴⁾ . .	sFr./100 kg	58.50	58.50	55.50
5-mm-Bleche	sFr./100 kg	48.—	52.—	49.—

*) Börsenkurs; Verbraucher erhalten weiterhin Wirebars zu £ 260.—/280.—, je nach Produzent.

**) Börsenkurs; Verbraucher erhalten weiterhin Fein-/Rohzink zu £ 110.—/115.—, je nach Produzent.

¹⁾ Preise franko Waggon Basel, verzollt, bei Mindestmengen von 50 t.

²⁾ Preise franko Waggon Basel, verzollt, bei Mindestmengen von 5 t.

³⁾ Preise franko Empfangsstation, verzollt, bei Mindestmengen von 10 t.

⁴⁾ Preise franko Grenze, verzollt, bei Mindestmengen von 20 t.

Flüssige Brenn- und Treibstoffe

		April	Vormonat	Vorjahr
Reinbenzin/Blei- benzin	sFr./100 kg	44.— ¹⁾	44.— ¹⁾	44.— ¹⁾
Dieselöl für strassenmo- torische Zwecke	sFr./100 kg	37.80 ²⁾	39.20 ²⁾	40.10 ²⁾
Heizöl extraleicht	sFr./100 kg	10.70 ²⁾	12.10 ²⁾	12.40 ²⁾
Industrie-Heizöl mittel (III)	sFr./100 kg	8.80 ²⁾	8.80 ²⁾	9.60 ²⁾
Industrie-Heizöl schwer (V)	sFr./100 kg	7.30 ²⁾	7.— ²⁾	7.— ²⁾

¹⁾ Konsumenten-Zisternenpreise franko Schweizergrenze Basel, verzollt, inkl. WUST, bei Bezug in einzelnen Bahnkesselwagen von ca. 15 t.

²⁾ Konsumentenpreis franko Basel-Rheinhafen, verzollt, exkl. WUST.

Kohlen

		April	Vormonat	Vorjahr
Ruhr-Brechkoks I/II ¹⁾ . .	sFr./t	123.—	123.—	115.—
Belgische Industrie- Fettkohle Nuss II ¹⁾	sFr./t	89.50	89.50	93.—
Nuss III ¹⁾	sFr./t	85.—	85.—	91.—
Saar-Feinkohle ¹⁾	sFr./t	83.—	83.—	90.—
Französischer Koks, Nord (franko Genf) . .	sFr./t	141.40	140.40	124.40
Französischer Koks, Loire (franko Genf) . .	sFr./t	131.40	130.40	134.40
Lothringer Flammkohle Nuss I/II ¹⁾	sFr./t	91.40	91.40	90.—
Nuss III ¹⁾	sFr./t	88.50	89.40	95.—
Nuss IV ¹⁾	sFr./t	86.50	89.—	95.—
Polnische Flammkohle Nuss III/IV ²⁾	sFr./t	76.—	76.—	76.—
Feinkohle ²⁾	sFr./t	69.—	69.—	69.—

¹⁾ Sämtliche Preise verstehen sich franko Waggon Basel, verzollt, bei Lieferung von Einzelwagen an die Industrie.

²⁾ Mittlere Industrie-Abschlusspreise franko Waggon Basel.

Aus den Geschäftsberichten schweizerischer Elektrizitätswerke

(Diese Zusammenstellungen erfolgen zwanglos in Gruppen zu vierein und sollen nicht zu Vergleichen dienen)

Man kann auf Separatabzüge dieser Seite abonnieren

	Elektra Fraubrunnen Jegenstorf		Nordostschweizerische Kraftwerke A.G. Baden		Services Industriels du Locle 2400 Le Locle		Aargauisches Elektrizitätswerk Aarau	
	1964	1963	1963/64	1962/63	1963	1962	1963/64	1962/63
1. Energieproduktion kWh	—	—	2 935 100	2 785 200	9 143 000	7 271 000	15 121 940	14 523 430
2. Energiebezug kWh	—	—	2 066 000	2 265 300	18 692 000	19 263 000	1 305 714 911	1240 036 964
3. Energieabgabe kWh	28 117 061	25 945 352	4 800 900	4 809 800	26 910 000	25 298 000	1 320 836 851	1254 560 394
4. Gegenüber Vorjahr . . . %	+ 8,37	+ 7,55	— 1,85	+ 19,6	+ 4,8	+ 7,65	+ 5,3	+ 7,9
5. Davon Energie zu Ab- fallpreisen kWh	—	—	1 089 000	1 319 000	126 000	76 000	2 342 396	28 691 046
11. Maximalbelastung kW	—	—	—	—	6 500	6 200	239 400	227 740
12. Gesamtanschlusswert . . kW	65 857	61 115	—	—	4 000	4 000	—	—
13. Lampen }Zahl	75 494	70 800	—	—	—	—	—	—
}kW	3 230	2 949	—	—	—	—	—	—
14. Kochherde }Zahl	4 722	4 457	—	—	—	—	—	—
}kW	29 839	27 821	—	—	—	—	—	—
15. Heisswasserspeicher . . . }Zahl	2 870	2 755	—	—	—	—	—	—
}kW	3 346	3 192	—	—	—	—	—	—
16. Motoren }Zahl	12 524	11 359	—	—	—	—	—	—
}kW	12 100	11 380	—	—	—	—	—	—
21. Zahl der Abonnemente . . .	5 318	5 104	—	—	7 500	—	23 009	22 427
22. Mittl. Erlös p. kWh Rp./kWh	7,65	7,65	—	—	10,8	10,8	4,477	4,330
<i>Aus der Bilanz:</i>								
31. Aktienkapital Fr.	—	—	80 000 000	80 000 000	—	—	—	—
32. Obligationenkapital »	—	—	205 000 000	145 000 000	—	—	—	—
33. Genossenschaftsvermögen . »	—	—	—	—	—	—	—	—
34. Dotationskapital »	—	—	—	—	—	—	35 000 000	15 000 000
35. Buchwert Anlagen, Leitg. . »	—	—	400 320 704	363 659 825	3 688 000	3 450 000	24 167 500	15 481 002
36. Wertschriften, Beteiligung . »	383 570	462 000	286 032 459	238 636 610	1 369 000	1 369 000	28 245 000	21 600 000
37. Erneuerungsfonds »	224 500	222 500	—	—	1 681 000	1 531 000	—	—
<i>Aus Gewinn- und Verlustrechnung:</i>								
41. Betriebseinnahmen Fr.	665 085	650 315	181 306 318	183 183 319	2 678 300	2 455 200	57 165 858	54 146 653
42. Ertrag Wertschriften, Be- teiligungen »	16 920	24 356	9 700 633	8 548 812	97 900	90 000	1 431 819	1 261 020
43. Sonstige Einnahmen »	8 560	7 022	3 153 484	2 592 765	—	—	524 616	462 507
44. Passivzinsen »	—	—	18 868 379	16 260 895	26 100	26 300	1 654 006	754 173
45. Fiskalische Lasten »	31 617	24 083	3 135 987	3 233 146	—	—	45 960	46 611
46. Verwaltungsspesen »	173 003	153 959	4 566 420	4 039 209	472 400	377 700	1 853 747	1 815 347
47. Betriebsspesen »	273 210	273 557	5 435 597	7 909 600	501 200	720 300	3 567 805	2 978 005
48. Energieankauf »	1 483 632	1 333 885	138 539 359	144 783 601	1 007 600	869 500	47 750 788	45 630 428
49. Abschreibg., Rückstell'gen . »	181 980	217 720	17 303 195	15 787 398	238 500	136 100	3 308 619	3 665 376
50. Dividende »	3 652	3 615	4 000 000	4 000 000	—	—	—	—
51. In % »	6	6	5	5	—	—	—	—
52. Abgabe an öffentliche Kassen »	40 000	40 000	—	—	447 400	337 500	150 000	250 000
							762035*	763992*
<i>Übersicht über Baukosten und Amortisationen:</i>								
61. Baukosten bis Ende Be- richtsjahr Fr.	1 592 565	1 500 471	591 308 528	541 765 474	15 790 100	15 429 000	—	—
62. Amortisationen Ende Be- richtsjahr »	1 592 565	1 500 471	190 987 824	178 105 649	12 101 600	11 979 000	—	—
63. Buchwert »	—	—	400 320 704	363 659 825	3 688 500	3 450 000	24 167 500	15 481 002
64. Buchwert in % der Bau- kosten »	—	—	67,7	67,1	23,3	22,3	—	—

* Besondere Aufwendungen.

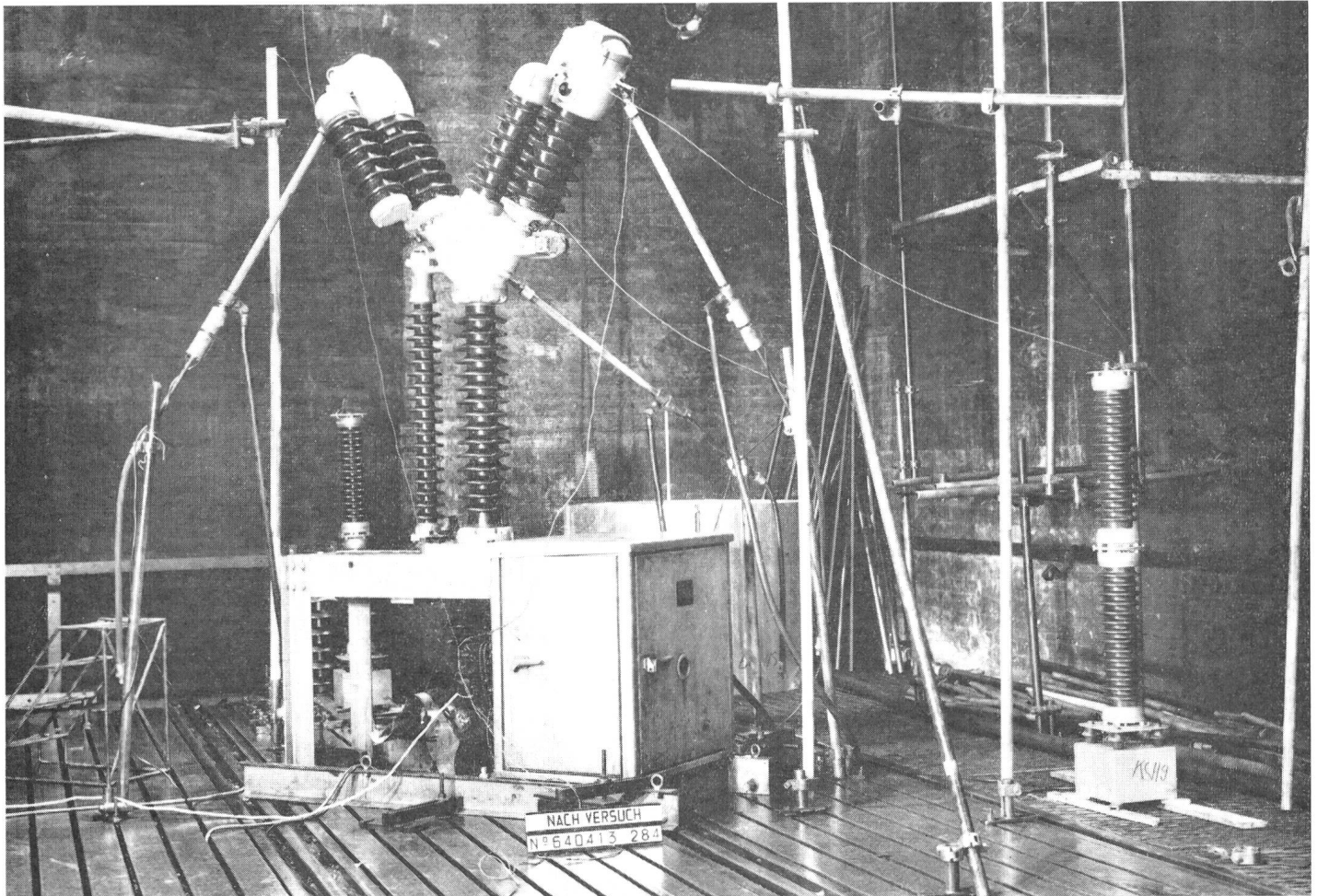
Redaktion der «Seiten des VSE»: Sekretariat des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke, Bahnhofplatz 3, Zürich 1;
Postadresse: Postfach 8023 Zürich; Telephon (051) 27 51 91; Postcheckkonto 80-4355; Telegrammadresse: Electrunion Zürich.

Redaktor: Ch. Morel, Ingenieur.

Sonderabdrucke dieser Seiten können beim Sekretariat des VSE einzeln und im Abonnement bezogen werden.

42000 A Ausschaltstrom

für die ganze Typenreihe HPF 500 B der Oelstrahlschalter mit
Mehrfachunterbrechung von 72 - 765 kV.



N 0437

Doppelement nach den Ausschaltversuchen in der KEMA.

Höchste Betriebssicherheit mit undurchschlagbarem Vollkern-Porzellan für Tragisolatoren und Drehsäulen.

Mechanische Kupplung aller Schaltelemente eines Poles garantiert dauernde Rückzündungsfreiheit beim Schalten kapazitiver Ströme.

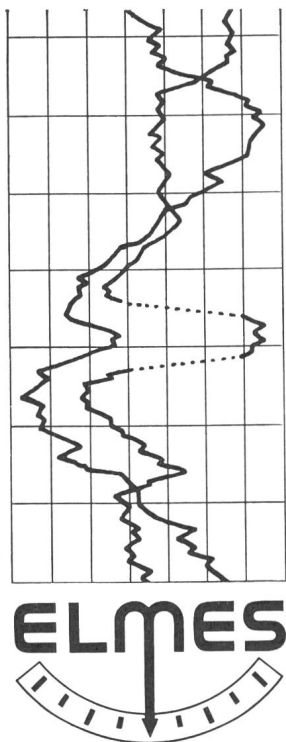
Ausschaltvermögen in der Kurzschlussprüfanlage der KEMA (Arnhem) voll nachgewiesen.

Betriebsspannung 1) kV	Ausschaltleistung 1) MVA	Schalter-Typ
50/72,5	3 500	HPF 509 p/2B
110/123	7 500	HPF 511 n/4B
150/170	10 000	HPF 512 p/4B
220/245	15 000	HPF 514 q/6B
275/300	20 000	HPF 515 q/8B
380/420	25 000	HPF 516 r/10B

1) Spezielle Werte auf Anfrage.



Sprecher & Schuh AG.
Aarau



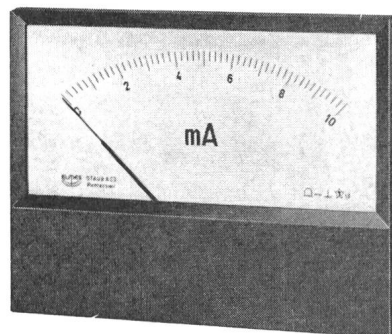
ELMES 52/62

Moderne Messinstrumente für
den fortschrittlichen
Konstrukteur

stoss- und
vibrationsfeste Messwerke

mit Glasscheibe – daher keine
elektrostatische Aufladung

bei grösseren Stückzahlen
Farbe nach Wahl

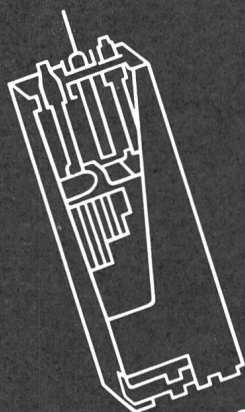


STAUB & CO. RICHTERSWIL

Fabrik elektrischer Messinstrumente / Tel. (051) 95 92 22

OERLIKON—PAM

die neue stationäre Röhrenplatten-Batterie
in der Telefonzentrale



Accumulatoren-Fabrik Oerlikon Zürich 50

Wir senden Ihnen gerne Prospekte und technische Unterlagen