

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Band: 45 (1954)
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

Präsidialansprache

gehalten von Herrn Dir. C. Aeschmann an der Generalversammlung des VSE in Glarus, am 10. Juli 1954
(s. Bull. SEV Bd. 45(1954), Nr. 17, S. 707)

Corrigenda. In der Wiedergabe der Ansprache, bei der Begrüssung der Gäste, haben sich zwei Druckfehler eingeschlichen, die wir wie folgt zu berichtigen bitten:

Präsident der Elektrizitätskommission Glarus ist Herr Dr. Heer (und nicht Dr. Fehr) und Vertreter des Vereins Schweiz. Maschinenindustrieller, Herr Dir. Meylan (und nicht Dir. Bähler).

Erfahrungen über die Lebensdauer der wichtigsten elektromechanischen Teile der Kraftwerke Oberhasli A.-G.

621.311.21(494.246.1) : 621.241.2.004.6 + 621.313.12.025.3.004.6

Von U. Eggenberger, Innertkirchen

(Nach einem dem 9. Kongress der Unipède, Rom 1952, vorgelegten Bericht)

Nach einer kurzen Beschreibung der Anlagen der Kraftwerke Oberhasli A.-G. vor der Inbetriebnahme des Kraftwerkes Oberaar berichtet der Verfasser über die mit der elektro-mechanischen Ausrüstung gemachten Erfahrungen.

Die Reinheit des Betriebswassers und die Qualität des Materials sind für die Lebensdauer des mechanischen Teiles der Anlagen massgebend. Beim elektrischen Teil wird die Lebensdauer insbesondere durch die Überbelastungen, die Alterung der Isolationen und die erhöhten Betriebsanforderungen (Erhöhung der Abschaltleistungen) bestimmt.

Après une brève description des installations des Forces motrices de la S. A. Oberhasli, avant la mise en exploitation de l'Usine d'Oberaar, l'auteur communique les expériences faites jusqu'à ce jour avec l'équipement électro-mécanique.

La pureté de l'eau et l'utilisation d'un matériel de première qualité exercent une influence décisive sur la longévité des installations mécaniques. Quant aux installations électriques, ce sont en particulier les surcharges, le vieillissement des matières isolantes et l'extension des installations (augmentation de la puissance de coupure) qui en déterminent la longévité

Einleitung

Die Kraftwerkgruppe Oberhasli A.-G. umfasst:

1. Die Zentrale Handeck I mit
 - 4 Peltonturbinen zu 30 000 PS mit je 2 Düsen, 540 m W.S. Betriebsdruck, vertikal gekuppelt mit
 - 4 Drehstromgeneratoren zu 28 MVA, 11 kV. Inbetriebsetzung 1929/1930.
2. Die Zentrale Handeck II mit
 - 2 Peltonturbinen zu 40 000 PS mit je 2 Düsen, 450 m W.S. Betriebsdruck, vertikal gekuppelt mit
 - 2 Drehstromgeneratoren zu 40 MVA, 13,5 kV. Inbetriebsetzung Sommer 1950.
3. Die Zentrale Innertkirchen mit
 - 5 Peltonturbinen zu 65 000 PS mit
 - 670 m W.S. Betriebsdruck, vertikal gekuppelt mit
 - 5 Drehstromgeneratoren zu 52 MVA, 13,5 kV. Inbetriebsetzung 1943 (5. Gruppe 1952).

Die Zentrale Handeck I verarbeitet das Wasser aus den beiden Stauseen Grimsel, $100 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, und Gelmer, $13 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ Speichervolumen, die zur Hauptsache vom Schmelzwasser der Gletscher gespeisen werden. Die Verunreinigungen des Betriebswassers werden also zum grössten Teil in den erwähnten Seen abgelagert und nur das feine Gletscherschliffmaterial in Körnungen zwischen 100 und 2μ gelangt in die Turbinen.

Die Zentrale Handeck II verarbeitet das Wasser aus dem Akkumulierbecken Räterichsboden, $27 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, und Mattentalp, $2 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Bei beiden Akkumulierbecken ist die Ablagerung von grobem Sand möglich, die Verhältnisse liegen also ähnlich wie beim Kraftwerk Handeck I.

Das Kraftwerk Innertkirchen verarbeitet das von Handeck I und II anfallende Wasser. Dazu wird das Wasser einiger Seitenbäche gefasst und im Zulaufstollen Handeck–Innertkirchen mit dem Wasser aus den Zentralen Handeck I und II nach dem Werk Innertkirchen geleitet. Dadurch enthält nun das Betriebswasser Innertkirchen ausser dem oben erwähnten Gletscherschliff auch einen, allerdings nicht grossen Gehalt an Sand in verschiedenen Körnungen bis ca. 3 mm. Der grössere Betriebsdruck zusammen mit der stärkeren Verunreinigung des Wassers hat also in Innertkirchen eine wesentlich intensivere Abnutzung der hydraulischen Teile zur Folge als in Handeck, was bei den nachfolgenden Angaben zu berücksichtigen ist.

1. Abschlussorgane für das Betriebswasser

Handeck I

Anordnung: Keilschieber 950 mm ϕ als Dammbalken- und Notabschluss, anschliessend Kugelschieber 950 mm ϕ als Betriebsabschluss.

An den Schiebern sind vor allem die Dichtungssitze und die Steuerventile der Abnutzung unterworfen.

An den 950-mm-Keilschiebern ist der Verschleiss an den Sitzen sehr gering, so dass bis jetzt immer noch die ursprünglichen Teile eingebaut sind. Die Lebensdauer der Keilschieber-Dichtungssitze beträgt 25...30 Jahre. Die ursprünglich eingebauten Steuerventile, bei denen Ledermanschetten über Steuerwasserzuführungen in der Zylinderwand lau-

fen mussten, konnten naturgemäss nicht störungsfrei arbeiten. Nur dem Umstand, dass diese Schieber pro Jahr nur wenige Male betätigt werden, ist es zu verdanken, dass die Ventile erst nach ca. 20 Jahren ausgewechselt und durch eine Neukonstruktion ersetzt werden mussten.

Die Kugelschieber als Betriebsabschlüsse sind weit stärker beansprucht. Die Lebensdauer ihrer Abschlussringe beträgt aber dennoch 10...15 Jahre. Die Lebensdauer der Kolben-Steuerventile betrug höchstens 1...3 Jahre. Sie wurden im Jahre 1949 ausgebaut und durch Gleitschieber- und Sitzventile ersetzt, deren Lebensdauer mindestens das Doppelte beträgt.

In der Zentrale Innertkirchen sind als Abschlussorgane in jeden Turbinenzulaufstrang eingebaut:

Ein 1100-mm-Drehschieber als Dammbalken- und Sicherheitsabschluss und, zugleich als Venturi-Diffusor ausgebildet, ein Drehschieber mit 882...930 mm ϕ als Betriebsabschluss.

Mit dem erwähnten höheren Betriebsdruck und der grösseren Wasserverunreinigung sind von vornherein kleinere Lebensdauern der Dichtungsringe zu erwarten als an den Handeck-Schiebern.

Für die als Sicherheitsabschluss vorgesehenen 1100-mm-Schieber mit 15...20 Betätigungen pro Jahr kann mit einer Lebensdauer von 5...10 Jahren gerechnet werden und für die Betriebsschieber mit einer solchen von 2...3 Jahren. Ringe aus geschmiedeter Bronze und Ringe aus gegossenem Chromnickelstahl verhalten sich ungefähr gleich. Von zur Zeit eingebauten Versuchs-Dichtungsringen aus geschmiedetem Chromnickelstahl 18/8 erhoffen wir eine wesentliche Verbesserung der Haltbarkeit.

2. Turbinen

Die speziell der Abnutzung unterworfenen Teile sind:

Laufräder und
Einlaufteile.

Die Strahlgeschwindigkeit beträgt in Handeck ca. 100 m/s und in Innertkirchen ca. 115 m/s. Da besonders das Winterwasser wertvoll ist, werden in Herbstrevisionen jeweils die hydraulisch aktiven Teile der Turbinen mit besonderer Sorgfalt wieder in neuwertigen Zustand gebracht. Durch verschiedene Messungen wurde festgestellt, dass eine nur ganz mässige Abnutzung der Düsentteile mit Erosionen von ca. 1 mm Tiefe (Fig. 1) bereits einen ganz beträchtlichen Wirkungsgrad-Abfall ergeben. Dieser wurde beispielsweise an einer 30 000-PS-Turbine bei $\frac{1}{4}$ -Last zu ca. 9 % und bei Vollast zu ca. 1,5 % gemessen.

Eine Abnutzung der Düsentteile auf den oben erwähnten Zustand wird bei den Handeck-Maschinen in ca. $1\frac{1}{2}$ Jahren und in Innertkirchen in etwas weniger als einem Jahr erreicht. Wie sehr die Verunreinigung des Wassers an der Verschlechterung der Nadeln und Düsenringe schuld ist, beweist die Tatsache, dass einmal anlässlich eines Hochwassers, als Quarzsand und Granitkies in den Zulaufstollen nach Innertkirchen geschwemmt wurde, die Düsentteile dieser Turbinen in einem 4tägigen Betrieb ca. 10 mm tief ausgefressen wurden (Fig. 2).

Über das Düsenmaterial ist zu bemerken, dass mit geschmiedetem Chromnickelstahl 18/8 die besten Erfahrungen gemacht wurden.

Abgenutzte Düsenadeln und Düsenringe werden jeweils durch das Zentralpersonal wieder nach-

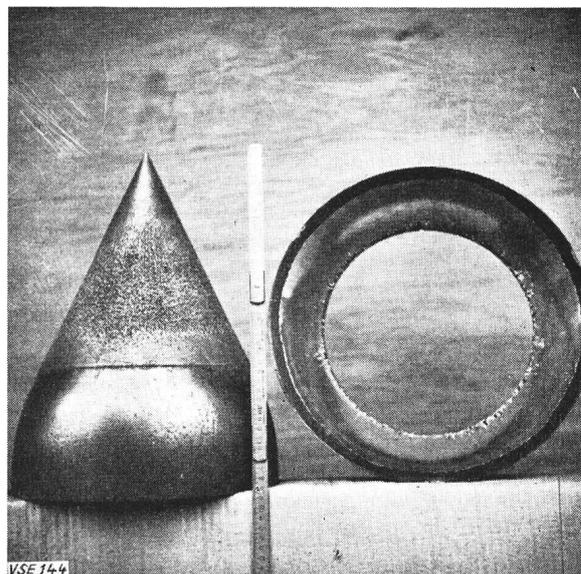


Fig. 1
Erosionen an Düsentteilen

geschweisst, bzw. nachgedreht und poliert, so dass diese Stücke nur alle 5...8 Betriebsjahre durch neue ersetzt werden müssen.

Die den Düsenringen zunächst gelegenen Zulaufteile, in denen das Wasser bereits eine hohe Geschwindigkeit besitzt, unterliegen ebenfalls einer

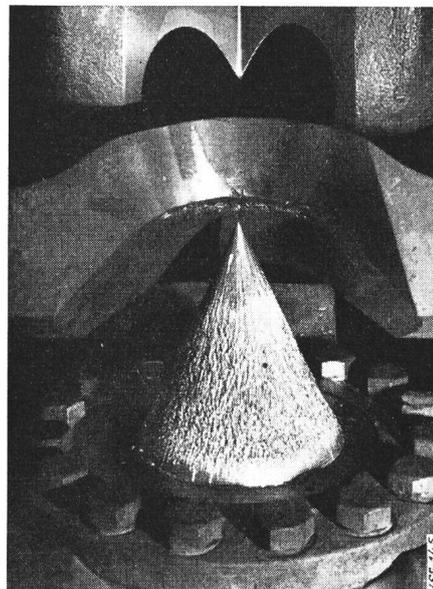


Fig. 2
Tiefe Anfressungen durch Quarzsand und Granitkies

Abnutzung durch Erosion. Diese Stahlguss-Düsenköpfe erreichen in den Handeck-Maschinen eine Lebensdauer von 20...25 Jahren, in Innertkirchen eine solche von 8...10 Jahren.

Im selben Masse wie die Lebensdauer der Düsentteile ist auch die Lebensdauer eines Laufrades sehr

stark von der Reinheit des Wassers abhängig. Schäden durch gelegentliche Steineinschläge, durch Poren usw. werden praktisch ohne Materialverlust laufend durch Schweissen und Schleifen wieder in Ordnung gebracht.

Bei der Überholung der Räder auf jede Winterperiode hin, oder im Bedarfsfalle in Zwischenrevisionen, müssen die Schaufelflächen durch Schleifen wieder auf die vorgeschriebene Form gebracht werden, was zusammen mit dem Materialverlust durch Erosion eine Verminderung der Wandstärke der Schaufeln zur Folge hat. Wenn diese Wandstärke auf etwa 60...70 % ihres ursprünglichen Wertes gesunken ist, muss mit der Möglichkeit von gefährlichen Ermüdungsbrüchen gerechnet werden. Im Weiteren erleidet das Schaufelmaterial an den Schneiden und Ausschnittzonen durch das immer wieder vorgenommene Schweissen dieser Partien eine Kornverschlechterung im Grundgefüge, was zu einer vermehrten Rissanfälligkeit an diesen Stellen führt. Es ist also nötig, die Peltonräder bei einem bestimmten Grade der Alterung aus dem Betriebe zu entfernen und durch neue zu ersetzen.

Die Laufräder der Turbinen, die aus $1\frac{1}{2}\%$ -0-Elektro-Manganstahl in einem Stück gegossen sind, erreichen ungefähr die folgende Lebensdauer:

30 000-PS-Handeck-Laufräder:
40...50 000 Betriebsstunden, oder
6...8 Betriebsjahre,

65 000-PS-Innertkirchen-Laufräder:
40...50 000 Betriebsstunden, oder
6...8 Betriebsjahre.

Es ist zu bemerken, dass trotz des besseren Betriebswassers in Handeck diese Räder zufolge ihrer höheren Schnellläufigkeit keine grössere Lebensdauer aufweisen als die Räder in Innertkirchen.

Durch die Einführung von 2% -Ni-legierten Rädern dürfte deren Lebensdauer etwas verlängert werden können.

3. Turbinenregler

Die Lebensdauer eines Turbinenreglers wird begrenzt durch

a) mechanische Abnutzung:

Alle beweglichen Teile sind der Abnutzung unterworfen. Servomotoren, Lagerungen, Führungen usw., welche am Gehäuse angegossen sind, können nur durch den Ersatz des gesamten Gehäuses erneuert werden. In diesem Zeitpunkt wird es meistens am zweckmässigsten sein, die gesamte Regulierung zu erneuern.

b) Veralterung:

Die Betriebsbedingungen, welche immer höhere Ansprüche stellen, erfordern, dass die Regulierung dem neuesten Stand der Technik angepasst wird. Ausserdem erlebt die Technik eine so rasche Entwicklung, dass ein Ersatz der Regler notwendig wird, bevor sie allzu stark abgenutzt sind.

Beide Ursachen geben Veranlassung, die Turbinenregler der Zentrale Handeck I spätestens nach 20 Jahren Betrieb durch eine moderne Konstruktion zu ersetzen.

4. Spurlager

Ein Spurlager, das seinen Anforderungen voll gewachsen ist, erreicht als solches mindestens die Lebensdauer der gesamten Maschine. Eine periodische Nachkontrolle der Laufflächen mit allfälligem Nachschaben der Öleintrittsform in die Lauffläche, ein periodisches Nachkontrollieren des Öles auf Säuregehalt und Schmierfähigkeit, und Ölwechsel alle 5...10 Jahre, je nach Belastung und Temperatur, sowie peinliches Sauberhalten des ganzen Lagerorganismus und gutes Funktionieren der Hilfseinrichtungen sind die Bedingungen zur langen Lebenszeit dieses wichtigen und hochbeanspruchten Maschinenteils.

Allerdings erreichen bekanntlich nicht alle Spurlager ihr gewünschtes hohes Lebensalter, und jeder Betriebsleiter wird wohl aus eigener Erfahrung von Zufällen usw. zu berichten wissen, die ein jähes Ende eines solchen Lagers herbeiführten.

5. Generatoren

An unseren Generatoren sind bis jetzt die nachstehenden Defekte eingetreten:

Handeck I:

4 Maschinen, 24 Jahre in Betrieb
1 Defekt: Ausbrennen einiger Wicklungsköpfe aus nicht voll abgeklärter Ursache.

Innertkirchen:

4 Maschinen, 7...11 Jahre in Betrieb,
1 Maschine, 2 Jahre in Betrieb:
Keine Defekte.

Die Lebensdauer der Generatorwicklungen kann nach unseren Erfahrungen, wobei dem Generator bei Netz-Einflüssen als dämpfende Elemente immer Kabel und Transformator vorgeschaltet sind, als befriedigend bezeichnet werden.

Wir erachten es für zweckmässig, jeden Generator nach spätestens 10- bis 15jährigem Betrieb einer besonders gründlichen Generalrevision zu unterziehen. Bei dieser Spezialrevision wären alle Abstützungen der Wicklung, alle Bandagen usw. zu entfernen, damit die Wicklung besonders gründlich gereinigt und auf lose Bandagen untersucht werden kann. Empfehlenswert wäre hierbei der Ausbau und die Prüfung einiger Wicklungsstäbe. Ein besonderes Augenmerk wäre speziell auf den Zustand der Lötstellen der Spulenköpfe zu richten. Es ist bei bleihaltigem Lötmaterial nicht ausgeschlossen, dass im Laufe der vielen Betriebsjahre und zufolge der hohen Temperaturen eine Änderung im Kristallgefüge und damit eine Verschlechterung in der Leitfähigkeit der Lötstellen eintreten kann. Zur vorgeschlagenen Revision würde abschliessend auch eine Spannungsprüfung mit ca. 80 % der Prüfspannung im Neuzustand gehören. Es ist erstaunlich, was an Glimmerscheinungen an den verschiedenen Stellen der Wicklung festgestellt werden kann, und es bedarf grosser Mühe, die Maschine in dieser Hinsicht nach einer so grossen Betriebszeit wieder tadellos herzurichten. Bei gut unterhaltenen Generatoren kann mit einer 25- bis 30jährigen Lebensdauer gerechnet werden.

6. Schaltanlage

Das Schaltanlagematerial für die Maschinenspannung von 13 kV ist bei allen drei Zentralen im Innern untergebracht, während die 150-kV-Schaltanlage als Freiluftstation ausgeführt ist.

Eine Selbstverständlichkeit zur Erreichung einer grossen Lebensdauer ist in Anlagen, wo Feuchtigkeit auftritt, die ausschliessliche Verwendung von keramischem Material für die Isolatoren. Porzellan-Isolationsteile dürfen durch thermische Dehnungen, durch Schalter-Vibrationen usw. keine zusätzlichen Belastungen erfahren. Unter diesen Voraussetzungen und wenn keine Fehlschaltungen oder direkte Einwirkungen durch Blitzschlag vorkommen, werden die Hauptteile einer Schaltanlage so lange dauern, bis sie einer Modernisierung oder einem anderweitigen Umbau der Anlage weichen müssen. Infolge der Erweiterung der Kraftwerksanlagen genügen die Leistungsschalter der 150-kV-Freiluftstation Innertkirchen, welche seit dem Jahre 1929 im Betrieb sind, nicht mehr. Sie werden durch Schalter grösserer Abschaltleistung ersetzt.

7. Kabel

An Hochspannungskabeln sind verlegt:

Werk Handeck I:

- 4 Doppelstränge Massekabel von ca. 20 m Länge, 800 mm² Querschnitt per Leiter, 11 kV verkettete Spannung, im Maschinenhaus verlegt. Betriebsdauer ca. 24 Jahre. Keine Betriebsstörungen bis heute.
- 4 Stränge Massekabel von 5000 m Länge, mit 270 m Höhendifferenz, 180 mm² Querschnitt pro Leiter, 50 kV verkettete Spannung, verlegt in einem unterirdischen Kabelstollen. Betriebsdauer ca. 24 Jahre. Bis heute fünf Defekte vorgekommen:
- 3 Durchschläge auf den Bleimantel in verschiedenen Kabeln nach ca. 4, 7 und 9 Betriebsjahren, die sich mit ziemlicher Sicherheit auf mechanische Beschädigungen zurückführen liessen.
- 1 Defekt nach ca. 5 Betriebsjahren, Vorbereitung eines thermischen Durchschlages ca. 2 m vom Endverschluss entfernt. Der Defekt wurde zufälligerweise vor dem Eintreten eines Durchschlages entdeckt.
- 1 Defekt nach 20 Betriebsjahren, Durchschlag zufolge Phenolkorrosion des Mantels.
- 1 Strang Ölkabel, 3 mal 1 Phase je ca. 200 m lang, 150 kV verkettet, in Kabelgräben verlegt. Betriebsdauer ca. 4 Jahre. Keine Betriebsstörungen bis heute.

Werk Handeck II:

- 1 Strang Ölkabel, je ca. 500 m lang, 200 mm² Querschnitt pro Leiter, 150 kV verkettet, in unterirdischen Stollen und Kabelgräben verlegt. Betriebsdauer ca. 4 Jahre.
- 1 Defekt: Nagel durch Bleimantel gestossen anlässlich Verlegung. Die Verletzung des Bleimantels konnte durch das Absinken des Öldruckes noch vor der Inbetriebnahme der Anlage festgestellt werden.

Werk Innertkirchen:

- 4 Stränge Ölkabel, 150 mm² Querschnitt pro Leiter, in Längen von 400 bis 500 m, 150 kV verkettet, verlegt in Stollen und Kabelgräben. Betriebsdauer: 7...11 Jahre. Keine Betriebsstörungen.

16-kV-Anlagen:

Im gesamten Gebiet der Kraftwerke Oberhasli A.-G. sind ca. 35 km Stränge 16-kV-Massekabel verlegt. Die Kabel sind in Kabelstollen, in Gräben sowie auch in wasserführenden Stollen bis ca. 50 m Betriebsdruck des Wassers verlegt. Ein Teil der Kabel steht schon über 20 Jahre in Betrieb. Es sind in dieser Zeit mehrere Störungen erfolgt. Alle Durchschläge konnten direkt oder indirekt auf mechanische Einwirkungen zurückgeführt werden. Die Möglichkeiten, die Lebensdauer eines Kabels zu verkürzen, sind dermassen mannigfaltig, dass es eigentlich verwunderlich erscheint, wenn Kabel bis 50 Jahre und mehr ihren Dienst versehen.

8. Transformatoren

Über die Lebensdauer der Transformatoren liegen bis jetzt günstige Erfahrungswerte vor.

Richtige Dimensionierung der Isolationsabstände, gutes Öl, dem nicht allzuhohe Temperaturen zugebetet werden, einwandfreie Ölzirkulation, satte Blechpressung, gute Spulenfixation usw., sowie jährliche Ölkontrollen, Kühlerkontrollen, das Vorhandensein der nötigen Schutzapparaturen, verbürgen in der Regel eine Lebensdauer von mindestens 30 bis 50 Jahren.

Transformatoren-Innenkontrollen nach 20 Jahren Betriebszeit zeigen oft nicht die geringsten Alterungserscheinungen; es dürfen jedoch hieraus keine allgemeinen Schlüsse hinsichtlich der Lebensdauer von Transformatoren gezogen werden.

An Grosstransformatoren sind montiert:

Werk Handeck I:

- 4 Transformatoren 28 MVA, 11/50 kV verkettet. Betriebsdauer 22...24 Jahre. Keine Störungen.
- 1 Transformator 80 MVA, 11/150 kV verkettet, neuer Konstruktion. Betriebsdauer 4 Jahre. Keine Störungen.

Werk Handeck II:

- 1 Transformator 80 MVA, 13,5/150 kV verkettet, neuer Konstruktion. Betriebsdauer 4 Jahre. Keine Störungen.

Werk Innertkirchen:

- 4 Transformatoren 52 kVA, 13,5/150 kV verkettet. Betriebsdauer 7...11 Jahre. Keine Störungen.

Freiluftstation Innertkirchen:

- 4 Transformatoren 26 MVA, 50/150 kV verkettet. Betriebsdauer 22...24 Jahre. Keine Störungen.

Seit der Inbetriebnahme aller obigen Transformatoren wurde total bei

- 1 Transformator 26 MVA, 50/150 kV und
- 2 Transformatoren 28 MVA, 11/50 kV

nach ca. 15 bzw. 20 Betriebsjahren der aktive Teil herausgehoben.

Keiner dieser Transformatoren wies Anzeichen einer eigentlichen Alterung auf. Der Schlammabsatz war äusserst gering oder überhaupt kaum festzustellen, und weder an den Spulen noch an deren Fixierung oder an den Kernen konnten irgendwelche Veränderungen festgestellt werden.

Die europäische Zusammenarbeit in der Elektrizitätswirtschaft

620.9 : 621.311.161(4)

In einem kürzlich erschienenen Artikel von Herrn Dr. Ing. W. Rojahn, Bonn¹⁾ werden die *aktuellen Fragen der europäischen Zusammenarbeit in der Elektrizitätswirtschaft* sehr einleuchtend behandelt.

Als mitbestimmend für die zurückliegende Entwicklung und richtungweisend für die zukünftige Zusammenarbeit auf diesem Gebiet nennt der Verfasser vor allem die *Bindungen des internationalen Energiegeschäftes an Hochspannungsleitungen und die Kapitalintensität der Versorgungsbetriebe*. Die Notwendigkeit, für die Übertragung elektrischer Energie *eigene Anlagen* zu errichten, hemmt natürlich infolge der dafür aufzubringenden Kosten den zwischenstaatlichen Energieaustausch und beschränkt ihn auf die Länder, deren Versorgungsnetze miteinander verbunden sind. Andererseits stellt die *Kapitalintensität* der Elektrizitätswirtschaft einen wesentlichen Antrieb dar, zeitweise Lieferungen nach «Können und Vermögen» durchzuführen. Ihre hemmenden Auswirkungen für das Zustandekommen langfristiger Lieferverträge, deren Durchführung mit dem Bau von Kraftwerken und Übertragungsanlagen bzw. deren langfristiger Bereitstellung verbunden ist, sind jedoch stärker und erschweren gleichfalls den zwischenstaatlichen Energieaustausch.

Aus Erhebungen der OECE (Europäische Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit) geht hervor, dass die Benelux-Staaten, die Bundesrepublik Deutschland, Frankreich, Italien, Österreich und die Schweiz im Jahr 1952 etwa 4 Milliarden kWh voneinander eingeführt haben. Da der Energieaustausch mit anderen angrenzenden Gebieten nicht ins Gewicht fällt, ergibt sich für die gegenseitige Ausfuhr ungefähr der gleiche Betrag. In den genannten Ländern wurden 1952 von der öffentlichen Versorgung etwa 118 Milliarden kWh erzeugt. Die zwischenstaatlichen Einfuhren bzw. Ausfuhren erreichten also ungefähr 3,4 % der Erzeugung der Werke der Allgemeinversorgung.

Etwa drei Viertel des gegenwärtigen Energieaussenhandels in Kontinentaleuropa beruhen auf *langfristigen Verträgen*. Der Wiederbeschaffungswert der zu ihrer Durchführung gebundenen Investitionen kann auf 1,5 bis 2,0 Milliarden Fr. veranschlagt werden.

Für die Zukunft haben die OECE-Länder eine Steigerung ihres Strombedarfs von 1952 bis 1958 um 46 % vorausgeschätzt; die Höhe der von der öffentlichen Versorgung zur Deckung des steigenden Strombedarfs jährlich vorzunehmenden Investitionen beträgt in den meisten Ländern 50 bis 75 % der jährlichen Brutto-Einnahmen aus dem Energieverkauf. Die Elektrizitätswirtschaft ist also auf die *Ausgabe langfristiger Anleihen und Aktien* bzw. auf staatliche Mittel angewiesen. Ihre Abhängigkeit von Kapitalzufuhren erstreckt sich gleichfalls auf ihre Aussenhandelsgeschäfte, die den Bau von Anlagen voraussetzen, und lässt deren Entwicklung nur in

dem Umfang zu, in dem Kapital beschafft werden kann.

Im Zusammenhang mit *Baukosten und Bauzeiten* von Versorgungsanlagen entsteht bei langfristigen Verträgen mit dem Ausland ein grosses Risiko. Das stromabnehmende Land muss nämlich u. a. darauf vertrauen, dass das stromliefernde Land zur eigenen Bedarfsdeckung ausreichende Investitionen vornimmt. Wenn dies nicht geschehen sollte, könnte der Fall eintreten, dass das stromliefernde Land selbst in Versorgungsschwierigkeiten gerät und in seinem öffentlichen Interesse, unter Umständen auf Grund gesetzlicher Bestimmungen, seine Lieferungsverpflichtungen nicht erfüllt. Ausfälle fest vereinbarter Zulieferungen aus dem Ausland würden, wenn sie wirtschaftlich tragbare Reserven überschreiten, durch die Errichtung neuer Werke wegen mehrjähriger Bauzeiten nicht kurzfristig ausgeglichen werden können.

Zweifellos haben vorstehende Gesichtspunkte in der zurückliegenden Zeit dazu beigetragen, dass langfristige Lieferabkommen vor allem in den Fällen abgeschlossen wurden, in denen den Beteiligten *besondere wirtschaftliche Vorteile* zugute kamen. In Zukunft dürften sie aber bei einer fortschreitenden Zusammenarbeit und Kräftigung der europäischen Volkswirtschaften an Bedeutung verlieren.

Für die zukünftige Entwicklung werden auf lange Sicht ausser der Kapitalintensität die *zunehmende Erschöpfung ausbauwürdiger Wasserkräfte sowie der Abbau der Vorräte an Brennstoffen* von Bedeutung sein. Die europäischen Länder, einschliesslich derjenigen, die auf Kohleeinfuhren angewiesen sind, haben bisher ihren Strombedarf bis auf wenige Prozent aus eigenen Energiequellen gedeckt und zum Beispiel Wasserkräfte ausgebaut, wenn Brennstoffe nicht wirtschaftlicher zur Verfügung standen. Solange eigene Energiequellen ausreichen, werden sie sich zu langfristigen Bindungen an Stromeinfuhren lediglich bei preiswerten Angeboten entschliessen.

Nach den Unterlagen, die vom Sekretariat der ECE (Wirtschaftskommission für Europa) in Genf zusammengestellt wurden, hat 1950 die Wasserkraft-erzeugung 22 % (d. h. 112 Milliarden kWh) der Energie betragen, die bei mittlerer Wasserdarbie-tung in einem Jahr hätte erzeugt werden können, wenn sämtliche für ausbauwürdig gehaltenen Vorhaben fertiggestellt gewesen wären. Nach neueren Ermittlungen beträgt der Ausbaugrad für Italien 48 %, die Bundesrepublik Deutschland 37 %, die Schweiz und Schweden 35 %, Frankreich 27 %, Norwegen 17 %, Österreich 14 % und Jugoslawien 2 %. Diese Prozentsätze lassen die Grenzen des fortschreitenden Wasserkraftausbaus erkennen.

Die *Ungleichheit des Ausbaugrades* sowie der *unterschiedliche Umfang* einerseits der *Wasserkraftvorkommen* und andererseits des *Stromverbrauchs* der einzelnen Länder können zur Folge haben, dass diejenigen Länder, deren Wasserkräfte am ehesten erschöpft sein werden, in zunehmendem Mass an Einfuhren interessiert sein werden. Ein Beispiel

¹⁾ Elektr.-Wirtsch., Bd. 53 (1954), Nr. 9, S. 248...251.

dafür liefert die Schaffung einer Sachverständigen-gruppe der Wirtschaftskommission für Europa (ECE) unter dem Namen «Yougelexport» und einer Studiengesellschaft für Alpenwasserkräfte in Österreich (Interalpen); diese Gründungen entsprechen den Stromausfuhr-Interessen Jugoslawiens und Österreichs.

Während die Eigenheiten der Elektrizitätswirtschaft, insbesondere ihre Kapitalintensität, langfristige Stromlieferabkommen erschweren, wird der *zeitweilige Energieaustausch durch sie gefördert*. Elektrische Energie ist nicht speicherfähig, so dass die Leistungen der Kraftwerke in jedem Augenblick der schwankenden Abnahme der Verbraucher entsprechen müssen. Unter den vielfältigsten Arten des zeitweiligen Energieaustausches sind Wasserkraftenergie-Lieferungen in Zeiten reichlicher Wasserdarbietung sowie Aushilfslieferungen in Störfällen hervorzuheben. Die Aufnahme aus thermischen Kraftwerken der Nachbarländer, um eigene Wasserkraftspeicher zu schonen oder aufzupumpen, kann für gewisse Gebiete sehr vorteilhaft sein.

Alle diese Lieferungen sind mit *wirtschaftlichen Vorteilen* verbunden, weil sie eine bessere Ausnutzung vorhandener Anlagen bzw. des investierten Kapitals ermöglichen und zu einer Verminderung der Kosten für Reserveleistungen führen.

Wenn auch zu erwarten ist, dass vorübergehende Stromein- bzw. -ausfuhr in Zukunft noch weiter zunehmen werden, so können sie doch den Umfang des gesamten Aussenhandels nicht wesentlich steigern, weil ihre Lieferzeiten ja vorübergehend, d. h. von kürzerer Dauer sind als langfristige Lieferungen aus besonderen «Exportkraftwerken». Internationale Organisationen sowie einzelne Versorgungsunternehmen und Behörden sind gemeinsam be-

strebt, den Energieaustausch zu fördern. Die im Jahr 1951 gegründete Union für die Koordinierung der Erzeugung und Übertragung elektrischer Energie (UCPTE) kann schon auf eine erfolgreiche Tätigkeit zurückblicken.

Der vorstehend geschilderte Aussenhandel mit elektrischer Energie ist lediglich ein Teilgebiet der internationalen Elektrizitätswirtschaftlichen Zusammenarbeit. Gerade weil er durch Eigenheiten der Elektrizitätswirtschaft gehemmt ist und infolgedessen die beteiligten Versorgungsunternehmen nur in beschränktem Mass dem gegenseitigen Wettbewerb ausgesetzt sind, hat sich seit Jahrzehnten ein offener und daher materiell nutzbringender *internationaler Erfahrungsaustausch* entwickelt. Deshalb haben die Kongresse der Weltkraftkonferenz (WPC) und des Internationalen Verbandes der Erzeuger und Verteiler elektrischer Energie (UIPD) eine so grosse Bedeutung erlangt. Die Vielfältigkeit der auf wirtschaftlichen und technischen Gebieten gesammelten Erfahrungen kommt auch in den Veröffentlichungen dieser Organisationen zum Ausdruck.

Nachdem die organisatorischen Voraussetzungen geschaffen wurden, um Gelegenheiten für gewinnbringende zwischenstaatliche Stromlieferungen ausfindig zu machen, und damit zu rechnen ist, dass die mit der Durchführung verbundenen technischen und betrieblichen sowie mit der Verwaltung zusammenhängenden Schwierigkeiten weiterhin abgebaut und überwunden werden können, verbleibt den amtlichen Organisationen die Aufgabe, eine Annäherung der Auffassungen über *energiewirtschaftspolitische Grundsätze* herbeizuführen und im europäischen Rahmen Massnahmen abzustimmen, die die zukünftige Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft und Energiewirtschaft im ganzen fördern.

Sa.

Ermittlung der Übertragungsverluste von Hochspannungsnetzen mit Hilfe von Lochkarten

621.3.017.2 : 621.311.1.027.3 : 681.177

In einem kürzlich erschienenen Artikel von *W. Schneider, München*¹⁾ wird ein interessantes Verfahren beschrieben, das erlaubt, die Netzverluste mit ausreichender Genauigkeit zu erfassen. Das Verfahren arbeitet mit Lochkarten. Es wurde in enger Zusammenarbeit zwischen interessierten Betriebsstellen eines grossen Versorgungsunternehmens und Vertretern der Internationalen Büromaschinen-Gesellschaft entwickelt.

Wenn man die Verhältnisse in der Schweiz betrachtet, so erkennt man, dass z. B. im hydrographischen Jahr 1952/53 bei einer Totalerzeugung einschliesslich Energieeinfuhr von 13 250 Millionen kWh die Verluste in den Netzen 1537 Millionen kWh, d. h. 12,5 % des gesamten Energieumsatzes, betragen haben.

Unter Annahme gleicher Benützungsdauer wie für die gesamte Inlandabgabe (5650 Stunden im hydrographischen Jahr 1952/53), kommt man auf eine Leistung von 0,272 Millionen kW, also etwa

$\frac{1}{8}$ der Maximalleistung der Inlandabgabe, die nötig ist, um die Verlustenergie bereitzustellen.

Diese Zahlen zeigen die technische und wirtschaftliche Bedeutung der Übertragungsverluste, deren Deckung nicht nur grosse Mengen kostbarer Energie verschlingt, sondern darüber hinaus auch noch erhebliche Investitionen für die Bereitstellung der Verlustleistung erfordert. In jedem Versorgungsunternehmen üben die Netzverluste auf die gesamte Wirtschaftlichkeit des Unternehmens und die Preisgestaltung der elektrischen Energie einen grossen Einfluss aus. Eine Verringerung der Verluste bedeutet eine Ausweitung der Erzeugungskapazität ohne Erstellung neuer Anlagen und damit eine Senkung der spezifischen Erzeugungskosten. Diesem Ziel muss daher grosse Beachtung geschenkt werden.

Es sollen im folgenden nur die *Stromwärmeverluste* behandelt werden, die den weitaus grössten Teil der Netzverluste ausmachen. Die Verhältnisse liegen nun aber durchaus nicht so, als ob man sich mit dem Vorhandensein von unvermeidlichen Verlusten einfach abzufinden hätte. Vielmehr besteht

¹⁾ Elektr.-Wirtsch. Bd. 53(1954), Nr. 12, S. 323...329.

die Möglichkeit, die Netzverluste durch geeignete betriebliche oder technische Massnahmen mehr oder weniger zu verringern.

Es gelten folgende Grundsätze:

1. Die geringsten Netzverluste entstehen bei der sich von selbst einstellenden, natürlichen Stromverteilung des Netzes.
2. Bei vorgegebener Übertragungsleistung entstehen die geringsten Netzverluste bei kleinstem Blindleistungstransport.
3. Bei vorgegebener Verteilung der Energieabnahme entstehen die geringsten Netzverluste, wenn alle Leitungen des Netzes (bezogen auf gleiche Spannung und gleichen Querschnitt) möglichst gleich stark belastet werden.

Man erkennt sofort, dass diese Grundsätze in der Praxis nur unvollkommen zu verwirklichen sind. Es gibt andere übergeordnete Gesichtspunkte, die den Betrieb mehr beeinflussen, als das Streben nach den geringsten Netzverlusten. Trotzdem muss wegen der wirtschaftlichen Bedeutung der Verluste versucht werden, ein praktisch realisierbares Optimum des betrieblichen Zusammenspiels zu erreichen. Dies ist aber nur dann möglich, wenn der Betrieb die Grösse der Verluste, den Ort ihrer Entstehung sowie die von ihnen verursachten Kosten kennt, und wenn er in der Lage ist, die Wirksamkeit getroffener Massnahmen zu überprüfen.

Die Berechnung der Differenz von erzeugter und abgegebener Energie genügt nicht, um genügend Anhaltspunkte über die Netzverluste zu geben. Wenn man nicht an beiden Enden der Leitung bzw. auf der Primär- und Sekundärseite jedes Transformators Zähler einbauen will, die mindestens jede Stunde abzulesen wären (es wären Wirkarbeitszähler für beide Richtungen sowie Blindleistungszähler erforderlich), besteht eine Möglichkeit in der Auswertung der stündlichen Betriebsaufzeichnungen. Durch Zerlegen sämtlicher Stundenwerte nach Energierichtung und Tarifzeiten, das Ordnen der entstehenden Gruppen nach steigenden Belastungsströmen sowie Aufstellen der entsprechenden Belastungsdauerlinien, erhält man einen recht guten Überblick über die tatsächlichen Belastungsverhältnisse. Aus diesen Dauerlinien lassen sich die Verluste, die Ausnutzung der Anlagen sowie die übertragenen Energiemengen in einfacher Weise ermitteln.

Zu diesem Zweck wird das *Lochkartenverfahren* angewendet, das gestattet, die Auswerte- und Rechenarbeiten maschinell zu erledigen, so dass die Ergebnisse dem Betrieb verhältnismässig kurzfristig zur Verfügung gestellt werden können.

Nach diesem Verfahren werden, bei einer Hochspannungs-Drehstromleitung mit einem ohmschen Widerstand R (Ohm/Phase), einem induktiven Widerstand X (Ohm/Phase) und einer Ladeleistung (bei Nennspannung U_n) Q_{Lo} (kVar) am Anfang oder am Ende zu jeder vollen Stunde folgende Betriebswerte abgelesen und aufgezeichnet:

Strom I (A)
 Spannung U (kV)
 Wirkleistung P (MW) mit Richtungsangabe \pm
 Blindleistung Q (MVar) mit Richtungsangabe \pm

Mit diesen Werten errechnen sich Leitungsverluste und Blindleistungsbedarf nach folgenden einfachen Gleichungen:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q}{P}$$

Wirkstrom $I_p = I \cos \varphi$ (A)

Blindstrom $I_q = I \sin \varphi$ (A)

Gesamter Wirkverlust $W = 3 I^2 R \cdot 10^{-3}$ (kW)

Gesamter Blindverlust $B = 3 I^2 X \cdot 10^{-3}$ (kVar)

Wirkverlust durch Wirkstrom $W_r = 3 I_p^2 R \cdot 10^{-3}$ (kW)

Wirkverlust durch Blindstrom $W_q = 3 I_q^2 R \cdot 10^{-3}$ (kW)

Betriebswert der Ladeleistung $Q_L = Q_{Lo} \left(\frac{U}{U_n} \right)^2$ (kVar)

Blindleistungsbedarf der Leitung $L = B - Q_L$ (kVar)

Es ist nun möglich, die angeführten Operationen von Rechenmaschinen selbsttätig ausführen zu lassen, wenn der ganze Rechengang in das System einer Lochkarte eingefügt wird. Am besten werden sog. Zeichenlochkarten benutzt; für jede Stunde und jede Leitung wird eine solche ausgefertigt. Sie enthält bei der Auslieferung an die Betriebsstellen bereits vorgelocht die unveränderlichen Angaben für die Leitungsbezeichnung, für die Unterstationen an den Enden der Leitung, für das Datum, den Wochentag, die Wochennummer, sowie für die elektrischen Leitungskennwerte (R , X , Q_{Lo}). Die Betriebswerte werden demnach unmittelbar von den Schaltwärtern mit Bleistift oder besonderer Tinte auf der jeweiligen Lochkarte angestrichen. Damit sind die Karten für die spätere Auswertung vorbereitet. Alle im Netz anfallenden Karten eines bestimmten Zeitabschnittes (z. B. eines Monats) werden zentral gesammelt. Die Auswertung erfolgt mit Hilfe der Lochkartenmaschinen nach genau festgelegten Arbeitsgängen gleichzeitig für alle Karten eines bestimmten Zeitabschnittes. Dabei ist zunächst die Ordnung der Karten unwesentlich.

Die Resultate werden von der Maschine getrennt nach Leitungen, Tagen, Wochen, Monaten, Energierichtung, Tarifzeiten usw., tabelliert und summiert. Sämtliche Karten einer Leitung werden ferner nach steigendem Betriebsstrom, Wirkstrom oder Blindstrom, gegebenenfalls getrennt nach Energierichtung und Tarifzeiten zur Aufstellung von Belastungsdauerlinien sortiert.

Die Ergebnisse sind umfassend, vielseitig und für die praktischen Bedürfnisse genügend genau.

Als Beispiel einer Verlufterfassung mit Lochkarten sei dasjenige einer 110-kV-Leitung des bayerischen Hochspannungsnetzes angeführt, die für den Zeitraum eines Monats untersucht wurde.

Es ergab sich z. B. die in Fig. 1 dargestellte Verlustkurve für einen Werktag; dabei wurden Spitzenverlust, mittlerer Hochtarifverlust, Niedertarifverlust und Tagesverlust ausgerechnet. Für den untersuchten Werktag ergab sich ein Verhältnis

zwischen Spitzenverlust und durchschnittlichem

Tagarbeitsverlust von $\frac{7,25}{5,89} = 1,23$

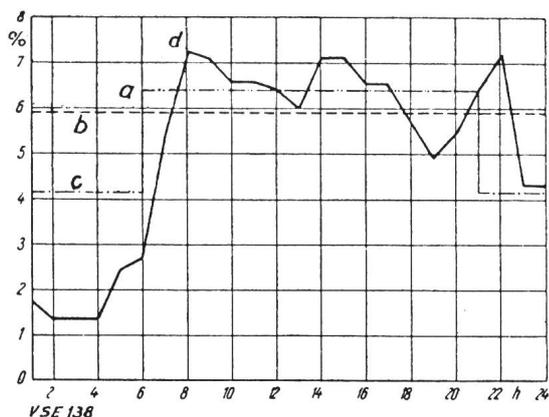


Fig. 1

Wirkverlust in % der übertragenen Wirkarbeit.
Verlauf über einen Werktag

- a mittlerer HT-Verlust 6,30%
- b mittlerer Tagesverlust 5,89%
- c mittlerer NT-Verlust 4,11%
- d Spitzenverlust 7,25%

In Fig. 2 sind die täglichen Gesamtverluste der gleichen Leitung während des ganzen Monats dargestellt. Die Fig. 3 und 4 zeigen, wie sich die Verluste auf die Tarifzeiten aufteilen und welche Verluste durch die Übertragung des Wirk- und des Blindstromes entstanden sind.

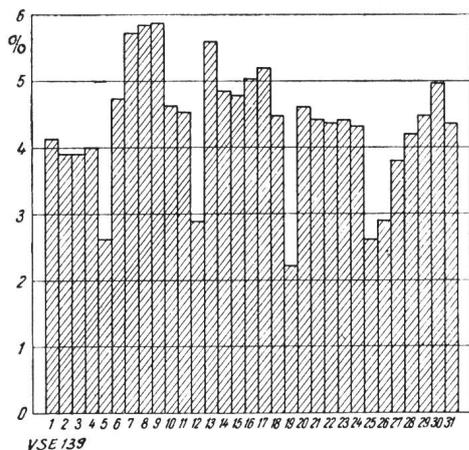


Fig. 2

Verluste in %, bezogen auf die täglich übertragene Arbeit.
Auswertung über einen Monat
Monatsdurchschnitt 4,55%

Zahlenmässig ergibt die monatliche Auswertung für diese Leitung folgende Werte:

	Übertragene Wirk-Arbeit und Verluste in kWh	Verluste in % der übertragenen Wirkarbeit	Verluste in % der übertragenen Wirkarbeit, je km Leitungslänge
Gesamte, während des Monats übertragene Wirkarbeit	16 807 000	100	
Gesamtverluste . . .	764 753	4,54	0,715
davon HT-Verluste . .	606 514	3,60	0,567
NT-Verluste	158 239	0,94	0,148
bzw.			
Wirkstrom-Verluste .	738 098	4,38	0,690
Blindstrom-Verluste .	26 655	0,16	0,025

Zu bemerken ist, dass die Blindstromübertragungsverluste in diesem Fall besonders niedrig sind.

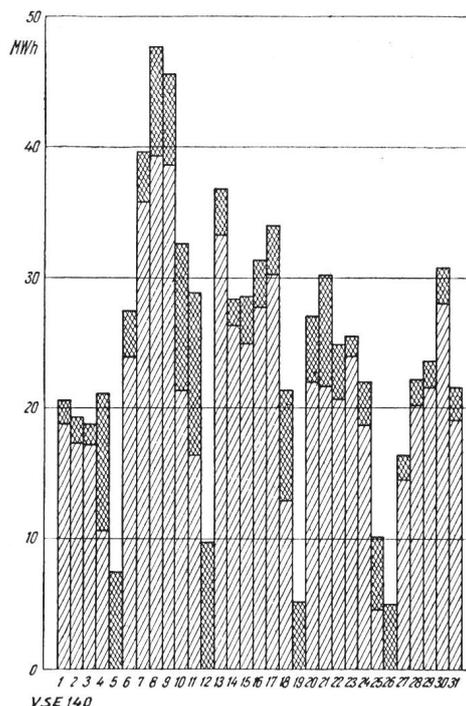


Fig. 3

Tägliche Verluste, aufgeteilt nach NT- und HT-Verlusten
Auswertung über einen Monat

- NT - Verluste
- HT - Verluste

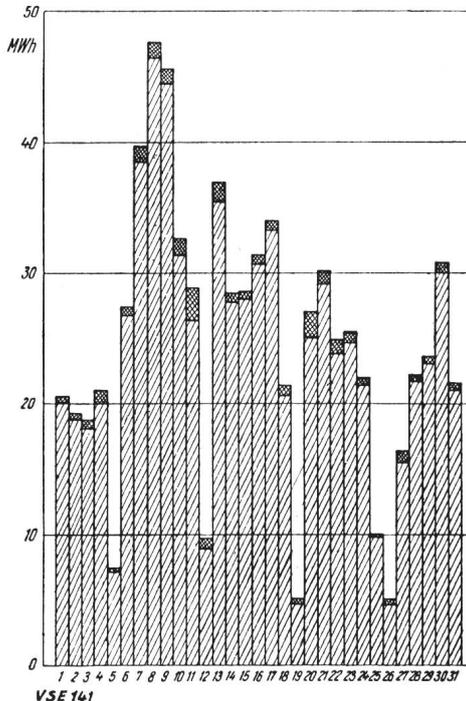


Fig. 4

Tägliche Verluste, aufgeteilt nach durch Blind- und Wirkstrom verursachten Verlusten. Auswertung über einen Monat.

- Verluste verursacht durch Blindstrom
- Verluste verursacht durch Wirkstrom

Die Resultate lauten für das ganze untersuchte Netz (bestehend aus 3 Leitungen von ungefähr 60 km Länge):

Mittlerer Transport je km Leitungslänge:
14 300 MWh / Monat.

Mittlere Verluste je km Netzleitungslänge:
7050 kWh / km und Monat.

Spezifische Netzverluste, bezogen auf die mittlere Transportleistung, je km Netzleitungslänge:
0,494 ‰ je km.

Der letzte Wert ist ein Mass für den mittleren Netzwirkungsgrad. Die errechneten Zahlen zeigen in anschaulicher Weise, wie sich die Transportleistung des Netzes und damit auch die Netzverluste in Abhängigkeit von *wechselnden Belastungszuständen* verändern, welche Rolle die Jahreszeiten, die Wasserführung und die Belastung im Verlusthaushalt des Netzes spielen und welche Massnahmen geeignet sind, den Wirkungsgrad des Gesamtnetzes zu verbessern. Werden diese Ergebnisse über einen längeren Zeitraum hinweg statistisch erfasst, so lassen sich bereits geringe Abweichungen vom Normalen sofort erkennen. Der Betrieb erhält damit

eine sehr wertvolle Unterlage, die zu immer neuen Versuchen, Überlegungen und Massnahmen zur weiteren Verringerung der Netzverluste anregt, und die den Schlüssel zur Erreichung des *optimalen Betriebszustandes* bildet.

Darüber hinaus liefern die Lochkarten auch noch wertvolle Aufschlüsse über den *Blindleistungshaushalt* der einzelnen Leitungen und des ganzen Netzes.

Ferner kann die Ordnung der Ströme nach steigenden Belastungen, die Auszählung der Karten, die Sortierung der Kartenstapel nach Energierichtung und Tarifzeiten sowie die Tabellierung der Ergebnisse selbsttätig und genau von den Lochkartenmaschinen vorgenommen werden. Aus diesen Resultaten können die *Belastungsdauerlinien* der Leitungen oder des Netzes gezeichnet werden.

Abschliessend kann festgestellt werden, dass die Verlufterfassung des Netzes mit Lochkarten eine ganze Anzahl neuer Erkenntnisse vermittelt, die für eine *wirtschaftliche Betriebsführung* von sehr grossem Wert sind. Sa.

Wirtschaftliche Mitteilungen

Atomkraftwerk in Kanada

621.311.25 : 621.3.039.4(71)

Nach: Power, Bd. 98(1954) Nr. 6, S. 160

Die kanadische Atomenergiebehörde hat ihre Untersuchungen betreffend die zukünftige Rolle der Atomenergie in der kanadischen Wirtschaft abgeschlossen. Ein Forschungsprogramm sowie ein Entwicklungsplan wurde aufgestellt, zum Zwecke, die Atomkraft innert der nächsten zehn Jahre auf kommerzieller Basis auszunützen. Dies ist eine direkte Schlussfolgerung aus den Schätzungen betreffend die *Wasserkraftvorkommen* der hochindustrialisierten Süd-Ontario-Gegend.

Zweck des Planes wäre also die Inbetriebsetzung eines Atomkraftwerkes bis spätestens 1962. Man hofft, dass dieses Kraftwerk imstande sein wird, dem Süd-Ontario-Netz Energie zum gleichen Preis zu liefern, wie heute die thermischen Kraftwerke bei einem Kohlenpreis von 8 Dollars pro Tonne.

Die erste Phase des Programmes wurde schon eingeleitet. Die Sachverständigen und die Gelehrten der «Hydroelectric Power Commission of Ontario» und der «Atomic Energy of Canada Ltd.» sind gegenwärtig damit beschäftigt, Pläne und Kostenvoranschläge für ein Atomversuchskraftwerk anzufertigen. Dieses Versuchskraftwerk wird voraussichtlich in drei Jahren in Betrieb gesetzt werden. Zwei Jahre später soll ein weiterer Reaktor gebaut werden, der dann auf rein kommerzieller Basis zu betreiben sein wird.

Der Leistungsbedarf der Süd-Ontario-Gegend ist von

498 000 kW im Jahre 1922 auf 2 766 000 kW im Jahre 1952 angestiegen. Bei gleichbleibendem Rhythmus in der Produktionssteigerung reichen die vorhandenen Wasserkräfte noch bis zum Jahre 1958 aus. Die Verwirklichung des Saint Laurent-Projektes wird diesen Termin bis 1962 hinausschieben. Bis zu dieser Zeit, da die Wasserkräfte des Ontarios fertig ausgebaut sein werden, wird das Atomkraftwerk voraussichtlich mit den andern Kraftwerktypen in Wettbewerb treten können. Die andern kanadischen Wirtschaftsbezirke befinden sich in einer weniger heiklen Lage, sei es, weil ihre noch ungenutzten Wasserkräfte im Verhältnis zur voraussichtlichen Bedarfzunahme grösser sind, sei es, weil dort Kohle in genügender Menge vorkommt.

Solange die gegenwärtigen Studien noch nicht abgeschlossen sind, weigert sich die kanadische Atomenergiebehörde, Auskünfte über die voraussichtlichen Kosten des vorgesehenen Reaktors zu erteilen. Zur Zeit gibt die Regierung 40 Millionen Dollars für den zweiten Versuchsreaktor NRU aus, der in Chalk River hergestellt wird. Das vorgesehene Atomversuchskraftwerk dürfte ungefähr gleich teuer zu stehen kommen. Was das Reaktorprinzip betrifft, dürfte man wahrscheinlich auf die mit den zwei gegenwärtig in Kanada vorhandenen Versuchsreaktoren NRX und NRU gemachten Erfahrungen abstellen. Es sind langsame Reaktoren, die Stäbe aus natürlichem Uran als Brennstoff und schweres Wasser als Moderator benutzen; im Hinblick auf die Erzeugung von elektrischer Energie werden lediglich ihre Charakteristiken abzuändern sein. Sa.

Kongresse und Tagungen

Beiträge zur Wirtschaftsrechnung in der Energieversorgung

620.9 : 657.3

Das Energiewirtschaftliche Institut der Universität Köln veranstaltet jährlich eine Arbeitstagung über verschiedene Probleme der Energiewirtschaft. An der diesjährigen siebenten Arbeitstagung, die in Köln vom 23. bis zum 24. April 1954 stattfand, wurde das Thema «Wirtschaftsrechnung» erörtert. Es handelte sich bei der Erörterung der Probleme darum, in Bilanzen, bei Abschreibungen, in Kostenberechnungen oder in Wirtschaftsrechnungen für Neuinvestierungen die massgebenden Rechnungsfaktoren nach allgemeinen, volkswirtschaftlichen

Grundsätzen zu bemessen. Ferner war ihr Einfluss so einzuschätzen, dass allen Unternehmungen mit hohen, laufenden Investitionen und ständiger Nachfragesteigerung, wie z. B. den Elektrizitätswerken, ein gesunder Finanzhaushalt gewährleistet ist. Es ist klar, dass bei dieser Art von Unternehmungen in Ländern wie Deutschland, Frankreich, Italien usw., die mit einer sehr hohen Verzinsung von Anleihen rechnen müssen, die richtige Berücksichtigung des Faktors Zins von ausschlaggebender Bedeutung ist. In der Schweiz, wo wir mit Anleihe-

zinsen zwischen $2\frac{3}{4}$ bis $3\frac{1}{2}$ % rechnen müssen, muss dem Zinsendienst nicht die gleiche Wichtigkeit zugemessen werden wie in den genannten Ländern. Wie an diesem Beispiel aufgezeigt, sind die Verhältnisse für die einzelnen Länder in Bezug auf einzelne Rechnungsfaktoren verschieden, so dass es sich in den Vorträgen nur darum handeln konnte, mehr allgemeine Richtlinien zu geben.

Es ist selbstverständlich nicht möglich, im Rahmen einer kurzen, summarischen Berichterstattung auf Details einzutreten; das Institut wird aber wie üblich einen ausführlichen Tagesbericht ausarbeiten, den sich Interessenten direkt beschaffen können.

Prof. Dr. Wessels, Direktor des Instituts und derzeitiger Rektor der Universität Köln, stellte in seiner allgemeinen Betrachtung fest, dass der Wirtschaftsablauf ein einheitlicher Prozess ist, und sich die Wirtschaftsrechnungen einzelner Betriebe nicht von der Gesamtwirtschaft lösen können. Er wies auch auf die Bedeutung des Preissystems als Bindeglied zwischen einzel- und gesamtwirtschaftlicher Rechnung hin. Wenn das Preissystem der Gesamtwirtschaft falsch ist, so orientiert sich die Wirtschaftsrechnung der einzelnen Betriebe zwangsläufig an falschen Grössen.

Jeder Einsatz von Produktionsmitteln auf längere Zeit hat zur Folge, dass auf eine kurzfristige Erzeugung von Gütern erster Ordnung verzichtet werden muss. Dieses Opfer kann nur durch einen Mehrertrag an Stelle des kurzfristigen Einsatzes gerechtfertigt werden. Der Mehrertrag wird durch den Zins gemessen. Für langfristigen Einsatz von Produktionsmitteln ist daher die richtige Berücksichtigung des Zinses ausschlaggebend.

Obwohl die Verfahren der Wirtschaftsrechnung, insbesondere der Investitionsrechnung, formal als abgeklärt angesehen werden dürfen, sind sie doch materiell mit nicht geringen Unsicherheiten behaftet, denen Schätzungen künftiger Erträge zu Grunde liegen, über die eine sichere Voraussage nicht möglich ist. Die Reichweite der Unsicherheiten, mit denen vor allen Dingen die Wirtschaftsrechnungen für lang dauernde Anlagen behaftet sind, kann durch Kombination von statistischen und ökonomischen Forschungsmethoden aber sicher verringert werden.

Dir. Bereuter der Thüringischen Gasgesellschaft befasste sich in seinen Ausführungen mit der Bewertung in der Handels- und Steuerbilanz im Zusammenhang mit der Wirtschafts- und Steuergesetzgebung in Westdeutschland. Er präziserte zunächst die verschiedenen Wertbegriffe und setzte sich anschliessend mit Abschreibungsverfahren und ihrer steuerlichen Anerkennung auseinander. Die Freisetzung von Abschreibungsbeträgen und die Möglichkeit ihrer Verwendung zur Finanzierung von Erweiterungen werden grundsätzlich anerkannt. Unterschiede in der Auffassung bestehen lediglich hinsichtlich der Wahl der Abschreibungsmethoden, wobei der Fiskus neuerdings unter bestimmten Voraussetzungen auch die sog. degressive Abschreibung zulässt, d. h. höhere Abschreibungsbeträge während der ersten Zeit, auf Kosten geringerer Abschrei-

bungen in spätern Nutzungsjahren (Begünstigung der Eigenfinanzierung). Im Zusammenhang mit der Bewertung von Wiederbeschaffungssätzen bei sinkenden Preisen und der Notwendigkeit, die Schuldentilgung aus Abschreibungen zu decken, wurde in der Diskussion auf holländische Unternehmungen hingewiesen, die Bilanzen und Gewinn- und Verlustrechnungen unter Verwendung der Wiederbeschaffungswerte erstellen.

Direktor Dessus, Electricité de France, Paris, widmete seinen Vortrag über «Das Problem der Abschreibungen» im besonderen der Frage, wie die Aufwendungen für die Abschreibungen bei der Selbstkostenberechnung der elektrischen Energie zu berücksichtigen sind. Der Referent beschränkte demgemäss seine Betrachtungen auf die *wirtschaftliche* Seite des Abschreibungsproblems, unter Vernachlässigung aller jener Fragen, die sich durch die — in jedem Lande verschiedene — fiskalische Gesetzgebung, wie auch durch das jeweilige rechtliche Statut der Unternehmung selbst stellen. Finanzielle Aspekte, so etwa wie durch eine angepasste Abschreibungspolitik Zeiten guter Konjunktur besonders auszunützen oder auf die Börsenkurse der Titel (Aktien) einer Unternehmung einzuwirken sei, werden nur beiläufig erörtert.

Davon ausgehend, dass die Leitung eines Unternehmens praktische Folgerungen aus der Höhe ermittelter Selbstkosten zu ziehen hat, ist es nicht gleichgültig, ob die in die Selbstkostenrechnungen eingeführten Kostenanteile für die Abschreibungen des in die Produktionsanlagen investierten Kapitals «wirtschaftlich richtig» berechnet sind oder nicht. Die Aufgabe ist hierbei derjenigen nicht unähnlich, die bei der Berechnung der Selbstkosten von «Kuppelprodukten», d. h. von mehreren, verschiedenartigen Produkten, die gleichzeitig in denselben Produktionsanlagen erzeugt werden, vorliegt. Ein Unterschied besteht nur insofern, als es sich in einem Falle um ein «zeitliches Nacheinander», im anderen Falle um ein «räumliches Nebeneinander» wirtschaftlicher Güter handelt.

Im Lichte der Grenzkostentheorie lassen sich für irgend ein Erzeugnis die «Entwicklungskosten» bestimmen; geht man von der Annahme aus, dass die Produktionsanlagen einer Unternehmung einem neuen jeweils erweiterten Produktionsprogramm ständig angepasst werden, verändern sich die aus den Investitionen sich ergebenden Kosten wie auch die Betriebskosten, die zusammen eben die «Entwicklungskosten» ergeben, mit der Produktionszunahme. Dass das in den Anlagen investierte Kapital ausser den Kapitalzinsen zu weiteren Unkosten führt, die in einer Selbstkostenrechnung berücksichtigt werden müssen, rührt davon her, dass Anlagegüter keine ewige Lebensdauer aufweisen, vielmehr jede technische Anlage der Abnutzung und Alterung unterworfen ist und schliesslich untergeht.

Wie sind nun bei der Selbstkostenrechnung die erwähnten Unkosten in wirtschaftlich richtiger und sinnvoller Weise anzusetzen? Ein Teil dieser in der Zukunft zu erwartenden Kosten werden jedes Jahr mit verhältnismässig unbedeutenden Beträgen

aufzutreten, ein weiterer Kostenteil, der am Ende der Lebensdauer der betreffenden Produktionsanlagen sich einstellt, dagegen erhebliche Beträge erreichen. Jene können als Unterhalts-, diese als Erneuerungskosten bezeichnet werden, und es ist die Aufgabe zu lösen, wie die über die Jahre ungleichmässig auftretenden Kostenbeträge in vielleicht ebenfalls nicht Jahr für Jahr gleichen, jedoch planmässig zu leistenden Abschreibungszuwendungen umzuwandeln sind.

Von den dabei auftretenden finanziellen Fragen erörterte der Referent ausführlicher die Berücksichtigung des Zinses in den Amortisations-Kostenrechnungen und die durch Schwankungen in der Kaufkraft des Geldes entstehende Lage; er kommt in dieser Beziehung zum Schluss, dass im Falle einer eingetretenen *allgemeinen* Geldentwertung als Basis zur Berechnung der Abschreibungen von den *aufgewerteten* investierten Kapitalbeträgen auszugehen sei.

Ist es im allgemeinen angezeigt, die Abschreibungen über die ganze Lebensdauer eines Anlagegutes nach gleichmässigen Annuitäten zu verteilen, so ist doch in manchen Fällen wiederum ein Abschreibungsrhythmus angezeigt, der zu den Einnahmen proportionale Gesamtausgaben führt. Zusammenfassend betonte der Vortragende, dass aus allgemeinen Grundsätzen heraus über die zu wählende zeitliche Verteilung dieser Aufwendungen für die Abschreibungen nichts ausgesagt werden kann. Vielmehr steht nur soviel fest, dass bei der Ermittlung von Gestehungskosten, die ihrerseits als Grundlage für die Festsetzung von Verkaufspreisen dienen sollen, diese zeitliche Verteilung der Abschreibungen und damit die Gesamtausgaben in *vernünftiger Weise* der im Ablauf der Zeit sich veränderten Produktion zuzuordnen sind.

In seinem Vortrag «Aufgaben und Verfahren der Investitionsrechnung» legte *Dr. H. K. Schneider* vom Energiewirtschaftlichen Institut in Köln einleitend dar, dass eine Investitionsrechnung mit denjenigen Einnahmen- und Ausgaben-Reihen bzw. -Strömen rechnen muss, die das ins Auge gefasste Vorhaben in der Zukunft auslöst. Diese Reihen sind so zu wählen, dass der Investitionsgewinn zu einem Maximum wird. Der Vollzug dieser Aufgabe stösst auf die grundlegende Schwierigkeit, dass die Einnahmen und Ausgaben zeitpunktbezogene Grössen sind, die sich nicht unmittelbar gegeneinander aufrechnen lassen. Die Vergleichbarkeit der im Betrachtungszeitraum anfallenden Einnahmen und Ausgaben wird dadurch hergestellt, dass sie auf eine einheitliche Zeitbasis, in der Regel die Gegenwart, bezogen werden.

Für den Wirtschaftlichkeitsvergleich stehen drei Varianten zur Verfügung:

die Kapitalwert-Methode, die Annuitäts-Methode und die Methode des internen Zinsfusses.

Eine universelle Anwendungsmöglichkeit für die einzelne wirtschaftliche Investitionsrechnung wird nur der Kapitalwert-Methode eingeräumt, die als einzige eine Angabe über den gesamten Investitions-Gewinn, der den Erwartungen entspricht, liefert.

Für die Annuitäts-Methode bietet sich in der Praxis ein genügend breites Anwendungsfeld, so z. B. bei der Lösung der sog. Ersatz-Probleme.

Die Anwendung der internen Zinsfuss-Methode empfiehlt sich für relativ einfache Sonderfälle, wie z. B. die Verrechnung von finanziellen Investitionen.

W. R. Branson, Technical Officer beim «East Midlands Gas Board», Leicester, befasste sich mit der wirtschaftlichen Problematik der Ersatz-Investition, speziell in Bezug auf die britische Gasindustrie. Die Untersuchungen haben ergeben, dass in England, sofern der Ersatz aller Anlagen, die älter sind als 35 Jahre, notwendig wäre, bis zum Jahre 1963 die Kapitalkosten, gemessen am gegenwärtigen Gasverkaufspreis, um ca. 6,5 % steigen würden. Er wies des weitern auf die grosse Bedeutung des Belastungsfaktors einer Anlage hin und bewies, dass trotz der hohen variablen Kosten alte Anlagen zur Deckung von Saisonspitzen wirtschaftlich genutzt werden können, falls sie in einem genügend grossen System eingeordnet sind. Als wirtschaftliche Grösse der Gaserzeugungseinheiten betrachtete er Vertikalkammeröfen, deren Produktion um 280 000 Kubikmeter pro Tag liegt. Schliesslich wies er auf die Vorteile der Planung eines über grössere Entfernung sich erstreckenden Übertragungsnetzes im Verbundsystem hin.

In einem Diskussionsbeitrag gab *Dir. Dr. Freiburger*, Hamburgische Elektrizitätswerke A.-G., Präsident der VDEW, Hamburg, einige interessante Zahlen aus der deutschen Elektrizitätswirtschaft bekannt. Er stellte fest, dass der nominelle Zins in Deutschland doppelt so gross ist als in England (8 gegenüber 4 %), und dass ca. 30 % der deutschen Elektrizitätsanlagen über 30 Jahre alt sind. Die bisher gehörten Investitionszahlen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung sind im Durchschnitt der Jahre 1951...60 sehr vorsichtig mit 1,2 Milliarden DM gerechnet.

Prof. Dr. Musil, Technische Hochschule, Graz, behandelte die Fragen, die mit der Untersuchung der Wirtschaftlichkeit bei Erweiterungen bestehender elektrischer Verteilnetze auftauchen. Es gibt für jede Leitung eine wirtschaftliche Übertragungsleistung, auch besteht eine bestimmte Beziehung zwischen Spannung und Querschnitt. Im Bereich des 0,7- bis 1,4fachen der wirtschaftlichen Leistung sind die speziellen Übertragungskosten praktisch leistungsunabhängig, so dass bei geeigneter Bemessung auch ein Verbrauchsanstieg um 100 % beherrscht werden kann. Der Referent hat unter Berücksichtigung all dieser Faktoren eine Methode zur Bestimmung der wirtschaftlichen Dimensionierung eines Netzes in Abhängigkeit des zu erwartenden Verbrauchsanstieges ermittelt.

Generaldirektor Romagnoli Mosca, «Società Dinamo», Mailand, entwickelte die Gedankengänge, die für eine Wirtschaftlichkeitsrechnung und Finanzierung bei neu zu versorgenden Gebieten sich stellen. Die Erschliessung von Gebieten für die Elektrizität erfordert verhältnismässig hohe Investitionen, deren Wirtschaftlichkeit sorgsam überprüft werden muss. Gewähren die erwarteten Einnahmen

über eine Wiedergewinnung aller mit der Investition verbundenen Ausgaben hinaus schliesslich auch eine vom Unternehmer als angemessen angesehene Verzinsung? Solche Rechnungen sind mit Schätzungswerten behaftet, weil die unterstellten Einnahmen und Ausgaben erst künftig eintreten.

Es wurden zwei Verfahren zur Ermittlung des unmittelbaren und des zukünftigen Stromabsatzes und der zu erwartenden Einnahmen eingehend erörtert:

1. Stichprobeartige Marktforschung an Ort und Stelle (mit hohen Kosten verbunden),
2. Heranziehen von Ergebnissen von frühern, ähnlichen Fällen unter Einbezug von wohl abgewogenen Sicherheitskoeffizienten, wobei weitgehend auf einheitliche Verbrauchsgruppen und Wirtschaftsgebiete abgestellt werden sollte.

Das Thema «Verhältnis von Eigen- zu Fremdkapital und seine steuerlichen Konsequenzen» erörterte *Dir. Dr. F. Ortmaier*, Licht- und Kraftwerke A.-G. München. Er führte folgendes aus:

Kapital ist, betriebswirtschaftlich gesehen, Gütervorrat. Von Eigenkapital kann im Grunde genommen nur bei reinen Personengesellschaften gesprochen werden. Bei den Kapitalgesellschaften ist dieses Beteiligungskredit, Fremdkapital in der Regel Darlehenskredit. Die Frage der Kapitalausstattung wird bei der Neugründung und bei der Erweiterung der Unternehmung akut.

Für die Energiewirtschaft ergibt sich aus der betriebswirtschaftlichen Errechnung des Kapitalbedarfs, dass sie infolge ihres grossen Umfanges des Sachanlagevermögens kapitalintensiv ist und wegen der langen Dauer des Kapitalumschlages höhere Betriebsmittel als andere Wirtschaftszweige benötigt. Das Eigenkapital soll die risikobehafteten Vermögensteile decken, das Fremdkapital die risikofreien Vermögensteile. Während früher erst bei der Erweiterung der Unternehmung die Hereinnahme von Fremdkapital in Betracht gezogen wurde, finanzieren heute die kapitalintensiven Wirtschaftszweige im allgemeinen schon von Anfang an in erheblichem Umfang auch mit Fremdkapital.

Jede langfristige Finanzierung, ob über Darlehenskredit oder über Beteiligungskredit, setzt einen aufnahmebereiten Kapitalmarkt voraus. Für die Entscheidung, ob Eigen- oder Fremdkapital,

ist wichtig, dass die Zinskosten niedriger sein müssen als der Ertrag des hereingenommenen Fremdkapitals. Ausserdem ist zu beachten, dass Kreditkosten Festkosten sind, die auch bei Beschäftigungslosigkeit bezahlt werden müssen. Die Selbstfinanzierung — zurückbehaltene Gewinnanteile — die seit 1945 in erheblichem Umfange betrieben werden musste, begegnet, wenn sie hemmungslos und versteckt betrieben wird, trotz aller Vorteile auch erheblichen Bedenken und steht eigentlich im Widerspruch zum Grundgedanken der mobilisierten Aktienanteile.

An Hand verschiedener Tabellen wurden die tatsächlichen Kapitalverhältnisse bei den deutschen Aktiengesellschaften im allgemeinen und in der Energiewirtschaft im besondern seit der Währungsreform aufgezeigt. Dabei ist wesentlich, dass Finanzierung über Beteiligungskredit infolge des darniederliegenden Kapitalmarktes so gut wie noch nicht stattgefunden und die langfristige Fremdkapitalfinanzierung seit der Währungsreform bis Ende 1951 sich verdoppelt hat, aber in ihrem Anteil am Gesamtkapital und an der Sachanlagenfinanzierung noch hinter den Verhältnissen von 1934/35 zurückbleibt. Im allgemeinen hat die Energiewirtschaft Ende 1952 ihre Sachanlagen zu einem Drittel über Fremdkapital finanziert.

Bei der Besprechung der steuerlichen Konsequenzen wurde für die Kapitalverkehrssteuer gefordert, dass die Behandlung der Wohnbaugesellschaften und der Reedereien im Grundsatz auch auf die Energiewirtschaft ausgedehnt wird. In Bezug auf Besitz- und Ertragssteuern stellte der Referent fest, dass sich zurzeit in Deutschland die Gesellschaft steuerlich um so besser stellt, je mehr sie sich über Fremdkapital finanziert. Da jedoch eine ausreichende Eigenkapitalbasis mit Rücksicht auf eine einwandfreie Fremdkapitalfinanzierung unerlässlich ist, besteht heute die Notwendigkeit, die Steuergesetze so abzuändern, dass die Aktien auf dem Kapitalmarkt ihre frühere Stellung wieder erlangen.

In der anschliessenden Diskussion wurde die Frage gestellt, ob bei Energieversorgungsunternehmungen die Sicherheit und Krisenfestigkeit nicht einen grösseren Fremdkapitalanteil zulasse als bei der Fabrikationsindustrie. *H. Spaar*.

Fünfter Internationaler Talsperrenkongress

Es liegt uns daran, hier auf den fünften Internationalen Talsperrenkongress hinzuweisen, der nächstes Jahr anfangs Juni stattfindet. Der Kongress selbst wird vom 31. Mai bis zum 4. Juni 1955 in Paris abgehalten. Ihm schliessen sich Exkursionen in Frankreich vom 4. bis zum 9. Juni und Studienreisen in Nordafrika vom 9. bis zum 17. Juni an.

Die auf der Tagesordnung stehenden Fragen sind folgende:

Nr. 16: Projektierung und Bau von Talsperren auf durchlässigem Boden und Methoden zur Behandlung der Fundamente.

Nr. 17: Wirtschaftlichkeit und Sicherheit der verschiedenen Typen von Betonmauern.

Nr. 18: Setzung der Stauwauern auf Grund der Kompressibilität der für die Mauer und für die Fundamente verwendeten Materialien, mit Einschluss der Einwirkung von Erdbeben.

Nr. 19: Einfluss der Zementdosierung auf das beobachtete Verhalten:
a) der Schwergewichtsmauern (innen und aussen)
b) der Bogenmauern
c) der Mauern in aufgelöster Bauweise sowie Einfluss dieser Dosierung auf die Durchlässigkeit und den Widerstand gegen Frost.

Wir hoffen, dass angesichts der Nähe des Tagungsortes, die Beteiligung aus der Schweiz eine erfreuliche sein wird.

Redaktion der «Seiten des VSE»: Sekretariat des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke, Seefeldstrasse 301, Zürich 8, Telephon (051) 34 12 12, Postcheckkonto VIII 4355, Telegrammadresse: Electrunion, Zürich.

Redaktor: *Ch. Morel*, Ingenieur.

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