

**Zeitschrift:** Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins  
**Herausgeber:** Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke  
**Band:** 50 (1959)  
**Heft:** 18  
  
**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:** 03.04.2025

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

# Energie-Erzeugung und -Verteilung

Die Seiten des VSE

## Die Kostenfaktoren der Atomenergie

von O. Löbl, Essen

621.039.4.003

Anlässlich der 30. Vereinsversammlung des Schweizerischen Nationalkomitees der Weltkraftkonferenz vom 2. Juni 1959 in Zürich sprach Herr Prof. Dr.-Ing. O. Löbl, Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG, Essen, über «Die Problematik der Kostenberechnung des Atomstromes». Da der Referent seine Ausführungen nicht schriftlich fixiert hatte, stellte er uns in zuvorkommender Weise den Text seines Vortrages zur Verfügung, den er im Rahmen des internationalen Kongresses der OEEC vom 11. bis 14. Mai 1959 in Stresa mit dem Gesamthema «Die Aussichten der Verwertung der Kernenergie in der Industrie» gehalten hatte, und in dem die gleichen Gedanken entwickelt und das gleiche Zahlenmaterial verwendet wurden.

Wir freuen uns, diesen Bericht über «Die Kostenfaktoren der Atomenergie», in dem die Kostenelemente und die Berechnung der Stromerzeugungskosten in Atomkraftwerken besprochen werden, nachstehend zu veröffentlichen.

Lors de la 30<sup>e</sup> Assemblée annuelle du Comité national suisse de la Conférence Mondiale de l'Énergie du 2 juin 1959 à Zurich, le professeur Dr. O. Löbl, Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk S. A., Essen, a tenu une conférence sur «Les problèmes que pose le calcul du coût de l'énergie nucléaire». Le conférencier, ayant parlé sans manuscrit, a eu l'amabilité de mettre à notre disposition le texte du mémoire qu'il a prononcé à l'occasion du Congrès international de l'OEEC sur «Les perspectives industrielles de l'énergie nucléaire» du 11 au 14 mai 1959 à Stresa, mémoire qui traite des mêmes problèmes et fait état des mêmes calculs.

Nous avons le plaisir de publier ci-après ce rapport sur «Les éléments du coût de l'énergie nucléaire» qui traite du coût et du calcul des frais de production de l'énergie dans les centrales nucléaires.

Die Welle der Begeisterung über die neue Energiequelle hat sich etwas gelegt und einer vorsichtigeren Beurteilung Platz gemacht. Aber immer noch sind die Meinungen über die Wirtschaftlichkeit der Atomenergie geteilt.

Dazu kommt, dass sich die finanzielle und die technische Situation laufend ändert. So sind es vornehmlich zwei Ereignisse, die die augenblickliche Lage kennzeichnen. Erstens hat sich in Westdeutschland der Kapitalmarkt wesentlich gebessert, so dass Geld schon zu 5½ % zu bekommen ist. Und zweitens liegen Angebote vor für Atomkraftwerke zu erheblich niedrigeren Preisen als noch vor ein bis zwei Jahren.

So ergibt sich die Notwendigkeit, die Frage nach der Wirtschaftlichkeit des Atomstromes immer wieder erneut zu prüfen. Meine Aufgabe ist es heute, über meine Auffassung über den derzeitigen Stand zu berichten.

Zwei Schwierigkeiten beeinträchtigen die Kalkulation erheblich. Die erste beruht darauf, dass einige physikalische Faktoren, z. B. der Abbrand, nur unzulänglich bekannt sind. Die zweite Schwierigkeit liegt darin, dass gewisse Kosten, wie die für die Wiederaufbereitung, manipuliert sind, ihre wahre Höhe aber nicht bekannt gegeben wird.

Mein Programm wird darin bestehen, zunächst die Kostenelemente aufzuzählen, dann die zu Grunde liegenden Faktoren kritisch zu besprechen, um schliesslich, so gut es eben möglich ist, die Stromerzeugungskosten zu berechnen, wobei ich in erster Linie die deutsche Bundesrepublik im Auge habe.

Die Tabelle I zeigt die Kostenelemente in einem übersichtlichen Schema. Sie sind in drei Gruppen angeordnet:

- I. die festen Kosten,
- II. die Brutto-Brennstoffkosten und
- III. die Gutschrift für die zurückgelieferten Brennsätze.

Kostenelemente des Atomstroms

Tabelle I

I. Feste Kosten:	Kapitalkosten	Zinsverluste bei den Brennelementen	Betriebskosten
II. Brutto-Brennstoffkosten:	Urankosten	Fabrikationskosten	Transportkosten
III. Gutschrift:	Restwert des Urans	Wert des Plutoniums	Wiederaufbereitungskosten

Jede Gruppe besteht ihrerseits aus drei Kostenelementen, so dass im ganzen deren neun zu behandeln sind.

Ich werde nur solche Atomkraftwerke besprechen, die derzeit angeboten werden und geliefert werden können. Dazu gehören:

- der britische Typ (in den Tabellen mit *G. B.* bezeichnet),
- die beiden amerikanischen Leichtwasser-Reaktoren, nämlich der Druckwasser-Reaktor und der Siedewasser-Reaktor,
- der organisch moderierte Reaktor (*OMR* in den Tabellen).

Zum Vergleich soll ein Steinkohlenkraftwerk dienen, gefeuert mit Kohle von der Ruhr, einmal mit Standort des Kraftwerks Nähe der Zeche und dann mit Standort Nähe Basel.

Bei den Leichtwasser-Reaktoren will ich neben den üblichen Angeboten, die ich mit «*A*» bezeichnen will, ein neueres überraschend günstiges Angebot erörtern, das ich «*B*» nennen werde. Der auffallend niedrige Preis soll daher rühren, dass alle Teile mit Ausnahme des Kerns in Deutschland hergestellt werden sollen. Die genannten fünf Kraftwerk-Typen sind in Zeile 1 der Tabelle II aufgeführt.

Es gibt noch andere aussichtsreiche Reaktoren; ich werde sie hier nicht besprechen, da sie noch nicht lieferbar sind.

### I. Feste Kosten

(1) Die *Kapitalkosten* (s. Tabelle I) errechnen sich aus der Gleichung

$$\frac{\text{spezifische Anlagekosten} \times \text{Kapitaldienst}}{\text{jährliche Benutzungsdauer}}$$

Die 3 Faktoren dieser Gleichung sind nun zu untersuchen.

Bei der Beurteilung des ersten Faktors, der *spezifischen Anlagekosten*, muss man zunächst wissen, ob sich die Leistung (wie meist) auf den Generator oder auf die Abspannklemmen des Transformators bezieht. Wir werden nachstehend die Leistung stets auf den Transformator beziehen, also den Eigenbedarf des Kraftwerks einrechnen. Ferner ist es von grosser Wichtigkeit, den genauen Lieferumfang des Angebotes festzustellen. Man muss sich also vergewissern, ob tatsächlich auch alle Nebenkosten voll berücksichtigt sind. Hierzu gehören sämtliche Baulichkeiten einschliesslich den Laboratorien und den Wohnräumen, ferner das Gelände nebst dessen Aufschluss wie Strassenbau und Gleis-Anschluss und schliesslich die Beschaffung von Kühlwasser. Hat man alle Nebenkosten ermittelt, so muss man zur Gesamtsumme noch die Zinsen während der Bauzeit hinzuschlagen. Auf diese Weise erhöhen sich die Netto-Kosten häufig um schätzungsweise 25%. Im folgenden soll unter den Anlagekosten stets diese Brutto-Summe verstanden werden, und zwar sowohl beim Atom- als auch beim Kohlekraftwerk.

Wegen der Kostendegression kann man nur Kraftwerke gleicher Leistung vergleichen. Wir wollen hier eine elektrische Netto-Leistung von 150 Megawatt zu Grunde legen. Anlagen mit fremd gefeuerten Überhitzern wollen wir aus der Betrachtung ausschliessen.

Die 150 MW sind ungesicherte Leistung. Die Reserve wird an anderer Stelle berücksichtigt. Ebenso werden die Fabrikationskosten der ersten Füllung aus den Anlagekosten ausgeschieden und unter den Brennstoffkosten verrechnet.

Unter diesen Voraussetzungen gibt die Zeile 2 der Tabelle II die spezifischen Anlagekosten in

\$/kW. Wie man sieht, ist die britische Anlage die teuerste, das Kohlekraftwerk die billigste<sup>1)</sup>.

Der zweite Faktor in den Kapitalkosten ist der *Kapitaldienst*. Dieser umfasst Zinsen und Abschreibung, die gewöhnliche und die nukleare Versicherung, Steuern und allgemeine Verwaltung. Hierfür wollen wir bei den Atomkraftwerken 13% der Anlagekosten p. a. ansetzen, wobei eine Abschreibungsdauer von 15 Jahren und ein Zinssatz von 5 1/2% angenommen wurden. Beim Kohlekraftwerk ist wegen Wegfall der nuklearen Versicherung nur mit 12,4% gerechnet.

Der dritte Faktor schliesslich ist die *Benutzungsdauer*. Da die Anlagekosten der Atomkraftwerke sehr hoch sind, so wird allgemein vorgeschlagen, die Atomkraftwerke mit Grundlast zu fahren. Dieser Vorschlag beruht aber auf einem Trugschluss. Eine solche Betriebsweise bringt nämlich für die Gesamtbilanz sämtlicher einspeisender Kraftwerke keineswegs immer das wirtschaftliche Optimum. Denn die festen Kosten aller vorhandenen Kraftwerke — der konventionellen und der nuklearen — sind eine konstante Grösse, die unabhängig davon ist, welche Kraftwerke die Grundlast und welche die Spitzenlast liefern. Daher muss bei einer Zunahme der Netzbelastung immer zunächst das Kraftwerk zugeschaltet werden, das die niedrigsten Brennstoffkosten je kWh hat, also die geringsten Zuwachskosten verursacht. Hierbei sind sämtliche anderweitigen Auswirkungen in Rechnung zu stellen, beispielsweise die Vergrösserung des Wärmebedarfs je kWh bei jenen Kraftwerken, denen die Spitzenlast zugewiesen wird.

Es müssen also zunächst die Wasserkraftwerke eingesetzt werden. Das ist selbstverständlich. Dann kommen die Braunkohlenkraftwerke, denn im westdeutschen Verbundnetz ist auch die Braunkohle ein billigerer Brennstoff als das Uran. Dann erst sind die Urkraftwerke an der Reihe. Den Schluss bilden die Kraftwerke auf der Basis von Steinkohle bzw. Öl.

Fig. 1 zeigt die geordnete Belastungskurve eines grossen Verbundnetzes, wie z. B. des Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerks (RWE). Beim RWE erzeugen Braunkohle und Wasserkraft etwa 70% der gesamten elektrischen Energie. Nach dem

<sup>1)</sup> Es ist zu beachten, dass es sich beim Kohlekraftwerk hier ebenfalls um eine Leistung von 150 MW handelt.

Feste Kosten  
Elektrische Nettoleistung 150 MW

Tabelle II

1 Reaktor-Typ		G. B. <sup>1)</sup>	Leichtwasser <sup>2)</sup>		OMR	Kohle
			«A»	«B»		
2 Anlagekosten <sup>3)</sup>	\$/kW	450	380	285	267	150
3 Kapitalkosten <sup>4)</sup>	mills/kWh	9,80	8,32	6,20	5,79	3,10
	(13% p. a., 6000 h/a)					
4 Zinsverluste	mills/kWh	0,70	0,81	0,90	1,08	—
5 Betriebskosten	mills/kWh	3,00	2,55	1,90	1,78	1,00
	(4% p. a., 6000 h/a)					
6 Feste Kosten	mills/kWh	13,50	11,68	9,00	8,65	4,10

<sup>1)</sup> G. B. = Grossbritannien (Calder-Hall-Typ).

<sup>2)</sup> Druck- oder Siedewasser-Reaktor (Mittelwerte); betr. «A» und «B» siehe Text.

<sup>3)</sup> einschliesslich: Gelände- und Geländeaufschluss, Kühlwasser, Bauzinsen;

ausschliesslich: Fabrikationskosten der ersten Füllung.

<sup>4)</sup> beim Kohlekraftwerk: 12,4% p. a. wegen Fortfall der nuklearen Versicherung.

vorhin Gesagten müssen also die Braunkohlen- und die Wasserkraftwerke die Grundlast liefern. Errichtet man nun Atomkraftwerke, z. B. für 10% der Gesamterzeugung, so bleibt für diese Atomkraftwerke nur noch ein Ausnutzungsfaktor von 76%.

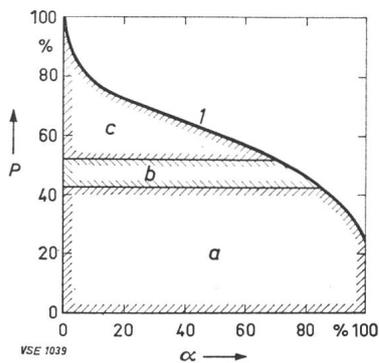


Fig. 1

Geordnete Belastungskurve (I)

- P Belastung
- $\alpha$  Ausnutzungsfaktor
- a Braunkohle + Wasserkraft
- b Uran
- c Steinkohle

Hierbei haben wir den Ausnutzungsfaktor wie üblich auf die Leistungsspitze bezogen. Alle Kraftwerke, auch die Atomkraftwerke, haben wegen der notwendigen Überholungen und Reparaturen beträchtliche Ausfallzeiten, die die Verfügbarkeit der Anlage einschränken. Infolge der dadurch erforderlichen Reserve muss die Kraftwerksleistung grösser sein als die Leistungsspitze im Netz. Für eine Wirtschaftlichkeitsberechnung ist daher die Benutzungsdauer nicht auf die Leistungsspitze zu beziehen, sondern auf die Kraftwerksleistung. Ist z. B. in einem grossen Verbundnetz die notwendige Reserve 12%, so fällt der vorhin berechnete Ausnutzungsfaktor von 76% auf  $76\% / 1,12 = 68\%$ , so dass die Benutzungsdauer

$$0,68 \times 8760 \text{ h/a} = 6000 \text{ h/a}$$

beträgt.

Wenn aber im Laufe der Zeit die Zahl der Atomkraftwerke wächst, dann müssen diese immer mehr auch die Spitzenleistung übernehmen, so dass die Benutzungsdauer weiter sinkt, und zwar im Falle des RWE auf etwa 5000 h/a, bezogen also auf die Kraftwerksleistung. Diese Zahl ist noch als günstig anzusehen, da die Benutzungsdauer bei einem Verbundbetrieb wie dem RWE, bei dem sich die verschiedenartigsten Belastungskurven der Abnehmer mischen, besonders hoch ist.

Ähnlich liegen die Verhältnisse in Frankreich und in Italien, wo die Wasserkräfte und das Erdgas einen billigeren Brennstoff darstellen als das Uran.

Damit sind die drei Faktoren für die Kapitalkosten bestimmt. Legt man also einen Kapitaleinsatz von 13% bzw. 12,4% p. a. und eine Benutzungsdauer von 6000 h/a zu Grunde, so erhält man die Kapitalkosten in Zeile 3, ausgedrückt in mills/kWh. Entsprechend der Zeile 2 hat der britische Typ die höchsten Kapitalkosten, die Kohle die niedrigsten.

(2) Das zweite Kostenelement unter I in Tabelle I ist der *Zinsverlust* bei den Brennsätzen, herrührend von den Zahlungsterminen. Der Kauf der Brennsätze geschieht nämlich viele Monate vor ihrem Einsatz im Reaktor, während die Gutschrift erst bei Rücklieferung, also viele Monate nach dem Herausnehmen aus dem Reaktor erfolgt. Durch diese tote Zeit ausserhalb des Reaktors entstehen Zinsverluste, die für einen Zinssatz von  $5\frac{1}{2}\%$  in Zeile 4 der Tabelle II angegeben und von der Grössenordnung 1 mill/kWh sind.

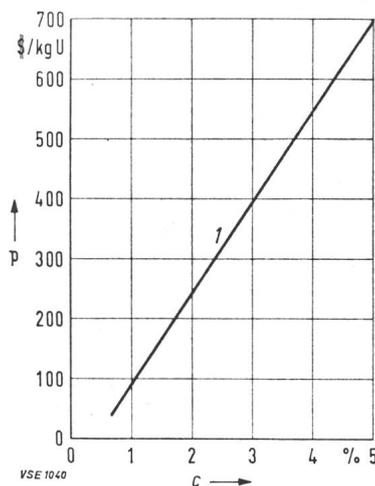


Fig. 2

Uranpreis als Funktion der Anreicherung (I)

- p Uranpreis
- c Anreicherung

(3) Wenden wir uns dem dritten Kostenelement zu, den *Betriebskosten*. Bezieht man diese auf die kompletten Anlagekosten, also mit Einschluss der Nebenkosten und der Bauzinsen, so betragen sie mindestens 4% p. a. Dies liefert bei 6000 Benutzungsstunden die Zeile 5. Die Summe der Zeilen 3, 4 und 5 ergibt die festen Kosten in Zeile 6. Der grosse Vorsprung der Kohlekraftwerke hinsichtlich der festen Kosten ist offensichtlich.

## II. Brutto-Brennstoffkosten

(1) Der erste Anteil sind die *Kosten für das Uran* (Zeile 2 der Tabelle III). Sie wachsen linear mit der Anreicherung, wie Fig. 2 zeigt. Beim britischen Typ wird Natururan verwendet. Der Preis je Kilogramm ist daher sehr niedrig; die drei amerikanischen Reaktoren benutzen Uran mit einer Anreicherung von etwa 2 bis 2,5%; ein Kilogramm davon kostet das Fünf- bis Siebenfache, während ein Kilogramm Ruhrkohle nur 16 mills erfordert.

(2) Der zweite Anteil sind die *Fabrikationskosten* (Zeile 3). Der britische und der organisch moderierte Typ verwenden metallisches Uran. Die Fabrikation ist billig und kostet etwa 20 Dollar je Kilogramm.<sup>2)</sup> Hingegen benutzen die Leichtwasser-Reaktoren Uranoxyd, wodurch die Fabrikation kostspielig wird. Bei den Angeboten «A» ist sie etwa 7mal so teuer, aber im Angebot «B» erstaunlicherweise nur etwa 3mal so teuer, was unter anderem mit grösseren Aufträgen begründet wird.

<sup>2)</sup> Hier und bei den Transportkosten sowie bei der Gutschrift ist immer «je Kilogramm Urangelalt» gemeint.

1 Reaktor-Typ	G. B.	Leichtwasser		OMR	Ruhrkohle Standort des Kraftwerks	
		«A»	«B»		Nähe Basel	Ruhrgebiet
2 Uran <sup>1)</sup> . . . . . \$/kg	40	220	300	220	0,0163	0,0163
3 Fabrikation . . . . . \$/kg	17	140	64	20	—	—
4 Transport . . . . . \$/kg	7	18	18	18	0,0050	—
5 Kühlmittel . . . . . \$/kg	—	—	—	33	—	—
6 Gutschrift . . . . . \$/kg	— 14	— 118	— 168	— 123	—	—
7 Brennstoffkosten. . . \$/kg	50	260	214	168	0,0213	0,0163
8 Elektrische Arbeit kWh/kg	15 000	50 000	50 000	37 400	2,66	2,66
9 Brennstoffkosten <sup>2)</sup> mills/kWh	3,33	5,20	4,28	4,50	8,0	6,13

<sup>1)</sup> Anreicherung: G. B.: 0,714 %; «A»: 2 %; «B»: 2,5 %; OMR: 2,0 %.

<sup>2)</sup> Zeile 7 dividiert durch Zeile 8.

(3) Der dritte Anteil sind die *Transportkosten* (Zeile 4). Sie sind verhältnismässig hoch, einmal infolge der Kosten für die nukleare Versicherung und dann wegen des hohen Transportgewichtes des Urans und der Bleibehälter. Das Uran selbst ist so schwer wie Gold, und die Bleibehälter haben das 10 bis 40fache Gewicht der transportierten Brennelemente. Die schweren Bleibehälter müssen natürlich leer wieder zum Kraftwerk zurückgeschickt werden. Die Kosten für Hin- und Rücktransport (Fracht plus Versicherung) betragen etwa 18 Dollar je Kilogramm. Bei Bezug aus Grossbritannien sind die Transportkosten etwa 7 Dollar je Kilogramm.

(4) Beim organisch moderierten Reaktor ist noch der laufende Ersatz des Kühlmittels zu berücksichtigen (Zeile 5). Die Summe der Zeilen 2 bis 5 ergibt dann die Brutto-Brennstoffkosten. Sie sind in der Tabelle nicht addiert.

### III. Gutschrift

Die Gutschrift für die zurückgelieferten verbrauchten Brennelemente setzt sich ebenfalls aus drei Anteilen zusammen.

(1) Erstens enthalten die Brennelemente fast noch das ganze Uran, da nicht einmal 1 % davon gespalten worden ist. Es ist aber an U<sup>235</sup> verarmt, so dass sein Wert gesunken ist, wie aus der Fig. 2 hervorgeht.

(2) Zweitens hat sich *Plutonium* gebildet. Sein Wert hängt vom Preis je Kilogramm und von der vorhandenen Menge ab. Der Preis beträgt derzeit 12 Dollar je Gramm; es besteht jedoch keine Sicherheit dafür, wie lange dieser Preis noch gelten wird, da er von den militärischen Bedürfnissen und von seiner künftigen Verwendbarkeit in Reaktoren bestimmt wird. Die Menge des Plutoniums andererseits wird beim britischen Typ etwa 1,5 Gramm je kg Uran und bei den amerikanischen Typen etwa das Doppelte betragen. Beim Angebot «B» wird wesentlich mehr angegeben, was aber wenig wahrscheinlich ist.

(3) Diesem Rückgewinn aus dem Uran und dem Plutonium stehen jedoch die *Ausgaben für die Wiederaufbereitung* der Brennelemente gegenüber. Dies ist eine kostspielige Prozedur, zu der auch das noch offene Problem der Beseitigung der radioaktiven Rückstände gehört. Die amerikanische Atomkom-

mission verlangt für die Aufbereitung 21 Dollar je kg Uran. Wenn man aber nachrechnet, so findet man, dass es sich hier um eine extrem hohe Subvention handelt. Denn dieser Preis setzt die Existenz von etwa 15 Atomkraftwerken von je 150 MW voraus, um die Aufbereitungsanlage voll beschäftigen zu können.

Zu dem genannten Preis treten noch Umwandlungs- und andere Nebenkosten, so dass wir für die amerikanischen Reaktoren mit Aufbereitungskosten von 35 Dollar je kg Uran rechnen müssen. Wir wollen aber im Auge behalten, dass es sich um keinen echten Preis handelt.

Aus den genannten drei Anteilen errechnet sich die Gutschrift, wie in Zeile 6 angegeben. Sie liegt bei den amerikanischen Brennsätzen zwischen 30 und 50 % des Kaufpreises der neuen Brennelemente. Bei den britischen Brennelementen beträgt sie 25 % des Neuwertes.

Berücksichtigt man nun die Gutschrift, so erhält man die Netto-Brennstoffkosten in Zeile 7 der Tabelle III.

(4) Wir haben diese Kosten in Dollar je kg Uran angegeben und müssen sie nunmehr in mill/kWh umrechnen. Dazu benötigen wir die Kenntnis *der erzeugten elektrischen Energie je Kilogramm Uran*. Diese ist gleich dem Produkt

Wirkungsgrad mal Abbrand.

Diese beiden wichtigen Faktoren sind nunmehr zu besprechen. Der Wirkungsgrad ist leider sehr klein, da die Frischdampf-Temperatur niedrig ist. Man muss ausserdem zweierlei beachten. Erstens darf man den Eigenbedarf der Anlage nicht vergessen, und zweitens verschlechtert sich der Wirkungsgrad, wenn der Ausnutzungsfaktor heruntergeht. Den letzteren Einfluss zeigt die Fig. 3, die das Verhältnis vom Jahreswirkungsgrad zum Bestwert als Funktion des Ausnutzungsgrades erkennen lässt. Die Kurve ist (bei der getroffenen Auftragung) praktisch ein Kreis.

Beachtet man die beiden genannten Einflüsse, so dürfte der Wirkungsgrad beim britischen Typ vielleicht bei 25 % liegen. Bei den amerikanischen Reaktoren mag er 26 % sein.

Der zweite Faktor ist der Abbrand, d. h. die produzierte Wärmemenge je Kilogramm bzw. Tonne.

Das ist ein unsicherer Punkt in unserer Kalkulation. Zwar werden die angegebenen Zahlen garantiert. Aber das Wort «Garantie» ist nicht im herkömmlichen Sinn zu verstehen. Man kann nicht etwa die

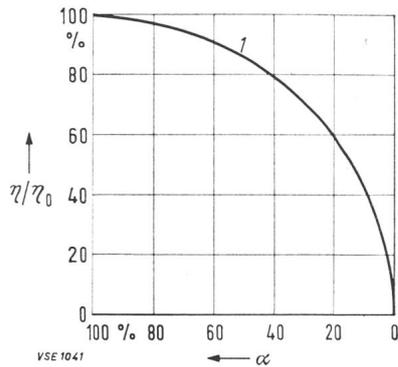


Fig. 3

Einfluss des Ausnutzungsfaktors auf den Jahreswirkungsgrad des Kraftwerks (1)  
 $\eta$  Jahreswirkungsgrad  
 $\eta_0$  Bestwert des Wirkungsgrades  
 $\alpha$  Ausnutzungsfaktor

Abnahme der Lieferung verweigern, wenn die Garantie nicht eingehalten wird. In einem solchen Fall wird die Gutschrift, also der Rückkaufpreis, erhöht. Es ist aber zu prüfen, ob diese Erhöhung auch genügt.

So wird für die britischen Brennelemente, die metallisches Natururan enthalten, gewöhnlich ein Abbrand von 3000 MWd/t angegeben<sup>3)</sup>. In einem bestimmten britischen Angebot wird ein Abbrand von 3500 MWd/t garantiert. Bei diesem Werte beträgt die Gutschrift bei Rücklieferung 14 Dollar je

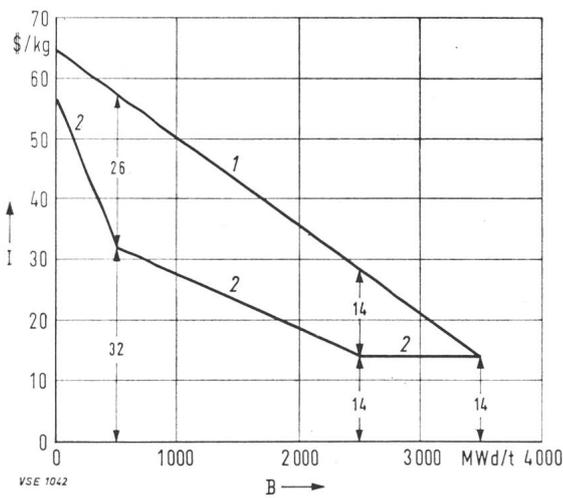


Fig. 4

Gutschrift bei Nichterreichung des garantierten Abbrandes beim britischen Typ  
 I Gutschrift  
 B Abbrand (Burn-up)  
 1 volle Gutschrift  
 2 tatsächliche Gutschrift

kg Uran. Untersucht man die Garantieklausel näher, so kann man die Gutschrift durch den unteren gebrochenen Linienzug in der Fig. 4 darstellen. Man erkennt, dass bis zu 2500 MWd/t herab die Gutschrift keineswegs erhöht wird, sondern nur

<sup>3)</sup> 1 MWd (Megawatttag) = 24 000 kWh.

14 Dollar je kg Uran bleibt. Erst bei weiterem Unterschreiten des Abbrandes beginnt die Gutschrift zu steigen. Man muss daraus schliessen, dass die Hersteller selbst nur mit einem Abbrand von 2500 MWd/t rechnen. Diesen Wert wollen wir daher auch unserer Kalkulation zu Grunde legen. Eine vollwertige Gutschrift müsste den Verlauf der oberen Geraden haben. Bei 2500 MWd/t müsste die Garantie also nicht 14, sondern 28 Dollar/kg betragen. Bei noch niedrigeren Abbränden wächst der Verlust noch weiter an, wie Fig. 4 zeigt.

Aber das Defizit von 14 \$/kg bei 2500 MWd/t gibt noch kein richtiges Bild des finanziellen Verlustes infolge der mangelhaften Garantie. Ein Abbrand von 2500 MWd/t bedeutet bei einem Wirkungsgrad von 25% eine elektrische Arbeit am Kraftwerksausgang von 15 000 kWh/kg. Der finanzielle Schaden ist also

$$\frac{14\,000 \text{ mills/kg}}{15\,000 \text{ kWh/kg}} = 0,93 \text{ mills/kWh}$$

und in einem Jahr

$150 \text{ MW} \times 6000 \text{ h} \times 0,93 \text{ mills/kWh} = 840\,000 \text{ \$ p. a.}$   
 Ist aber der Abbrand noch geringer als 2500 MWd/t, so ist der Betrag noch höher.

Ähnlich steht es mit den «Garantien» für den Abbrand bei den amerikanischen Leichtwasser-Reaktoren. Hier werden, falls der garantierte Abbrand nicht erreicht wird, als Entschädigung die Fabrikationskosten prozentual ermässigt und ausserdem ein weiterer geringer Ersatz geleistet, also letzten Endes ebenfalls die Gutschrift erhöht. Aber bei dieser pro-rata-Ermässigung der Fabrikationskosten werden die Kosten durch den häufigeren Transport und die häufigere Wiederaufbereitung nicht ersetzt. Es bleibt also ein Verlust zum Nachteil der Elektrizitätswerke.

Werden beispielsweise beim Typ «A» 10 000 MWd/t garantiert, aber nur 6000 MWd/t erreicht, so verliert man infolge der ungenügenden Garantie etwa 22 \$/kg. Auf die kWh umgerechnet, macht das 0,59 mills/kWh, also im Jahr

$$150 \text{ MW} \times 6000 \text{ h} \times 0,59 \text{ mills/kWh} = 530\,000 \text{ \$ p. a.}$$

Neuerdings werden sogar Abbrände von 14 000 MWd/t garantiert und 18 000 MWd/t in Aussicht gestellt. Man muss in jedem Fall — unter Berücksichtigung der zugrunde liegenden Anreicherung — die Garantieklausel des Abbrandes auf ihren Wert prüfen.

Dass Garantien für eine so grosse Differenz im Abbrand gegeben werden und insbesondere, dass sie auch noch ungenügend sind, legt die Vermutung nahe, dass die angegebenen Ziffern übertrieben sind. Tatsächlich sind Abbrände von 10 000 MWd/t und darüber — jedenfalls als Mittelwert eines kompletten Kerns — bis jetzt noch nicht erreicht worden. Nun ist aber die Höhe des Abbrandes von grosser wirtschaftlicher Bedeutung. Denn die Brennstoffkosten sind zu einem Teil umgekehrt proportional dem Abbrand. Es ist daher wichtig, diesen irgendwie zu ermitteln.

Der einzige grössere in Betrieb befindliche Leichtwasser-Reaktor ist die Shippingport-Anlage von 60 MW, über die eine ausführliche Veröffent-

lichung vorliegt<sup>4)</sup>. Der Abbrand ist allerdings nur für die beiden nicht-angereicherten Zonen angegeben: 3000 MWd/t. Für die hochangereicherte Mittelzone (Anreicherung 93%) ist nur die Vollastdauer genannt, und auch nicht in voller Deutlichkeit. Man kann aus den Daten einen mittleren Abbrand der drei Zonen in Höhe von etwa

6000 MWd/t

abschätzen.

Es ist daher unwahrscheinlich, dass die beiden Leichtwasser-Reaktoren «A» und «B» die behaupteten und «garantierten» 10 000 MWd/t erreichen. Wir wollen als Kompromiss für beide Typen 8000 MWd/t und für den organisch moderierten Typ OMR 6000 MWd/t zugrunde legen.

(5) Kennen wir so den Wirkungsgrad und den Abbrand, so ergibt das Produkt beider, wie gesagt, die elektrische Arbeit. In Zeile 8 der Tabelle III ist diese in kWh/kg angegeben, in den beiden letzten Spalten auch für Steinkohle bei einem Heizwert von 7000 kcal/kg. Durch Division der Zeilen 7 und 8 erhält man die Netto-Brennstoffkosten in mills/kWh (Zeile 9).

werke und zum Vergleich für ein Steinkohlenkraftwerk bei zwei verschiedenen Standorten.

Man darf nicht glauben, diese Erzeugungskosten von Kohlestrom seien zu niedrig angesetzt. Das RWE kauft sehr grosse Mengen Steinkohlestrom von dritter Seite und zahlt dafür weniger als den rechts unten stehenden Preis, und zwar nur 10 mills/kWh, und das ist bestimmt ein marktwirtschaftlicher und kein manipulierter Preis.

*Mit diesem Strompreis ist kein Atomkraftwerk gleich welchen Typs konkurrenzfähig.*

Erzeugt man andererseits den Strom aus Ruhrkohle in Kraftwerken in Süddeutschland bzw. in Basel, so ist die Kostendifferenz zwischen Strom aus Kohle und aus Uran infolge der hohen Frachtkosten der Kohle geringer; es wäre wirtschaftlicher, die Energie aus dem Ruhrgebiet nicht in der Primärform von Kohle, sondern als elektrische Energie nach dem Süden zu transportieren. Aber auch mit den höheren Stromkosten von 12,1 mills/kWh verglichen, ist der Atomstrom aus den beiden links stehenden Typen (G. B. und «A») immer noch 40% teurer. Jedoch sind die beiden anderen Typen («B» und OMR) schon recht nahe am Ziel. Aller-

Gesamte Stromerzeugungskosten

Tabelle IV

1 Reaktor-Typ	G. B.	Leichtwasser		OMR	Ruhrkohle Standort des Kraftwerks	
		«A»	«B»		Nähe Basel	Ruhrgebiet
2 Feste Kosten mills/kWh	13,5	11,7	9,0	8,6	4,1	4,1
3 Brennstoffkosten mills/kWh	3,3	5,2	4,3	4,5	8,0	6,1
4 Erzeugungskosten mills/kWh	16,8	16,9	13,3	13,1	12,1	10,2

Vergleichen wir nun die Brennstoffkosten der verschiedenen Kraftwerkstypen, so sehen wir, dass sie beim britischen Typ am geringsten, bei der Steinkohle am höchsten sind.

Die Tabelle IV stellt das Ergebnis unserer Betrachtungen zusammen. Zeile 2 zeigt die errechneten festen Kosten und die Zeile 3 die Netto-Brennstoffkosten. Die Summe beider gibt schliesslich in Zeile 4 die gesuchten Stromerzeugungskosten in mills/kWh für die vier untersuchten Atomkraft-

dings benötigen diese Atomkraftwerke — wie auch die übrigen — Subventionen. Auch wird erst jahrelange Erfahrung Auskunft geben über die Betriebssicherheit, über die Sicherheit gegen radioaktive Gefährdung, ferner über die Lebensdauer der Reaktoren und schliesslich über die wirkliche Höhe des Abbrandes.

Möge der Wettstreit der Typen die neue Energiequelle fördern zum Nutzen aller.

Adresse des Autors:

Prof. Dr.-Ing. O. Löbl, Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG, Essen.

<sup>4)</sup> Nucleonics Aprilheft 1958.

## Kongresse und Tagungen

### Schweizerisches Nationalkomitee der Weltkraftkonferenz

061.3(100 : 494) «1959» : 620.9

30. Vereinsversammlung vom 2. Juni 1959 in Zürich

Für den Leser, der mit diesem Komitee nicht direkt in Verbindung steht, sei zunächst dessen Zweck und Zusammensetzung kurz zusammengefasst.

Das Schweizerische Nationalkomitee der Weltkraftkonferenz ist nicht nur ein Bindeglied zwischen dieser alle Sparten der Energiewirtschaft umfassenden internationalen Organisation und den schweizerischen Kreisen, die mit der Energiewirtschaft enger in Verbindung stehen. Es hat sich auch die Aufgabe gestellt, zu prüfen, wie die verschiedenen Energiequellen auf nationaler Ebene möglichst rationell nutzbar ge-

macht und verwendet werden können. Es wurde im Jahre 1924 gegründet und zählt als Kollektivmitglieder die sich mit der Energiewirtschaft befassenden eidgenössischen Ämter und Fachverbände, die beiden Technischen Hochschulen, die Schweizerischen Bundesbahnen, die Finanzierungsgesellschaften für elektrische Unternehmungen, die Firmen der Maschinenindustrie, die Maschinen zur Energieerzeugung und -umwandlung herstellen, sowie die grössten Energiekonsumenten der elektro-metallurgischen und elektro-chemischen Industrie. Als Einzelmitglieder gehören dem Komitee prominente Wissenschaftler und Fachleute der schweizerischen Energiewirtschaft an. Es ist also als Bindeglied zwischen Behörden, Wissenschaft und Privatwirtschaft, zwischen Industrie und Energiewirtschaft, sowie zwischen Energie-Produzenten und Konsumenten zu betrachten.

## Einleitende Ansprache

Anlässlich der letzten Vereinsversammlung erlaubte ich mir, auf einige Fragen grundsätzlicher Art, die unsere Bestrebungen berühren, zurückzukommen. Dabei wies ich insbesondere auf die Gefahren der vermehrten Tätigkeit der mit staatlichen Mitteln finanzierten internationalen Organisationen auf dem Gebiete der Energiewirtschaft hin.

Wir anerkennen alle die für unser Land sehr grosse Bedeutung der «Organisation Européenne de Coopération Economique» (OECE) und die dank dieser Organisation im Bereich der Handelspolitik und des Zahlungsverkehrs erzielten Fortschritte. Die Energiepolitik stellt jedoch Probleme ganz anderer Art. Es ist nicht von der Hand zu weisen, dass auch die OECE stark zur Entstehung einer allgemeinen Energieknappheits-Psychose beigetragen hat. Die unter dem Eindruck einer länger andauernden und sich verschärfenden Mangellage getroffenen Massnahmen haben in gewissen Sektoren, wie z. B. bei der Kohle, eine unvorhergesehene Umkehr der Entwicklung zur Folge gehabt. Nachdem die Hochkonjunktur und die Bevölkerungszunahme zu ausserordentlich grossen Steigerungen des Bedarfs führten, der durch die aussergewöhnliche Kälte im Februar 1956 zusätzlich noch stark erhöht wurde, hatte die unmittelbar anschliessende Suezkrise eine weitere Verschärfung der Versorgungslage zur Folge. Die darauf folgenden milden Winter, das Nachlassen der Hochkonjunktur und namentlich die strukturellen Änderungen im Rohenergieverbrauch führten dann aber zu einer unerwarteten Kohlenschwemme und zu Nebenerscheinungen, wie z. B. dem Zusammenbruch der Überseefrachtansätze, der die Tatsache erklärt, dass in Regensburg a. d. Donau, also im östlichen Gebiete von Westdeutschland, die amerikanische Kohle billiger erhältlich war als die Ruhrkohle.

Dieser kurze Ausschnitt aus der allerletzten Entwicklung lässt die Tragweite der energiewirtschaftlichen Probleme und ihre starke wechselseitige Verflechtung deutlich erkennen. Er zeigt auch, wie Strukturänderungen in der Verwendung einzelner Energieträger angesichts dieser naturgegebenen Beziehungen ebenfalls die andern Energiequellen betreffen.

Die überaus stürmische Entwicklung auf dem Gebiete der Entdeckung und der Erschliessung neuer Rohöl- und Erdgasvorkommen namentlich in Frankreich und in Nord-Afrika haben eine ganz neue Lage geschaffen, deren Folgen auch für unser Land nicht übersehen werden dürfen. Das Vortreiben von Gasfernleitungen bis in die Nähe unserer Westgrenze und die Aussichten, in einigen Jahren durch eine Ölleitung mit den Mittelmeerhäfen direkt verbunden zu werden, eröffnen neue Möglichkeiten, deren Auswirkungen nicht zu unterschätzen sind. Auf Grund dieser noch vor kurzem ungeahnten Entwicklung mahnen die für die Elektrizitätsversorgung verantwortlichen Kreise immer mehr zur Besinnung und warnen namentlich vor übertriebenem Optimismus in der Aufstellung von Prognosen für den zukünftigen Bedarfszuwachs, insbesondere vor der sogenannten Gesetzmässigkeit der Verbrauchsverdopplung in zehn Jahren.

Es ist darum leicht verständlich, dass die gleichen Kreise, die für den Betrieb der zukünftigen Kernkraftwerke verantwortlich sind und die zusätzlichen Jahreskosten zu tragen haben, die Dringlichkeit der Erstellung von Versuchsreaktoren zur Elektrizitätserzeugung anders beurteilen als die am Bau dieser Kernkraftwerke interessierten Industrien, ganz abgesehen von jenen internationalen Gremien, die — ohne irgendwelche Verantwortung zu tragen — ihre Existenzberechtigung aus der Notwendigkeit solcher Anlagen abzuleiten glauben.

In der Schweiz schlossen sich alle interessierten Kreise in der Reaktor AG zusammen, um die Grundlagenforschung im Kernreaktorbau auf privatwirtschaftlicher Basis in die Wege zu leiten. Man sah jedoch bald ein, dass die seinerzeit aufgestellten Kostenvoranschläge nicht eingehalten werden konnten, und heute ist mit bedeutend höheren Investitionen und Betriebskosten zu rechnen. Das gleiche Missverhältnis zwischen Ausgangslage und heutigem Stand der Ausgaben ist auch bei ähnlichen Institutionen im Ausland entstanden, so dass man mit jeglicher Kritik zurückhaltend sein sollte. Dagegen haben gewisse Bestrebungen nicht nur bei der Wahl des Standortes, sondern namentlich auch beim Ausbau dieser gesamtschweizerischen Institution mitgespielt, die unvermeidlich Reaktionen nicht nur regionaler Art, sondern auch solche in Industriekreisen hervorrufen mussten.

Dies führte zur Aufstellung von drei weiteren Kernreaktorprojekten, deren Finanzierung gegenwärtig grosses Kopfzerbrechen verursacht.

Zur Beseitigung der durch die zusätzlichen Kosten bei der Reaktor AG entstandenen Finanzierungsschwierigkeiten sind gegenwärtig Bestrebungen im Gange, die im Bau befindlichen Anlagen in Würenlingen an den Bund — in Form einer Schenkung — abzutreten, wobei dieser die zusätzlichen Investitionen übernehmen würde.

Es wäre zu hoffen, dass im Geiste einer freundschaftlichen Lösung eine Einigung über die Zusammenfassung der verschiedenen Projekte erzielt würde, da sich die Schweiz neben dem zur Grundlagenforschung geschaffenen Institut in Würenlingen, das ohnehin sehr hohe Investitionen nach sich zieht, eine Zersplitterung der Kräfte im Kernreaktorbau nicht leisten kann.

Um in der heutigen Situation eine neue Lösung zu finden, braucht es Zeit. Nachdem nun aber sowohl in unsern Nachbarländern als auch in Kanada und in den USA die für die Elektrizitätsversorgung verantwortlichen Fachleute immer mehr überzeugt sind, dass es auf Grund der heutigen Erfahrungen verfrüht wäre, die Aussichten der verschiedenen Reaktortypen beurteilen zu wollen, so dürften wir uns die Zeit nehmen, mit dem Bau von Versuchskraftwerken noch zuzuwarten, bis sich neue Wege für eine erspriessliche Zusammenarbeit angebahnt haben.

Vor rund 50 Jahren beschäftigten sich unsere zuständigen Fachleute intensiv mit dem Problem der Wahl des für die Elektrifizierung der Schweizerbahnen günstigsten Zugförderungssystems. Damals nahm man sich die Zeit, die Probleme eingehend und unvoreingenommen zu erörtern. Wo würden

wir heute stehen, wenn damals in voreiliger Weise Beschlüsse zugunsten des Drehstromantriebes gefasst worden wären?

Andererseits dürfen die mit der Entwicklung der Gasturbine gemachten Erfahrungen nicht übersehen werden. Bis zur Schaffung eines für den Betrieb brauchbaren Prototyps wurden etwa 20 Jahre für Studien und Entwicklungsarbeiten benötigt. Ebenso viele Jahre verstrichen, bis die erste Grossanlage vollkommen befriedigte.

Diese Hinweise zeigen, dass auch in der Beurteilung der Zukunftsaussichten von Kernreaktoren für die Energieerzeugung «Masshalten» am Platze ist und dass die in der öffentlichen Presse verbreiteten Schlagworte, wie «il est absolument indispensable que nous prenions aussi le tournant atomique» wohl auf lange Sicht richtig sind, jedoch nicht zur Erzwingung von Sofortlösungen, die unvermeidlich Fehlinvestitionen verursachen würden, gebraucht werden sollten.

E. H. Etienne

Nach der Erledigung der Regularien beschloss die Versammlung, dem Post- und Eisenbahndepartement zu beantragen, den Präsidenten des Nationalkomitees an die Sitzungen der Eidg. Wasser- und Energiewirtschaftskommission einzuladen, um eine klare Trennung der Arbeiten dieser beiden Institutionen und die Vermeidung von Doppelspurigkeiten anzustreben.

Ferner wurde der Bericht des Fachausschusses für Raumheizung über «Die volkswirtschaftliche Bedeutung zweckmässiger Massnahmen zur Erzielung von Einsparungen auf dem Gebiete der Raumheizung» genehmigt und dessen Veröffentlichung beschlossen.

Sodann wurde der Ausschuss des Nationalkomitees ermächtigt, für das Studium der Probleme der Raumheizung in der Industrie, der Fernheizung, sowie der Fragen des baulichen Wärmeschutzes den Fachausschuss für Raumheizung umzubilden und ein diesbezügliches Arbeitsprogramm aufzustellen.

Das Nationalkomitee nahm ferner Kenntnis von einem Bericht über die Teiltagung der Weltkraftkonferenz in Montreal, der kürzlich in der Zeitschrift «Wasser- und Energiewirtschaft», Heft 7, vom 10. August 1959, erschienen ist. Es seien hier nur die Schlussfolgerungen zum Abschnitt über die Kernenergie wiedergegeben:

«Wenn auch nach wie vor die Meinung vorherrscht, dass es trotz der sehr hohen finanziellen Aufwendungen gelingen sollte, mit der Zeit elektrische Energie aus der Kernspaltung zu tragbaren Kosten zu erzeugen, so bestehen doch immer deutlicher Zweifel über die Zeitspanne, die zur Lösung der zahlreichen Einzelprobleme erforderlich ist. Daher rührt die bei den Betriebsverantwortlichen immer grösser werdende Skepsis über die von verschiedenen Kreisen befürwortete frühzeitige Inangriffnahme des Baues von Kernkraftwerken.

Zusammenfassend wurde der Schluss gezogen, dass der gegenwärtige Stand der aus den im Betrieb stehenden Anlagen gewonnenen Erfahrungen noch nicht ausreichend ist, um die Entwicklungsaussichten der verschiedenen Reaktortypen zu beurteilen. Die Zukunft der Kernenergie beruht auf ihrer Fähigkeit, sich in die bestehenden Energieversorgungssysteme eingliedern zu lassen. Nun berührt aber die Entwicklung eines einzelnen Energieträgers auch alle anderen Energiequellen. Darum können die grundsätzlichen Fragen der Kernenergie nur im Zusammenhang mit den Problemen der gesamten Energiewirtschaft objektiv erörtert werden.»

Ferner wurde das Nationalkomitee über das Programm der nächsten Teiltagung der Weltkraftkonferenz, die vom 5. bis 9. Juni 1960 in Madrid stattfindet, orientiert, sowie über die drei angemeldeten schweizerischen Berichte:

1. *Die Versicherung des Atomrisikos*  
von Dr. W. Belser, Direktor des «Centre d'Etudes du risque atomique du Comité Européen des Assurances», Zürich.
2. *Einige vergleichende Bemerkungen über die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherwerken, ausgerüstet mit Pumpenturbinen einerseits und getrennten Maschinen andererseits*  
von E. J. Meier, Escher Wyss AG, Zürich.
3. *Die Personalausbildung auf dem Gebiete der Kernenergie*  
von Dr. R. Sontheim, Direktor der Reaktor AG, Zürich.

Ferner ist zu erwähnen, dass die übernächste *Teiltagung der Weltkraftkonferenz im Jahre 1964 in der Schweiz* durchgeführt wird. Der Ausschuss wurde beauftragt, ein Finanz- und Programmkomitee einzusetzen und die Vorbereitungen für die Durchführung dieser Tagung in die Wege zu leiten.

Im Anschluss an die Versammlung hielt Herr Prof. Dr.-Ing. O. Löbl, Berater des Vorstandes des Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerkes AG und Honorarprofessor an der Technischen Hochschule Aachen, den auf S. 197 ff. veröffentlichten interessanten Vortrag.

### VDEW-Tagung «Tarife und Verträge»

Die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) organisiert vom 19. bis 23. Oktober 1959 auf der Insel Reichenau im Bodensee einen weitem Kurs über «Tarife und Verträge», wobei folgende Vorträge vorgesehen sind:

- Die Selbstkostenrechnung als Grundlage der Strompreiskalkulation
- Das Energiepreisrecht
- Verträge mit Tarifabnehmern
- Die technischen Grundlagen der Verbrauchsmessung
- Die rechtlichen Grundlagen der Verbrauchsmessung
- Verträge mit Sonderabnehmern
- Grundfragen der Verkaufsabrechnung
- Entwicklungstendenzen der Elektrizitätsanwendung
- Der Belastungsverlauf, seine Beeinflussung und die kaufmännisch-wirtschaftlichen Folgerungen
- Vertrauenswerbung

Für weitere Auskünfte steht das Sekretariat VSE gerne zur Verfügung.

### Seminar über «Die Automatisierungsprobleme in der Energiewirtschaft»

In der Woche vom 21. bis 25. September 1959 wird die Internationale Studiengesellschaft für wirtschaftliche, wissenschaftliche und kulturelle Zusammenarbeit in Wiesbaden ein Fachseminar über die Automatisierungsprobleme in der Energiewirtschaft veranstalten. In Vorträgen und Diskussionen sollen die Teilnehmer des Seminars mit den Problemen der Automation, die sich auf dem Gebiete der Energiewirtschaft stellen, vertraut gemacht werden. Über das definitive Programm gibt das Sekretariat VSE gerne Auskunft.

### Energierationalisierung im Betrieb

Vom 19. bis 23. Oktober 1959 führt die «Forschungsstelle für Energiewirtschaft» an der Technischen Hochschule Karlsruhe einen Kurs über «Die Rationalisierung im Betrieb» durch.

Das Programm sieht Vorträge und Diskussionen auf den folgenden Gebieten vor:

- Grundsätzliches zur Energiebedarfsdeckung in der Industrie

- Die Gestaltung der innerbetrieblichen Stromverteilungsanlagen
- Datenerfassung und -verarbeitung im Rahmen der energetischen Betriebsüberwachung
- Probleme der Lichtbedarfsdeckung
- Betriebsverhalten von Drehstrom-Kurzschlussläufer-Motoren
- Betriebskosten von elektrisch betriebenen Produktionsanlagen

- Die energetische Bedeutung der mechanischen Betriebs-eigenschaften von Arbeitsmaschinen
- Ergebnisse der Antriebsuntersuchungen in Industrie-betrieben
- Wärmewirtschaft im Niedertemperaturbereich
- Wärmewirtschaft im Hochtemperaturbereich
- Wirtschaftlicher Betrieb von Kesselanlagen und Strom-erzeugungsanlagen.

Allfälligen Interessenten steht das Sekretariat VSE für weitere Auskünfte gerne zur Verfügung.

## Aus dem Kraftwerkbau

### Einweihung des Kraftwerkes Rheinau

Am 14. Juli wurde, nach wiederholter Verschiebung der Einweihungsfeier, das in den Jahren 1956 und 1957 gebaute

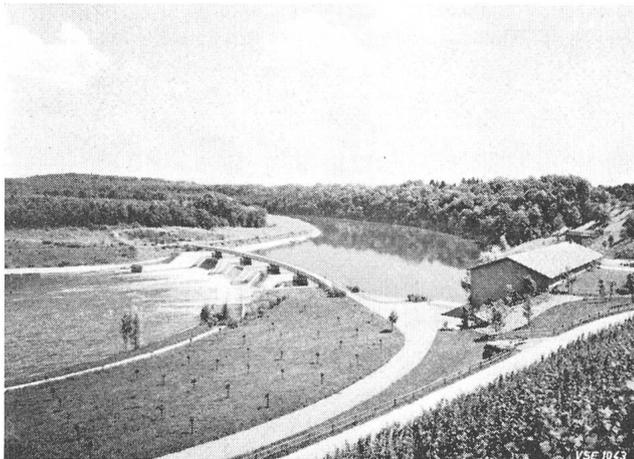


Fig. 1

Nahaufnahme von Wehr und Maschinenhaus

mitgliedern aus Bund, Kantonen, Ufergemeinden und der deutschen Nachbarschaft Folge. Aber auch viele der am Bau beteiligten Firmen, Vertreter des Personals, der Öffentlichkeit und der Elektrizitätswirtschaft freuten sich an diesem Tag zusammen mit den Partnern der Rheinau AG, mit den Nordostschweizerischen Kraftwerken und der Aluminium AG, am gelungenen Werk.

Das Kraftwerk Rheinau musste sich seinen Weg gegen einen Berg von Widerständen und Anfeindungen erkämpfen. Interessant war es deshalb, aus der Ansprache des Verwaltungs-ratspräsidenten zu vernehmen, dass ein erstes Verleihungsgesuch schon aus dem Jahr 1861 datiert und dass schon im Jahr 1896 eine Vereinbarung zwischen dem Grossherzogtum Baden und dem Kanton Zürich über die Verwertung der Wasser-kraft des Rheins bei Rheinau zustandekam. Das schliesslich auf Grund langjähriger Studien ausgereifte Projekt, dem die Konzession auf 1. Februar 1948 erteilt wurde, begegnete in den 50er Jahren einer selten heftigen Opposition aus Natur-schutzkreisen.

Der offizielle Augenschein am 14. Juli 1959 zeigte einer grossen Schar von Gästen aus der ganzen Schweiz und der deutschen Nachbarschaft, dass sich auf der von grünen Wäl-dern umschlossenen Stromstrecke zwischen Rheinfal und Rheinau nichts Entscheidendes geändert hat und dass manche in der Hitze des Abstimmungskampfes gemachte düstere Pro-



Fig. 2

Gesamtübersicht über die Rheinschlaufe bei Rheinau  
Maschinenhaus und Wehr vor dem Kloster erwecken den Eindruck, schon immer Bestandteil dieser Landschaft gewesen zu sein

Kraftwerk Rheinau in aller Form dem Betrieb übergeben. Der Einladung der Rheinau AG und ihres Verwaltungsrats-präsidenten, Dr. Sigg, leistete eine grosse Zahl von Behörde-

gnose vor der Wirklichkeit nicht zu bestehen vermag. Es ist so, dass sich die Mehraufwendungen von einigen Millionen Franken zur Verwirklichung eines konstruktiven, nicht nur

konservierenden, schöpferischen Natur- und Heimatschutzes gerade im Fall Rheinau mehr als gelohnt haben, weil das stark in den Hang hinein verlegte Maschinenhaus, wie auch die besondere Wehrkonstruktion, das einmalige Bild des Klosters in der Rheinschlaufe, wie unser Bild zeigt, keineswegs zerstört haben. Dabei sei daran erinnert, dass das Werk in einem Jahr mittlerer Wasserführung rund 215 Millionen kWh zu erzeugen vermag, was ungefähr dem gesamten Elektrizitätskonsum von Stadt und Kanton Schaffhausen entspricht.

Das Elektrizitätswerk Rheinau wurde am 14. Juli mit Recht als ein Werk gefeiert, das hohen Ansprüchen genügt und das auch den früheren Gegner versöhnen sollte. Es ist eine schöne Sitte, die Inbetriebnahme eines solchen Werkes für die Beteiligten und für die ortsansässige Bevölkerung in einem festlichen Rahmen zu begehen, und damit zu dokumentieren, dass ein solches Ereignis auch geschichtsbildenden Wert hat.

*F. Wanner*

## Betriebsaufnahme der Zentrale Champ-Bougin des Service de l'Electricité de la Ville de Neuchâtel

Der Umbau des Verteilnetzes des Service de l'Electricité de la Ville de Neuchâtel ist am 25. Mai 1959 mit der Einweihung der neuen Zentrale Champ-Bougin vollendet worden.

Die Umbauarbeiten umfassten die Verteilung in 380/220 V sowie in 8 kV, mit welcher Spannung die Transformatorstationen in den einzelnen Quartieren bedient werden, und in 32 kV mit der Unterstation Pierre-à-Bot, wo die elektrische Energie von 60 kV auf 32 kV transformiert wird und die gemeinsam mit der Electricité Neuchâteloise S. A. erstellt wurde.

Das ganze Netz wird heute von Champ-Bougin — wo die Anlage mit dem alten thermischen Werk in eine Kommando- stelle umgebaut wurde — überwacht und ferngesteuert. Vom gleichen Ort aus wird auch die Wasserpumpanlage und die Kompressorstation des Gaswerkes kontrolliert.

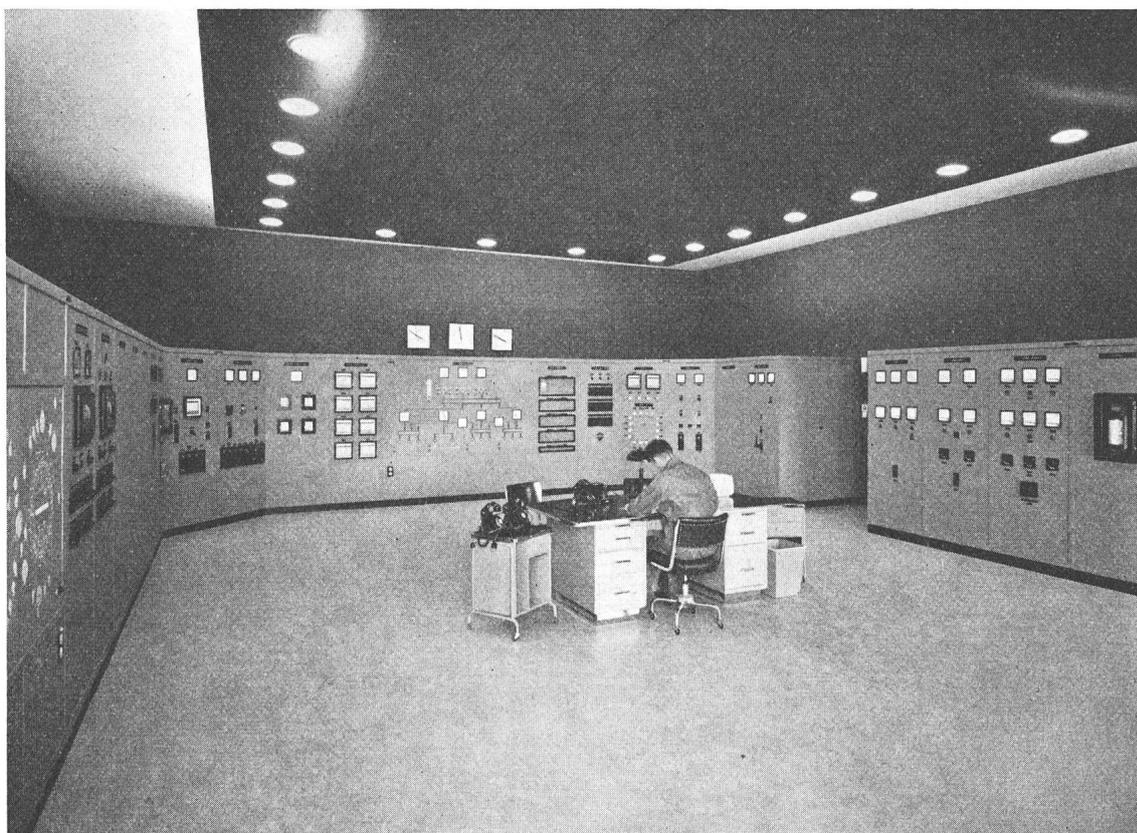


Fig. 1

Zentraler Kommandoraum von Champ-Bougin

### Bau des Kraftwerkes Niederried

Anlässlich der Generalversammlung der Bernischen Kraftwerke AG vom 13. Juni 1959 wurde der Bau des Kraftwerkes Niederried beschlossen. Die neue Zentrale wird beim bestehenden Wehr Niederried am rechten Ufer erstellt. Bei 170 m<sup>3</sup> pro Sekunde Schluckvermögen und rund 10 m Gefälle wird die maximal mögliche Leistung der Zentrale 15 000 kW betragen; die mittlere mögliche Jahresproduktion wird sich auf 60,5 Millionen kWh belaufen (Sommer 42 Millionen, Winter 18,5 Millionen). Die Konzession für das neue Werk wurde am 28. April 1959 erteilt. Die Kosten werden sich auf 19 Millionen Franken belaufen.

### Durchschlag des Druckstollens Andermatt—Göschenen

Kürzlich wurde der 2,3 km lange und einen lichten Durchmesser von 2,3 m aufweisende Druckstollen der Stufe Andermatt—Göschenen des Kraftwerkes Göschenen durchschlagen. Damit sind die Ausbrucharbeiten für die Stollen beider Stufen (Göscheneralp—Göschenen und Andermatt—Göschenen) abgeschlossen. Auch die Zuleitungsstollen sind bis zu etwa 90 % erstellt.

## Verbandsmitteilungen

### 88. Meisterprüfung

Vom 14. bis 17. Juli 1959 fand in der Ecole secondaire professionnelle in Fribourg die 88. Meisterprüfung statt. Von

insgesamt 33 Kandidaten aus der französisch- und deutschsprechenden Schweiz haben folgende die Prüfung mit Erfolg bestanden:

Balet Roger, Grône  
 Bassi Ferdinand, Arosa  
 Besson Gaston, La Sarraz  
 Bresch André, Coppet  
 Chenaux Gabriel, Genf  
 Costa Raymond, Sion  
 Frauchiger Hermann, Gossau (ZH)  
 Hauser Georges, La Neuveville  
 Hunn Franz, Rohr (AG)  
 Jelmoni Silvano, Brissago

Lenoir Edmond, Genf  
 Müller Norbert, Zürich  
 Mundwiler Ernst, Frenkendorf  
 Naef Franz, Sion  
 Sägesser Otto, Bern  
 Zbinden Georges, Yverdon  
 Zöllig Paul, Engwilen  
 Züst Gustav, Heiden

Meisterprüfungskommission VSEI/VSE

## Wirtschaftliche Mitteilungen

### Energiewirtschaft der SBB im 1. Quartal 1959

620.9 : 621.33(494)

Erzeugung und Verbrauch	I. Quartal (Januar — Februar — März)					
	1959			1958		
	GWh	in % des Totals	in % des Gesamttotals	GWh	in % des Totals	in % des Gesamttotals
<b>A. Erzeugung der SBB-Kraftwerke</b>						
Kraftwerke Amsteg, Ritom, Vernayaz, Barberine, Massaboden, sowie Nebenkraftwerke Göschenen und Trient						
Total der erzeugten Energie (A) ... ..	<b>170,1</b>		<b>55,2</b>	113,9		39,4
<b>B. Bezogene Energie</b>						
a) von den Gemeinschaftswerken Etzel und Rapperswil-Auenstein ... ..	<b>64,7</b>	<b>46,8</b>	<b>21,0</b>	56,8	32,3	19,5
b) von fremden Kraftwerken (Miéville, Mühleberg, Spiez, Gösgen, Lungernsee, Seebach und Küblis)	<b>73,5</b>	<b>53,2</b>	<b>23,8</b>	118,6	67,7	41,1
Total der bezogenen Energie (B) ... ..	<b>138,2</b>	<b>100,0</b>	<b>44,8</b>	175,4	100,0	60,6
Gesamttotal der erzeugten und der bezogenen Energie (A + B) ... ..	<b>308,3</b>		<b>100,0</b>	289,3		100,0
<b>C. Verbrauch</b>						
a) für den Bahnbetrieb ... ..	<b>255,8</b>	<b>83,0</b>		237,0	82,0	
b) Eigenverbrauch sowie Übertragungsverluste ...	<b>41,1</b>	<b>13,3</b>		36,8	12,7	
c) Abgabe an Dritte ... ..	<b>11,4</b>	<b>3,7</b>		10,8	3,7	
d) Abgabe von Überschussenergie ... ..	—	—		4,7	1,6	
Total des Verbrauches (C) ... ..	<b>308,3</b>	<b>100,0</b>		289,3	100,0	

### Europakarte des Leitungsnetzes für die Übertragung elektrischer Energie

Soeben ist die 6. Auflage der Karte der UNIPEDE mit dem europäischen Leitungsnetz für die Übertragung der elektrischen Energie erschienen. Die Karte mit den Massen 180 × 185 cm, auf der Europa im Maßstab 1 : 2 000 000 dargestellt ist, ist aus 4 Blättern zusammengesetzt.

Das Werk umfasst alle Leitungen für die Übertragung der elektrischen Energie, und zwar:

1. Bestehende Leitungen
2. Im Bau befindliche Leitungen
3. Projektierte und im Hinblick auf eine baldige Verwirklichung im Studium befindliche Leitungen
4. Für eine spätere Verwirklichung vorgesehene Projekte
5. Zukünftiger möglicher Ausbau des Leitungsnetzes (225 kV und 380 kV).

Die Leitungen sind in drei Gruppen eingeteilt und entsprechend gekennzeichnet:

90—150 kV schwarz  
 200—225 kV grün  
 über 225 kV rot

Auf der Karte sind auch die wichtigsten Kraftwerke eingetragen, die mit dem Leitungsnetz verbunden sind. Je nach ihrer Natur (hydraulisches Kraftwerk, thermisches Kraftwerk) und der Unterscheidung, ob es sich um im Bau, im Betrieb oder in Projektierung befindliche Anlagen handelt, sind sie mit verschiedenen Symbolen bezeichnet.

Der Preis für die neue Karte wurde wie bei der letzten Auflage auf 5000 franz. Franken, exklusive Versandkosten, festgesetzt.

Das Sekretariat der Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Electrique, 12, Place des Etats-Unis, Paris (16<sup>e</sup>) steht gerne zur Verfügung der Elektrizitätswerke, um ihnen zu den oben genannten Bedingungen die gewünschte Anzahl der Karten zuzustellen.

## Überlastung des Netzes infolge Klimaanlage

Die Klimaanlage haben als Elektrizitätsanwendung und als Faktor im Belastungs-Diagramm der Elektrizitätswerke in unserem Land noch praktisch keine Bedeutung. Vor allem in den Haushaltungen sind sie überhaupt nicht anzutreffen. In Amerika dürften die Verhältnisse, wie aus einer «Reuter»-Meldung hervorgeht, grundlegend anders sein. Rund 500 000 New Yorker sollen während 13 Stunden ohne Strom geblieben sein, weil das Verteilnetz infolge Überbeanspruchung seinen Dienst versagte. Diese Überbeanspruchung sei auf die in New York herrschende Hitze zurückzuführen, zu deren Bekämpfung die Klimaanlage auf Hochtouren liefen. Dieser Vorfall zeigt, wie der gleichzeitige Betrieb gewisser Anwendungen zu schwerwiegenden Störungen infolge Überbelastung des Netzes an gewissen Tagen führen kann.

## Zahlen aus der schweizerischen Wirtschaft

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

Nr.		Juni	
		1958	1959
1.	Import . . . . . } 10 <sup>6</sup> Fr. {	612,3	726,1
	(Januar-Juni) . . . . .	(3 689,9)	(3 863,2)
	Export . . . . . } 10 <sup>6</sup> Fr. {	526,6	594,6
	(Januar-Juni) . . . . .	(3 170,2)	(3 341,8)
2.	Arbeitsmarkt: Zahl der Stellensuchenden . . . . .	2 339	1 697
3.	Lebenskostenindex*) Aug. 1939 {	182,4	179,9
	Grosshandelsindex*) = 100 {	216,5	211,7
	Detailpreise*): (Landesmittel) (August 1939 = 100)		
	Elektrische Beleuchtungsenergie Rp./kWh . . . . .	33	33
	Elektr. Kochenergie Rp./kWh . . . . .	6,6	6,6
	Gas Rp./m <sup>3</sup> . . . . .	29	30
	Gaskoks Fr./100 kg . . . . .	19,69	16,47
4.	Zahl der Wohnungen in den zum Bau bewilligten Gebäuden in 42 Städten . . . . .	2 052	2 082
	(Januar-Juni) . . . . .	(7 572)	(11 745)
5.	Offizieller Diskontsatz . . . %	2,5	2,0
6.	Nationalbank (Ultimo)		
	Notenumlauf . . . . . 10 <sup>6</sup> Fr.	5 569,0	5 775,1
	Täglich fällige Verbindlichkeiten . . . . . 10 <sup>6</sup> Fr.	3 025,4	2 899,4
	Goldbestand und Golddevisen . . . . . 10 <sup>6</sup> Fr.	8 605,1	8 756,1
	Deckung des Notenumlaufes und der täglich fälligen Verbindlichkeiten durch Gold %	93,47	95,21
7.	Börsenindex	am 25. Juni	am 26. Juni
	Obligationen . . . . .	99	98
	Aktien . . . . .	399	469
	Industrieaktien . . . . .	538	552
8.	Zahl der Konkurse . . . . .	37	38
	(Januar-Juni) . . . . .	(241)	(210)
	Zahl der Nachlassverträge . . . . .	9	12
	(Januar-Juni) . . . . .	(79)	(88)
9.	Fremdenverkehr	Mai	1959
	Bettenbesetzung in % nach den vorhandenen Betten . . . . .	1958	1959
		26,5	29,0
10.	Betriebseinnahmen der SBB allein	Mai	1959
		1958	1959
	Verkehrseinnahmen aus Personen- und Güterverkehr . . . . . } 10 <sup>6</sup> Fr. {	71,7	67,9
	(Januar-Mai) . . . . .	(321,9)	(319,2)
	Betriebsertrag . . . . .	78,6	74,7
	(Januar-Mai) . . . . .	(354,8)	(352,1)

\*) 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.

## Unverbindliche mittlere Marktpreise

je am 20. eines Monats

### Metalle

		Juli	Vormonat	Vorjahr
Kupfer (Wire bars) <sup>1)</sup> . . . . .	sFr./100 kg	280.—	299.—	265.—
Banka/Billiton-Zinn <sup>2)</sup> . . . . .	sFr./100 kg	985.—	985.—	905.—
Blei <sup>1)</sup> . . . . .	sFr./100 kg	89.—	91.—	95.—
Zink <sup>1)</sup> . . . . .	sFr./100 kg	98.—	98.—	88.—
Stabeisen, Formeisen <sup>3)</sup> . . . . .	sFr./100 kg	51.50	49.50	65.50
5-mm-Bleche <sup>3)</sup> . . . . .	sFr./100 kg	52.—	47.—	61.—

<sup>1)</sup> Preise franko Waggon Basel, verzollt, bei Mindestmengen von 50 t.  
<sup>2)</sup> Preise franko Waggon Basel, verzollt, bei Mindestmengen von 5 t.  
<sup>3)</sup> Preise franko Grenze, verzollt, bei Mindestmengen von 20 t.

### Flüssige Brenn- und Treibstoffe

		Juli	Vormonat	Vorjahr
Reinbenzin/Bleibenzen <sup>1)</sup> . . . . .	sFr./100 kg	37.—	37.—	40.—
Dieselöl für strassenmotorische Zwecke <sup>2)</sup> . . . . .	sFr./100 kg	35.20	35.20	36.15
Heizöl Spezial <sup>2)</sup> . . . . .	sFr./100 kg	16.15	16.15	15.50
Heizöl leicht <sup>2)</sup> . . . . .	sFr./100 kg	15.45	15.45	14.70
Industrie-Heizöl mittel (III) <sup>2)</sup> . . . . .	sFr./100 kg	12.10	12.10	11.50
Industrie-Heizöl schwer (V) <sup>2)</sup> . . . . .	sFr./100 kg	10.90	10.90	10.30

<sup>1)</sup> Konsumenten-Zisternenpreis franko Schweizergrenze Basel, verzollt, inkl. WUST, bei Bezug in einzelnen Bahnkesselwagen von ca. 15 t.  
<sup>2)</sup> Konsumenten-Zisternenpreise (Industrie), franko Schweizergrenze Buchs, St. Margrethen, Basel, Genf, verzollt, exkl. WUST, bei Bezug in einzelnen Bahnkesselwagen von ca. 15 t. Für Bezug in Chiasso, Pino und Iselle reduzieren sich die angegebenen Preise um sFr. 1.—/100 kg.

### Kohlen

		Juli	Vormonat	Vorjahr
Ruhr-Brechkoks I/II <sup>1)</sup> . . . . .	sFr./t	105.—	105.—	136.—
Belgische Industrie-Fettkohle				
Nuss II <sup>1)</sup> . . . . .	sFr./t	81.—	81.—	99.50
Nuss III <sup>1)</sup> . . . . .	sFr./t	78.—	78.—	99.—
Nuss IV <sup>1)</sup> . . . . .	sFr./t	76.—	76.—	97.—
Saar-Feinkohle <sup>1)</sup> . . . . .	sFr./t	72.—	72.—	87.50
Französischer Koks, Loire <sup>1)</sup> . . . . .	sFr./t	124.50	124.50	139.—
Französischer Koks, Nord <sup>1)</sup> . . . . .	sFr./t	119.—	119.—	136.—
Polnische Flammkohle				
Nuss I/II <sup>2)</sup> . . . . .	sFr./t	88.50	88.50	101.—
Nuss III <sup>2)</sup> . . . . .	sFr./t	82.—	82.—	100.—
Nuss IV <sup>2)</sup> . . . . .	sFr./t	82.—	82.—	100.—

<sup>1)</sup> Sämtliche Preise verstehen sich franko Waggon Basel, verzollt, bei Lieferung von Einzelwagen an die Industrie.  
<sup>2)</sup> Sämtliche Preise verstehen sich franko Waggon St. Margrethen, verzollt, bei Lieferung von Einzelwagen an die Industrie.

## Aus den Geschäftsberichten schweizerischer Elektrizitätswerke

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

Man kann auf Separatabzüge dieser Seite abonnieren

	Kraftwerk Ryburg-Schwörstadt AG. Rheinfelden		Services Industriels de la Ville de Lausanne Lausanne		Industrielle Betriebe Interlaken Interlaken		Elektra Fraubrunnen Jegenstorf	
	1957/1958	1956/1957	1958	1957	1958	1957	1958	1957
1. Energieproduktion . . . kWh			348 994 400	297 358 000	5 755 900	5 746 600	—	—
2. Energiebezug . . . . . kWh			76 495 300	97 670 100	13 868 782	13 011 594	—	—
3. Energieabgabe . . . . . kWh	730 757 850	749 206 940	360 450 700	340 279 900	19 624 682	18 758 194	18 943 000	17 772 000
4. Gegenüber Vorjahr . . %	— 2,46	+ 4,56	+ 5,9	+ 9,0	+ 4,6	+ 8,3	+ 5,9	+ 7,4
5. Davon Energie zu Abfallpreisen . . . . . kWh			11 317 000	7 358 000	2 000	13 000	—	—
11. Maximalbelastung . . . kW			65 000	60 000	3 920	3 900	—	—
12. Gesamtanschlusswert . . kW			522 734	495 010	28 530	25 900	43 910	41 557
13. Lampen . . . . . {Zahl kW	} 1)	} 1)	1 003 241	954 793	79 100	77 400	57 910	56 840
14. Kochherde . . . . . {Zahl kW			50 162	47 740	2 660	2 540	2 151	2 064
15. Heisswasserspeicher . . {Zahl kW			31 525	29 695	1 200	1 100	3 564	3 432
16. Motoren . . . . . {Zahl kW			216 078	204 735	8 700	7 785	21 256	20 336
			13 240	12 962	1 685	1 585	2 104	1 975
			84 979	83 767	3 755	3 510	2 368	2 167
			31 018	28 278	3 120	2 780	7 343	6 669
			40 832	38 937	3 780	3 550	8 300	7 571
21. Zahl der Abonnemente . . . .			61 311	59 764	4 076	4 043	4 552	4 466
22. Mittl. Erlös p. kWh Rp./kWh			5,97	5,99	9,2	9,0	7,69	7,46
<i>Aus der Bilanz:</i>								
31. Aktienkapital . . . . . Fr.	30 000 000	30 000 000	—	—	—	—	—	—
32. Obligationenkapital . . . . . »	6 000 000	6 000 000	—	—	—	—	—	—
33. Genossenschaftsvermögen . . »			—	—	—	—	—	—
34. Dotationskapital . . . . . »			—	—	—	—	—	—
35. Buchwert Anlagen, Leitg. »	64 524 666	63 432 515	35 885 152	34 576 064	650 000	650 000	7 000	15 000
36. Wertschriften, Beteiligung »	9 739 002	9 825 647	17 114 000	17 114 000	16 050	16 050	473 220	498 220
37. Erneuerungsfonds . . . . . »	32 637 602	32 336 321	—	—	1 130 740	906 940	283 000	281 500
<i>Aus Gewinn- und Verlustrechnung:</i>								
41. Betriebseinnahmen . . . . Fr.	6 814 581 <sup>2)</sup>	7 177 262 <sup>2)</sup>	28 935 217	26 976 665	1 672 000	1 562 200	445 699	433 619
42. Ertrag Wertschriften, Beteiligungen . . . . . »	399 466	362 685	—	—	—	—	18 786	16 469
43. Sonstige Einnahmen . . . . . »	108 182	117 247	—	—	32 300	23 500	8 416	8 440
44. Passivzinsen . . . . . »	172 489	172 108	3 370 707	3 385 687	60 600	61 500	—	—
45. Fiskalische Lasten . . . . . »	2 860 461	2 603 729	148 843	148 230	9 900	9 900	31 572	26 127
46. Verwaltungsspesen . . . . . »	605 656	584 263	1 339 449	1 202 739	148 200	145 000	125 199	114 749
47. Betriebsspesen . . . . . »	950 725	832 250	9 985 897	9 696 471	235 560	206 370	140 700	160 213
48. Energieankauf . . . . . »			4 818 559	5 681 067	504 885	471 950	958 218	867 264
49. Abschreibg., Rückstell'gen »	806 583	1 538 429	4 556 257	4 299 604	476 000	466 540	117 745	149 389
50. Dividende . . . . . »	1 800 000	1 800 000	—	—	—	—	3 339	3 237
51. In % . . . . . »	6	6	—	—	—	—	6	6
52. Abgabe an öffentliche Kassen . . . . . »			7 549 585	5 396 185	267 000	217 000	30 000	20 000
<i>Übersicht über Baukosten und Amortisationen</i>								
61. Baukosten bis Ende Berichts-jahr . . . . . Fr.	66 714 837	65 622 686	157 989 038	154 713 493	7 465 600 <sup>4)</sup>	6 982 300 <sup>4)</sup>	1 189 000	1 151 000
62. Amortisationen Ende Berichts-jahr . . . . . »	2 190 171 <sup>3)</sup>	2 190 171 <sup>3)</sup>	64 162 886	60 209 929	4 733 640	4 497 750	1 182 000	1 136 000
63. Buchwert . . . . . »	64 524 666	63 432 515	93 826 152	94 503 564	2 731 960	2 484 550	7 000	15 000
64. Buchwert in % der Baukosten . . . . . »	96,72	96,66	59,3	61,0	36,6	35,6	0,59	1,43

<sup>1)</sup> kein Detailverkauf.

<sup>2)</sup> Jahreskosten.

<sup>3)</sup> ohne Einlagen in den Anlagenerneuerungsfonds und Anlagekapital-Tilgungsfonds.

<sup>4)</sup> exkl. Reservefonds von Fr. 60 000.—.

# Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie durch die schweizerischen Elektrizitätswerke der Allgemeinversorgung

Mitgeteilt vom Eidgenössischen Amt für Elektrizitätswirtschaft und vom Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Die Statistik umfasst die Erzeugung der Elektrizitätswerke für Stromabgabe an Dritte. Nicht inbegriffen ist also die Erzeugung der bahn- und industrieeigenen Kraftwerke für den eigenen Bedarf.

Monat	Energieerzeugung und Bezug											Speicherung				Energieausfuhr	
	Hydraulische Erzeugung		Thermische Erzeugung		Bezug aus Bahn- und Industriekraftwerken		Energie-Einfuhr		Total Erzeugung und Bezug		Veränderung gegen Vorjahr	Energieinhalt der Speicher am Monatsende		Änderung im Berichtsmonat — Entnahme + Auffüllung			
	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59		1957/58	1958/59	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59
	in Millionen kWh											%	in Millionen kWh				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Oktober . . .	1035	1355	4	1	23	52	165	21	1227	1429	+16,5	2167	3094	-202	-32	112	235
November . .	907	1176	23	2	17	23	250	74	1197	1275	+ 6,5	1895	2844	-272	-250	78	124
Dezember . .	854	1151	31	2	18	21	344	147	1247	1321	+ 5,9	1520	2398	-375	-446	86	125
Januar . . . .	870	1192	31	2	21	26	345	99	1267	1319	+ 4,1	1158	1943	-362	-455	89	128
Februar . . .	978	1114	6	1	27	24	114	99	1125	1238	+10,0	974	1368	-184	-575	83	135
März . . . . .	1168	1186	2	1	23	27	56	65	1249	1279	+ 2,4	522	961	-452	-407	81	145
April . . . . .	1054	1259	4	1	21	24	69	19	1148	1303	+13,5	327	668	-195	-293	75	140
Mai . . . . .	1322	1299	1	—	67	56	12	31	1402	1386	- 1,1	1043	920	+ 716	+ 252	258	255
Juni . . . . .	1387	1375	1	1	48	84	35	56	1471	1516	+ 3,1	1693	1674	+ 650	+ 754	338	347
Juli . . . . .	1482		1		50		53		1586			2505		+ 812		402	
August . . . .	1451		1		50		39		1541			3073		+ 568		406	
September . .	1443		0		50		11		1504			3126 <sup>9)</sup>		+ 53		380	
Jahr . . . . .	13951		105		415		1493		15964							2388	
Okt.-März . .	5812	7174	97	9	129	173	1274	505	7312	7861	+ 7,5			-1847	-2165	529	892
April-Juni . .	3763	3933	6	2	136	164	116	106	4021	4205	+ 4,6			+1171	+ 713	671	742

Monat	Verteilung der Inlandabgabe											Inlandabgabe inklusive Verluste					
	Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft		Industrie		Chemische metallurg. u. thermische Anwendungen		Elektrokessel <sup>1)</sup>		Bahnen		Verluste und Verbrauch der Speicherpumpen <sup>2)</sup>		ohne Elektrokessel und Speicherpump.		Veränderung gegen Vorjahr <sup>3)</sup> %	mit Elektrokessel und Speicherpump.	
	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59		1957/58	1958/59
	in Millionen kWh																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Oktober . . .	523	567	218	215	169	168	14	27	55	59	136	158	1099	1153	+ 4,9	1115	1194
November . .	540	576	217	203	153	157	4	10	65	68	140	137	1110	1137	+ 2,4	1119	1151
Dezember . .	582	607	209	203	144	165	3	6	73	67	150	148	1151	1186	+ 3,0	1161	1196
Januar . . . .	586	609	214	202	138	157	3	6	81	72	156	145	1164	1183	+ 1,6	1178	1191
Februar . . .	512	544	190	196	131	150	5	8	69	68	135	137	1025	1092	+ 6,5	1042	1103
März . . . . .	570	558	208	194	170	166	6	16	76	68	138	132	1160	1115	- 3,9	1168	1134
April . . . . .	506	532	195	205	182	206	9	26	55	56	126	138	1060	1135	+ 7,1	1073	1163
Mai . . . . .	484	520	191	191	180	181	60	41	55	50	174	148	1044	1072	+ 2,7	1144	1131
Juni . . . . .	463	505	193	207	169	170	84	58	56	50	168	179	1017	1079	+ 6,1	1133	1169
Juli . . . . .	468		194		180		99		59		184		1057			1184	
August . . . .	473		191		175		88		52		156		1029			1135	
September . .	495		205		168		51		51		154		1062			1124	
Jahr . . . . .	6202		2425		1959		426		747		1817		12978			13576	
Okt.-März . .	3313	3461	1256	1213	905	963	35	73	419	402	855	857	6709	6866	+ 2,3	6783	6969
April-Juni . .	1453	1557	579	603	531	557	153	125	166	156	468	465	3121	3286	+ 5,3	3350	3463

<sup>1)</sup> Mit einer Anschlussleistung von 250 kW und mehr und mit brennstoffgefeuerter Ersatzanlage.

<sup>2)</sup> Die in Klammern gesetzten Zahlen geben den Verbrauch für den Antrieb von Speicherpumpen an.

<sup>3)</sup> Kolonne 15 gegenüber Kolonne 14.

<sup>4)</sup> Speichervermögen Ende September 1958: 3220 Millionen kWh.

# Gesamte Erzeugung und Verwendung elektrischer Energie in der Schweiz

Mitgeteilt vom Eidgenössischen Amt für Elektrizitätswirtschaft

Die nachstehenden Angaben beziehen sich sowohl auf die Erzeugung der Elektrizitätswerke der Allgemeinversorgung wie der bahn- und industrieeigenen Kraftwerke.

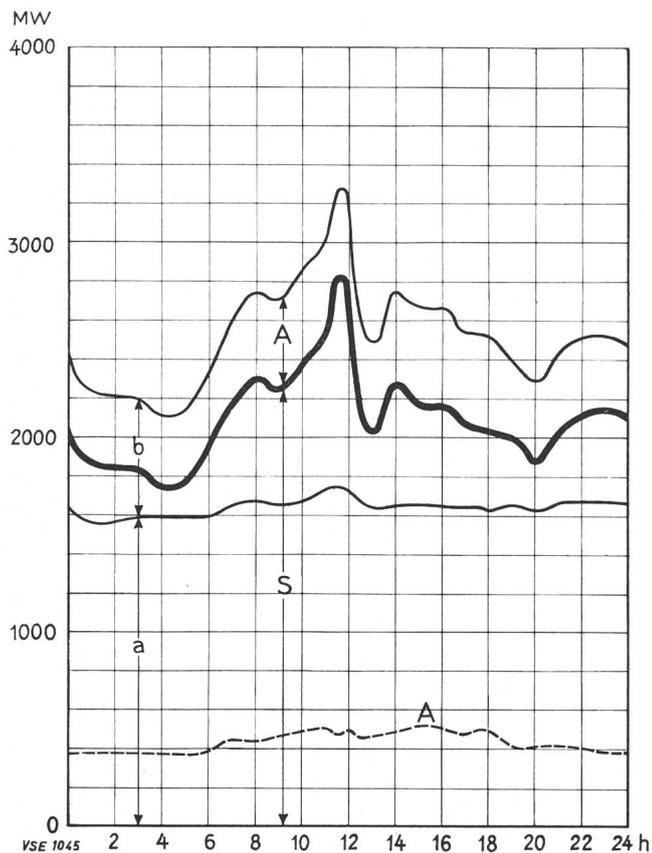
Monat	Energieerzeugung und Einfuhr										Speicherung				Energieausfuhr		Gesamter Landesverbrauch	
	Hydraulische Erzeugung		Thermische Erzeugung		Energie-Einfuhr		Total Erzeugung und Einfuhr		Veränderung gegen Vorjahr	Energieinhalt der Speicher am Monatsende		Änderung im Berichtsmonat — Entnahme + Auffüllung		1957/58	1958/59	1957/58	1958/59	
	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59		1957/58	1958/59	1957/58	1958/59					
in Millionen kWh										%		in Millionen kWh						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Oktober . . .	1264	1639	11	7	165	21	1440	1667	+15,8	2332	3331	-223	-34	112	238	1328	1429	
November . .	1064	1377	31	9	256	75	1351	1461	+ 8,1	2039	3063	-293	-268	78	128	1273	1333	
Dezember . .	980	1324	38	10	356	149	1374	1483	+ 7,9	1639	2579	-400	-484	86	132	1288	1351	
Januar . . . .	982	1353	40	11	358	99	1380	1463	+ 6,0	1256	2080	-383	-499	89	135	1291	1328	
Februar . . .	1099	1250	14	11	123	101	1236	1362	+10,2	1063	1463	-193	-617	83	143	1153	1219	
März . . . . .	1307	1351	10	8	60	69	1377	1428	+ 3,7	580	1016	-483	-447	87	160	1290	1268	
April . . . . .	1222	1459	10	8	73	26	1305	1493	+14,4	355	710	-225	-306	88	174	1217	1319	
Mai . . . . .	1647	1629	5	5	12	34	1664	1668	+ 0,2	1125	992	+ 770	+ 282	295	295	1369	1373	
Juni . . . . .	1725	1763	4	5	35	56	1764	1824	+ 3,4	1850	1821	+ 725	+ 829	393	390	1371	1434	
Juli . . . . .	1835		5		53		1893			2734		+ 884		460		1433		
August . . . .	1808		3		39		1850			3311		+ 577		464		1386		
September . .	1770		4		11		1785			3365 <sup>1)</sup>		+ 54		423		1362		
Jahr . . . . .	16703		175		1541		18419							2658		15761		
Okt.-März . .	6696	8294	144	56	1318	514	8158	8864	+ 8,7			-1975	-2349	535	936	7623	7928	
April-Juni . .	4594	4857	19	18	120	116	4733	4985	+ 5,3			+1270	+ 805	776	859	3957	4126	

Monat	Verteilung des gesamten Landesverbrauches														Landesverbrauch ohne Elektrokessel und Speicherpumpen		Veränderung gegen Vorjahr
	Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft		Industrie		Chemische, metallurg. u. thermische Anwendungen		Elektrokessel <sup>1)</sup>		Bahnen		Verluste		Verbrauch der Speicherpumpen		1957/58	1958/59	
	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59	1957/58	1958/59			
in Millionen kWh																%	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Oktober . . .	532	580	239	241	277	285	17	30	107	114	151	164	5	15	1306	1384	+ 6,0
November . .	549	588	236	228	223	238	6	15	105	109	148	151	6	4	1261	1314	+ 4,2
Dezember . .	592	620	225	227	189	210	4	8	112	118	158	163	8	5	1276	1338	+ 4,9
Januar . . . .	596	622	233	228	174	187	5	8	112	120	160	160	11	3	1275	1317	+ 3,3
Februar . . .	520	556	211	218	165	174	9	10	100	108	135	150	13	3	1131	1206	+ 6,6
März . . . . .	581	570	232	219	203	199	8	19	112	113	152	145	2	3	1280	1246	- 2,7
April . . . . .	515	543	218	231	223	255	13	28	105	108	138	152	5	2	1199	1289	+ 7,5
Mai . . . . .	493	531	215	215	295	298	69	51	102	108	152	150	43	20	1257	1302	+ 3,6
Juni . . . . .	473	516	214	231	299	302	91	68	104	113	155	168	35	36	1245	1330	+ 6,8
Juli . . . . .	480		216		310		107		112		177		31		1295		
August . . . .	485		211		305		97		110		158		20		1269		
September . .	506		224		291		59		108		162		12		1291		
Jahr . . . . .	6322		2674		2954		485		1289		1846		191		15085		
Okt.-März . .	3370	3536	1376	1361	1231	1293	49	90	648	682	904	933	45	33	7529	7805	+ 3,7
April-Juni . .	1481	1590	647	677	817	855	173	147	311	329	445	470	83	58	3701	3921	+ 5,9

<sup>1)</sup> Mit einer Anschlussleistung von 250 kW und mehr und mit brennstoffgefeuerter Ersatzanlage.

<sup>2)</sup> Speichervermögen Ende September 1958: 3463 Millionen kWh.

# Gesamte Erzeugung und Verwendung elektrischer Energie in der Schweiz



## 1. Verfügbare Leistung, Mittwoch, den 17. Juni 1959

	MW
Laufwerke auf Grund der Zuflüsse, Tagesmittel	1660
Saisonspeicherwerke, 95 % der Ausbauleistung	2690
Thermische Werke, installierte Leistung	160
Einfuhrüberschuss zur Zeit der Höchstleistung	—
<b>Total verfügbar</b>	<b>4510</b>

## 2. Aufgetretene Höchstleistungen, Mittwoch, den 17. Juni 1959

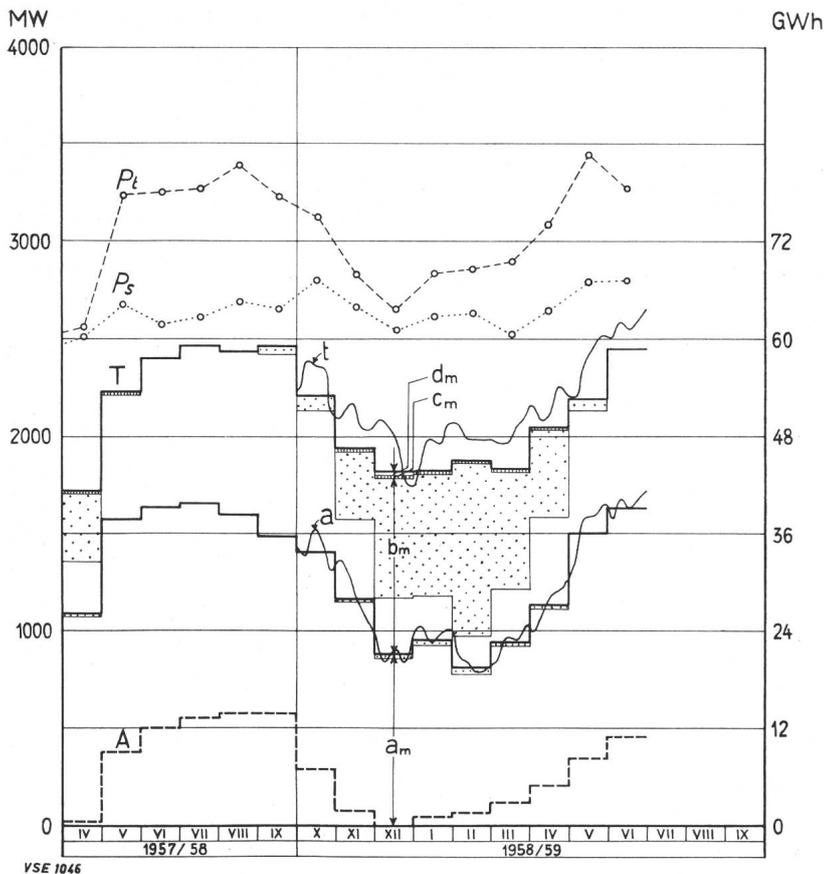
Gesamtverbrauch	3270
Landesverbrauch	2800
Ausfuhrüberschuss	510

## 3. Belastungsdiagramm, Mittwoch, den 17. Juni 1959 (siehe nebenstehende Figur)

- a Laufwerke (inkl. Werke mit Tages- und Wochen-speicher)
- b Saisonspeicherwerke
- c Thermische Werke (unbedeutend)
- d Einfuhrüberschuss (keiner)
- S + A Gesamtbelastung
- S Landesverbrauch
- A Ausfuhrüberschuss

## 4. Energieerzeugung und -verwendung

	Mittwoch 17. Juni	Samstag 20. Juni	Sonntag 21. Juni
GWh (Millionen kWh)			
Laufwerke	39,3	38,6	36,1
Saisonspeicherwerke	21,6	17,1	12,5
Thermische Werke	0,2	0,1	—
Einfuhrüberschuss	—	—	—
<b>Gesamtabgabe</b>	<b>61,1</b>	<b>55,8</b>	<b>48,6</b>
Landesverbrauch	50,9	44,7	36,0
Ausfuhrüberschuss	10,2	11,1	12,6



## 1. Erzeugung an Mittwochen

- a Laufwerke
- t Gesamtzeugung und Einfuhrüberschuss

## 2. Mittlere tägliche Erzeugung in den einzelnen Monaten

- am Laufwerke, wovon punktierter Teil aus Saisonspeicherwasser
- bm Speicherwerke, wovon punktierter Teil aus Saisonspeicherwasser
- cm Thermische Erzeugung
- dm Einfuhrüberschuss

## 3. Mittlerer täglicher Verbrauch in den einzelnen Monaten

- T Gesamtverbrauch
- A Ausfuhrüberschuss
- T-A Landesverbrauch

## 4. Höchstleistungen am dritten Mittwoch jedes Monats

- Ps Landesverbrauch
- Pt Gesamtbelastung

Redaktion der «Seiten des VSE»: Sekretariat des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke, Bahnhofplatz 3, Zürich 1, Postadresse: Postfach Zürich 23, Telefon (051) 27 51 91, Postcheckkonto VIII 4355, Telegrammadresse: Electrunion Zürich.  
**Redaktor: Ch. Morel, Ingenieur.**

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