Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Band: 47 (1956)

Heft: 4

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

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. 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. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

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. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

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. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 08.08.2025

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

Energie-Erzeugung und -Verteilung

Die Seiten des VSE

Die zukünftige Rolle der hydraulischen Erzeugung im Belastungsdiagramm bei zunehmendem Ausbau der Wasserkräfte [1])

Von *Ch. Aeschimann*, Olten

621.311.21 : 621.311.153.001.1

Der zunehmende Ausbau der Wasserkräfte eines bestimmten Gebietes stellt wichtige Probleme. Die noch verfügbaren Wasserkräfte sind so auszubauen, dass die Gesamtheit aller Wasserkräfte nicht nur in der nächsten Zukunft, sondern auch auf weite Sicht möglichst wirtschaftlich ausgenützt werden kann.

Die im vorliegenden Bericht durchgeführte Untersuchung ergibt, dass vom schweizerischen Standpunkt aus, im Gegensatz zur gegenwärtigen Tendenz, der Ausbau von Winterspeichern eher etwas gedrosselt werden sollte zugunsten einer grösseren Erzeugung von Sommerenergie. Ferner scheint es zweckmässig, die Speicherwerke mit noch grösserer Maschinenleistung auszurüsten und überall da, wo dies möglich ist, Tagesausgleichbecken zu erstellen, um der zu erwartenden Entwicklung der Belastungsdiagramme Rechnung zu tragen. Sobald einmal alle Wasserkräfte ausgebaut sind, werden thermische Kraftwerke oder Atomkraftwerke die zusätzlich benötigte Energie liefern müssen. Der Energieaustausch mit den Nachbarländern wird weiterhin eine gewisse Rolle spielen. Die Meinungen sind jedoch geteilt in Bezug auf eine weitere Zunahme dieser Energietransporte über die Landesgrenzen. Um die zu erwartende mögliche Entwicklung darzustellen, wurde im vorliegenden Bericht versucht, für einen angenommenen Endzustand mit gegenüber heute verdreifachtem Energieabsatz für einen Sommer- und einen Winter-Werktag das Gesamtbelastungsdiagramm aufzustellen und dieses in seine Komponenten zu zerlegen. Die Laufkraftwerke werden voraussichtlich die Grundlast und die Speicherwerke die Spitzen übernehmen, während die thermischen Werke für den dazwischen liegenden Teil aufkommen.

Aus Informationen, die der Verfasser aus Nachbarländern erhalten hat, geht hervor, dass in Frankreich und Italien, wo die Spitzendeckung das Hauptproblem ist, ähnliche Ansichten vertreten werden, wie sie vorstehend für die Schweiz dargelegt worden sind. Man versucht in Frankreich und Italien, die Ausnutzung der Wasserkraftwerke durch Schaffung von Speicherbecken zu verbessern. In Frankreich werden daneben leichte Gasturbinengruppen und alte Dampfturbinengruppen benutzt. In Italien entwickelt sich die Elektrizitätserzeugung auf der Basis von Erdgas sehr rasch und übernimmt die Grundlast, während die Spitzendeckung hydraulisch erfolgt.

Österreich besitzt noch grosse, bisher nicht ausgenützte Wasserkräfte und verfügt damit über billige Energie für den Austausch mit dem Ausland. In Westdeutschland dagegen ist die Erzeugung der Wasserkraftwerke verhältnismässig klein gegenüber dem Gesamtbedarf und kann daher vom Inlandnetz ohne weiteres voll aufgenommen werden. Die hydraulischen Speicher- und Pumpkraftwerke und der Energieaustausch mit dem Ausland werden benutzt, um die Belastung der thermischen Kraftwerke möglichst konstant zu halten.

L'épuisement progressif des ressources hydrauliques d'une région pose des problèmes importants. Il faut alors équiper les chutes encore disponibles de façon à ce que l'ensemble des forces hydrauliques puisse être utilisé aussi rentablement que possible non seulement dans un proche avenir mais aussi à longue échéance.

La question a été tout d'abord étudiée du point de vue de la Suisse, et les résultats conduiraient à modifier quelque peu les tendances actuelles en diminuant les accumulations saisonnières à l'avantage d'une plus forte production d'été. Par ailleurs, il semblerait opportun de prévoir pour les usines à accumulation un équipement plus poussé et de créer partout où cela est possible des bassins de compensation journaliers afin de tenir compte de l'affinement probable du diagramme de charge. Lorsque les forces hydrauliques seront toutes mises en valeur, les centrales thermiques ou nucléaires devront faire l'appoint. Les échanges d'énergie avec les pays voisins continueront à jouer un certain rôle, mais les opinions sont partagées au sujet d'un grand développement de ces échanges. Pour illustrer l'évolution possible, on a tenté d'analyser la structure des diagrammes de charge d'un jour ouvrable d'hiver et d'été quand la consommation aura approximativement triplé par rapport à aujourd'hui. Le fil de l'eau serait vraisemblablement au bas du diagramme, l'accumulation ferait les pointes, tandis que l'appoint thermique se placerait entre les deux.

Quelques observations reçues de pays limitrophes de la Suisse semblent confirmer des vues très semblables en France et en Italie, où le problème de la couverture de la pointe de charge prédomine. On cherche à y améliorer l'utilisation des centrales hydrauliques en créant des bassins d'accumulation et en mettant en service — en France — des groupes de turbines à gaz légères et des groupes thermiques anciens; en Italie, la production avec du gaz naturel se développe rapidement et forme la base du diagramme de charge tandis que la pointe est réservée à l'hydraulique.

L'Autriche possède encore de grandes réserves hydrauliques inexploitées, ce qui lui permettra de disposer d'énergie à bon marché pour des échanges avec l'étranger, tandis qu'en Allemagne occidentale la production hydraulique est relativement faible par rapport à la production totale et peut être absorbée complètement par les réseaux; les accumulations, le pompage et les échanges avec l'étranger servent alors à régulariser la charge de la production thermique.

Einleitung

Das Thema für die vorliegende Untersuchung wurde vom «Studienkomitee für hydraulische Energie-Erzeugung» vorgeschlagen. Die untersuchte Frage hat eine grosse wirtschaftliche Tragweite. Wenn wir mit einiger Sicherheit die Anforderungen kennen würden, welche in den nächsten Jahrzehnten an die Wasserkraftwerke gestellt werden, die heute im Bau oder im Projektierungsstadium sind, so würde wahrscheinlich diese Kenntnis unsere heutige Auffassung über die Ausrüstung der Kraftwerke und den Bau der Übertragungsleitungen ändern. Es würde sich vielleicht auch vermeiden lassen, beträchtliche Summen in Anlagen zu investieren, deren Nutzen von nur kurzer Dauer wäre.

Im allgemeinen werden die Projekte auf Grund der heutigen Bedürfnisse für Leistung, Regulierfähigkeit und Speichermöglichkeit ausgearbeitet. Es könnte als nicht gerade sehr logisch erscheinen,

[1]) Generalbericht des «Comité d'études de la production hydraulique», Nr. II. 1, Londoner Kongress 1955 der UNIPEDE.

dass für Anlagen mit 40 bis 80 Jahren Amortisationsdauer die zukünftige Entwicklung nicht stärker berücksichtigt wird als dies heute meist geschieht. Wer könnte aber von sich behaupten, dass er die Zukunft so sicher beurteilen kann, dass er mit gutem Recht andere als die heute üblichen Lösungen fordern und auch durchsetzen könnte? Die zu einem raschen Urteil stets bereite öffentliche Meinung würde solche Lösungen prompt verurteilen, wenn die Entwicklung auch nur während einer im Verhältnis zur Lebensdauer der Wasserkraftwerke kurzen Zeit anders verlaufen würde als angenommen wurde. Die Entwicklung der Atomenergie ist ein aktuelles Beispiel, wie eine neue Tatsache plötzlich die sorgfältigsten Prognosen über den Haufen werfen kann. Angesichts der neuen Lage macht sich jeder seine Gedanken, aber er wagt es nicht, sie auch öffentlich auszusprechen, da sie von einem Tag auf den andern durch neue Entdeckungen überholt sein könnten.

Diese wenigen einleitenden Bemerkungen sollen erklären, warum hier keine ausführlicheren und keine präziseren Mitteilungen gemacht werden können, obwohl das behandelte Thema von sehr grosser Bedeutung ist. Der vorliegende Bericht hat daher keinen andern Zweck als zur Diskussion anzuregen und einige Tendenzen aufzudecken.

Mit dem Risiko einer unvorsichtigen Festlegung soll vorerst versucht werden, die Frage vom Standpunkt der Schweiz aus zu behandeln. Trotz der bescheidenen Rolle, welche unser Land spielt, ist dieses Vorgehen vielleicht doch berechtigt mit Rücksicht auf die zentrale Lage der Schweiz in Europa, welche Lage sie mit verschiedenartigen Nachbargebieten in Kontakt bringt. Ferner ist die Schweiz ein Land, das praktisch fast nur hydraulische Energie erzeugt. Ein am Schluss durchgeführter Vergleich mit den Verhältnissen in unsern grossen Nachbarstaaten zeigt, dass dort gewisse Fragen von einem etwas andern Standpunkt aus betrachtet werden.

I. Beurteilung der Lage und der Zukunftsaussichten vom schweizerischen Standpunkt aus

Baldiges Erreichen des Vollausbaus der Wasserkräfte

Eine erste Frage stellt sich in Bezug auf die Grenze der ausbaufähigen Wasserkräfte. Ist diese Grenze bereits heute schon ziemlich festgelegt oder ist zu erwarten, dass durch den technischen Fortschritt und die Erhöhung des Marktwertes der Energie die Grenze für die wirtschaftlich ausbaufähigen Wasserkräfte immer weiter hinausgeschoben wird?

Wenn es auch kühn ist, die zukünftige technische Entwicklung im voraus zu beurteilen, so ist es doch nicht unlogisch, anzunehmen, dass sich der Fortschritt auf allen Gebieten der Technik auswirken werde. Die Konkurrenzlage zwischen den bisherigen Methoden der Elektrizitätserzeugung mit Wasserkraftwerken einerseits und mit Wärmekraftwerken konventioneller Bauart anderseits dürfte sich daher auch in Zukunft nicht wesentlich verändern. Sehr rasche Fortschritte auf dem Gebiete der Atomkraftwerke könnten nur die wirtschaftliche Ausbaugrenze für Wasserkraftwerke nach unten verschieben. Anderseits wären geradezu revolutionäre Erfindungen beim Stollenbau oder beim Bau grosser Talsperren nötig, um bisher eindeutig unwirtschaftliche Projekte für Wasserkraftwerke wirtschaftlich werden zu lassen.

Sofern man von dem heute nur schwer zu beurteilenden Einfluss der Atomenergie absieht, ist auf weite Sicht mit einer Erhöhung des Marktwertes der elektrischen Energie zu rechnen und zwar aus folgenden Gründen: Zunehmender Energiebedarf, zunehmende Kosten der Kohlenförderung, andauernde Erhöhung der Baukosten für neue Anlagen usw.

In der Schweiz wird die Erzeugung der wirtschaftlich ausbaufähigen Wasserkräfte gegenwärtig auf ungefähr 30 Milliarden kWh pro Jahr geschätzt. Unseres Wissens handelt es sich bei den in diesen Berechnungen wegen offensichtlich zu hohen Baukosten nicht berücksichtigten Projekten nicht um Anlagen von sehr grosser Bedeutung. Vorbehältlich einer grundsätzlich nicht ganz ausgeschlossenen umwälzenden technischen Entwicklung glauben wir deshalb, dass der oben genannte Grenzwert von heute 30 Milliarden kWh vielleicht noch um einige Milliarden kWh, aber nicht um mehr vergrössert werden kann durch weitere Fortschritte beim Bau von Talsperren, beim Stollenbau oder bei der Abdichtung von wasserdurchlässigem Gelände.

Die gegenwärtige Elektrizitätserzeugung der Schweiz

In einem Jahr mit durchschnittlicher Wasserführung können mit den bis 1954 erstellten Anlagen jährlich 14 Milliarden kWh erzeugt werden, wovon 8,8 Milliarden kWh in den Laufkraftwerken und 5,2 Milliarden kWh aus Werken mit Jahresspeichern.

Die Kraftwerke mit Schwellbetrieb spielen in der Schweiz keine grosse Rolle, weil den Anlagen mit mittlerem oder grossem Gefälle meist ein Jahresspeicher vorgeschaltet ist und weil die Anlagen mit kleinem Gefälle an Wasserläufen liegen, die sich für eine Tagesspeicherung kaum eignen. Die schweizerischen Laufkraftwerke verfügen in gewissen Sommermonaten dauernd 24stündig und in andern Perioden nur in der Nacht oder an Sonntagen über eine Leistung, die den normalen Landesbedarf überschreitet. Man verwertet die überschüssige, zu niedrigen Preisen abzugebende Energie für Heisswasserspeicher, industrielle Elektro-Dampfkessel, Pumpspeicherung und Energieexport.

Die Energieüberschüsse schwanken nicht nur sehr stark je nach Tagesstunde und Jahreszeit, sondern auch zwischen trockenen und nassen Jahren, wo sich in der Erzeugung der Laufkraftwerke Unterschiede bis zu 30 % ergeben können.

Entwicklung des relativen Wertes der verschiedenen Energiequalitäten aus Wasserkraftwerken

Auch wenn man annimmt, dass in Zukunft das Verhältnis zwischen nicht konsumangepasster Ener-

gie und Speicherenergie unverändert bleibe, so ist doch klar, dass vom Zeitpunkt des Vollausbaues der Wasserkräfte an die weitere Absatzvermehrung den als Überschussenergie zu bezeichnenden Teil der Gesamtproduktion vermindern wird. Schon bevor der Vollausbau erreicht ist, werden die Werke durch kluge, vorausschauende Massnahmen die Anwendungen zu niedrigen Preisen bremsen. Durch mehr oder weniger bewusste Überlegungen wird man die Laufwerkenergie in dem Masse höher bewerten als Aussicht besteht, die gesamte Erzeugung der Laufwerke für Anwendungen mit normalem Preis absetzen zu können.

Diese Entwicklung wird noch beschleunigt werden durch die Tatsache, dass der grösste Teil der noch ausbaufähigen Wasserkräfte der Schweiz für die Anlage von Jahresspeichern geeignet ist. Während gegenwärtig 63 % der schweizerischen Erzeugung aus Laufkraftwerken und 37 % aus Speicherwerken stammt, wird beim Vollausbau mit 30 Milliarden kWh Jahreserzeugung der Anteil der Laufwerke auf 44 % fallen und der Anteil der Speicherwerke auf 56 % steigen.

Bisher hat man sich alle Mühe gegeben, das Belastungsdiagramm möglichst auszugleichen. In dem Masse, als das Interesse der Werke an der Entwicklung der Anwendungen zu niedrigen Spezialpreisen zurückgeht, wird das Belastungsdiagramm die Tendenz haben, wieder seine natürliche Form mit ausgeprägten Spitzen anzunehmen. *Die Benutzungsdauer wird daher in Zukunft abnehmen und es wird nötig sein, wesentlich grössere Ausbauleistungen vorzusehen als heute.*

Zusammenfassend kann man sagen, dass die Elektrizitätswerke im Gegensatz zur bisherigen Einstellung in Zukunft nicht mehr das gleich grosse Interesse an einer möglichst hohen Benutzungsdauer haben werden, sobald einmal der Absatz für die unkonstante Energie der Laufwerke gesichert ist.

Selbstverständlich wird die effektive Entwicklung nicht so schematisch verlaufen wie vorstehend geschildert. Wenn die unkonstante Energie an Wert gewinnt, so sinkt das Interesse für Speicheranlagen etwas. Man wird bei zukünftigen Neubauten die Aufwendungen für einen möglichst vollständigen Jahresausgleich etwas vermindern und das wirtschaftliche Optimum wird dann bei einer weniger stark eingeschränkten Sommererzeugung und einer etwas grösseren virtuellen Benutzungsdauer der installierten Leistung der Speicherwerke liegen. Man wird aber auch in Zukunft überall dort, wo dies topographisch und geologisch möglich ist, Ausgleichbecken erstellen, welche nicht nur eine Konzentration der Erzeugung auf die Stunden stärkster Nachfrage ermöglichen, sondern ausserdem den mehrstufigen Kraftwerkanlagen im besondern und den im Verbundbetrieb arbeitenden Werken im allgemeinen eine sehr wertvolle Elastizität in der Betriebsführung bringen. Die Aufwendungen für solche Tages- oder Wochenspeicherbecken sind verhältnismässig gering und können rasch amortisiert werden. Diese Tages- und Wochenbecken wie auch die Jahresspeicher werden aber im Gesamtbetrieb noch eine viel grössere Bedeutung erlangen als dies aus den bisherigen Ausführungen abgeleitet werden kann. Wir haben nämlich bisher die Betriebsführung derjenigen Kraftwerke noch nicht berücksichtigt, die nach Vollausbau der Wasserkräfte die zusätzliche Energie werden liefern müssen. Gleichgültig, ob es sich um Wärmekraftwerke bisheriger Bauart mit Brennstoff-Feuerung oder um Atomkraftwerke handelt, sind in beiden Fällen sowohl aus wirtschaftlichen Gründen als auch mit Rücksicht auf die technischen Betriebsbedingungen für diese Ergänzungskraftwerke eine bestimmte minimale Benutzungsdauer und ein einigermassen regelmässiges Belastungsdiagramm notwendig.

Die zusätzliche thermische Energie-Erzeugung

Die Schweiz besitzt praktisch keine inländischen Brennstoffe (Kohle, Erdöl, Erdgas) und auch kein Uran oder andere für die Kernspaltung geeignete Stoffe. Letztere kann man für unsere Betrachtungen den Brennstoffen gleichstellen, solange die Atomenergie nur über den Umweg der Wärmeerzeugung in einem thermischen Kraftwerk in elektrische Energie umgewandelt werden kann. In jedem Fall wird es also für die Schweiz nötig sein, den für die Ergänzung der hydraulischen Erzeugung erforderlichen Energieträger aus dem Ausland einzuführen.

Bei Verwendung von gewöhnlichen Brennstoffen wird in der Schweiz der Preis der thermisch erzeugten Energie durch die Kosten für den Ferntransport und die übrigen Nebenkosten viel stärker belastet als in andern Ländern. Beim Atomkraftwerk sind die notwendigen Mengen des wirksamen Materials (z. B. Uran) gewichtsmässig so gering, dass der Transport keinen nennenswerten Einfluss mehr auf die Kosten der erzeugten Energie hat. Die Konkurrenz der Atomenergie wird sich deshalb in erster Linie in Ländern wie der Schweiz bemerkbar machen, wenn einmal die Atomtechnik so weit entwickelt sein wird, dass die Atomkraftwerke mit den Wärmekraftwerken herkömmlicher Bauart konkurrenzfähig sind. Politische Überlegungen, Fragen der militärischen Sicherheit sowie die Möglichkeit einer allfälligen Urankontingentierung wurden bei dieser Prognose ausser acht gelassen; jene Faktoren könnten aber die Entwicklung wesentlich beeinflussen.

Unabhängig von allen Aussichten auf eine baldige oder spätere wirtschaftliche Verwendung der Atomenergie ist man sich heute allgemein darüber einig, dass Atomkraftwerke im Dauerbetrieb und mit konstanter Belastung arbeiten sollten. Die gleiche Forderung muss aber auch für die heutigen modernen Brennstoff-Wärmekraftwerke mit ihren grossen Einheiten gestellt werden. Für die Schweiz ergibt sich daraus die Folgerung, dass die mit zunehmendem Energiebedarf zusätzlich zu hydraulischer Energie notwendige thermische Energie im untersten Teil des Belastungsdiagramms untergebracht werden muss. Das ist nun gerade das Gegenteil von dem, was wir eigentlich haben sollten. Es wäre nämlich günstig, die Belastung der ther-

mischen Werke laufend zu ändern, um die nicht nur innerhalb eines Jahres, sondern ohne überdimensionierte Speicheranlagen auch von Jahr zu Jahr stark schwankende Erzeugungsmöglichkeit der Wasserkraftwerke möglichst günstig ausnutzen zu können.

Die für die Betriebsführung der Wärmekraftwerke massgebenden Gesichtspunkte können vielleicht einmal ändern, und bestimmte Prognosen aufzustellen ist sehr gewagt. Es hängt in erster Linie vom Zinsfuss ab, ob und in welchem Umfange eine Verminderung des spezifischen Brennstoffverbrauchs pro erzeugte kWh einer Einsparung an investiertem Kapital vorzuziehen ist. In der Schweiz kann man gegenwärtig grosse Talsperren und Zuleitungsstollen mit zu 3 % verzinslichen Anleihen finanzieren [2]). Falls sich dieser Zinssatz wesentlich erhöhen sollte, so würde das Gleichgewicht verschoben und das Interesse für thermische Kraftwerke mit zwar kleinerem Wirkungsgrad, aber besserer Eignung für intermittierenden Betrieb, würde stark zunehmen. Kohle oder Heizöl können ohne nennenswerte Verluste und mit geringeren Kosten aufgespeichert werden als das Wasser der Flüsse. Dagegen ist es viel einfacher, eine Wasserturbine anzulassen und abzustellen als eine Dampfturbine. Es stellt sich die Frage, ob es teurer ist, Energie in Form von schlecht ausgenützter Kohle zu verschwenden oder als Überlauf bei ungenügend regulierten Wasserläufen. Die Beziehungen zwischen diesen verschiedenen Faktoren können sich in Zukunft noch ändern.

Internationaler Austausch von hydraulisch erzeugter Energie

Bevor wir dazu übergehen, ein zukünftiges Gesamtbelastungsdiagramm mit Aufteilung auf Lauf- und Speicherwerke, thermische Werke und evtl. Atomkraftwerke aufzustellen, sollen noch die Möglichkeiten für den internationalen Austausch von Wasserkraftenergie geprüft werden.

Theoretisch könnte man sich vorstellen, dass die Schweiz nach Vollausbau ihrer Wasserkräfte aus andern Ländern, die im Verhältnis zu ihrem Bedarf besser versehen sind, hydraulisch erzeugte Energie beziehen könnte, z. B. aus Österreich, Jugoslavien oder Skandinavien. Es ist ferner auch denkbar, dass in grossem Umfange hydraulische Energie bestimmter Qualität gegen thermische Energie anderer Qualität ausgetauscht wird. Aus den nachstehenden Gründen glauben wir aber nicht an eine wesentliche Zunahme des internationalen Austausches von bedeutenden Energiemengen über grosse Entfernungen.

Erstens wird in den oben genannten Ländern bis zum Vollausbau der schweizerischen Wasserkräfte der eigene Bedarf so stark angewachsen sein, dass die für den Export in Frage kommenden Energiemengen sich immer verkleinern und für immer kürzere Zeit zur Verfügung stehen werden. Die Erstellung der teuren Transportanlagen wird unter diesen Umständen eher weniger berechtigt sein als heute. Die Transportkosten einschliesslich Verluste erreichen für Distanzen von einigen hundert Kilometern die Grössenordnung der Preisdifferenz zwischen hydraulisch und thermisch erzeugter Energie. Es ist noch zu berücksichtigen, dass solche Preisdifferenzen eine natürliche Tendenz haben, kleiner zu werden, sobald die Austauschmöglichkeiten zunehmen. Der Rückgang der Preisdifferenzen hat aber eher die Wirkung, den Austausch zu begrenzen als ihn zu fördern. Im übrigen hat *P. Ailleret* in verschiedenen Berichten mit aller wünschenswerten Klarheit die Gründe dargelegt, welche die oft zu optimistisch beurteilte zukünftige Entwicklung des internationalen Energieaustausches begrenzen.

Es ist noch beizufügen, dass das Argument, die begrenzten Brennstoffvorräte sollten sorgfältig bewirtschaftet werden, nicht ausreicht, der hydraulischen Energie ohne Rücksicht auf ihren Preis den Vorzug zu geben. Trotz der Gefahr, dass die Erdöl- und Kohlenlager in einer näheren oder ferneren Zukunft erschöpft sein werden, verbrennen die Automobile und Flugzeuge doppelt so viel Brennstoff als unbedingt notwendig wäre. Dies zeigt, dass im allgemeinen nur die momentanen wirtschaftlichen Überlegungen einen entscheidenden Einfluss auf die Wahl der Energieträger haben und dass die Sorgen um eine fernere Zukunft nur Theorie bleiben.

Die Einordnung der verschiedenen Energiequellen in das zukünftige schweizerische Belastungsdiagramm

Nachstehend wird versucht, ohne Rücksicht auf allfällige zukünftige technische Entwicklungen, einzig auf Grund der gegenwärtigen Kenntnisse, das Gesamtbelastungsdiagramm der Schweiz auf die einzelnen Energiequellen aufzuteilen für den Fall, dass der gesamte Elektrizitätsbedarf des Landes von heute rund 14 Milliarden kWh auf z. B. 40 Milliarden kWh gestiegen sein wird. Das Diagramm wird sowohl für einen Winter-Werktag (Fig. 1*a*) als auch für einen Sommer-Werktag (Fig. 1*b*) aufgestellt. Ausgangspunkt für diese Diagramme bilden die heutigen Belastungsdiagramme, wobei aber berücksichtigt wurde, dass sich einzelne Anwendungen (Elektro-Dampfkessel, andere Lieferungen zu sehr niedrigen Preisen an die Saisonindustrie, ein Teil des Energieexportes) nicht mehr wesentlich weiterentwickeln werden, sobald keine Überschüsse an unkonstanter Energie mehr vorhanden sind.

In den beiden Diagrammen wurde zweckmässigerweise die Erzeugung der Laufkraftwerke zuunterst eingereiht, damit sie auf alle Fälle ausgenützt werden kann. Anschliessend folgen die thermischen Werke und die Atomkraftwerke, da auch diese auf eine möglichst gleichmässige Belastung angewiesen sind. Den obersten Teil des Diagramms übernehmen die Speicherwerke, weil diese nach Belieben reguliert werden können.

Die getroffene Aufteilung der Gesamtbelastung ist sicher zweckmässig, solange man nur ein Tagesdiagramm betrachtet.

[2]) im Zeitpunkt der Abfassung des Berichtes, Frühjahr 1955; heute 3¼ %.

Untersucht man dagegen alle aufeinanderfolgenden Tagesdiagramme eines Jahres, so kommt man zu einer etwas weniger summarischen Einteilung. Die hydraulischen Speicherwerke verfügen im Winter über eine ganz bestimmte vorrätige Energiemenge, die abgesehen von einer Notreserve zu Beginn der Schneeschmelze aufgebraucht sein muss. Bei dieser Betrachtung hat die hydraulische Speicherenergie den Vorrang vor der thermischen Erzeugung, allerdings nicht von einer Stunde auf die andere, wohl aber z. B. von einer Woche zur andern oder von einem Monat zum andern. Falls man wesentliche Laständerungen der Wärme- oder Atomkraftwerke im Laufe der Jahreszeiten vermeiden will, so kommt man zu einem ganz bestimmten Verhältnis zwischen der Erzeugungsmöglichkeit der Laufwerke und der aufgespeicherten Energie. Solange noch nicht alle Wasserkräfte ausgebaut sind, kann die notwendige Korrektur durch mehr oder weniger genaue Anpassung des Baubeginnes für Kraftwerke der einen oder andern Kategorie erfolgen.

Man muss aber auch an die Zeit denken, wo einmal alle Wasserkräfte ausgebaut sein werden. Dann wird das Verhältnis zwischen gespeicherter Energie und Laufwerkerzeugung nur noch von den gewählten Abmessungen der Speicherbecken abhängig sein. Die auf Grund der gegenwärtigen Kraftwerkprojekte aufgestellten Diagramme (Fig. 1*a* und 1*b*) zeigen, dass die hydraulische Sommerproduktion etwas erhöht werden sollte zu Lasten der Winterproduktion, wenn man das für ein Land wie die Schweiz beim Vollausbau der Wasserkräfte paradoxe Resultat vermeiden will, dass dann die thermische Produktion oder die Einfuhr im Sommer grösser ist als im Winter. Wir möchten hiezu einschränkend bemerken, dass die von uns angestellten Extrapolationen zu sehr auf Schätzungen beruhen, um zahlenmässig ausgewertet werden zu können. Sie weisen aber doch den einzuschlagenden Weg an. *Es zeigt sich, dass die Projekte für noch zu erstellende Speicherwerke mit Jahresspeichern in dem Sinne revidiert werden sollten, dass das Speichervolumen etwas vermindert wird zugunsten einer etwas grösseren Erzeugung von regulierter Sommerenergie.* Dieses Ergebnis aus der Untersuchung der Belastungsdiagramme bestätigt übrigens nur die weiter oben aus der zukünftigen Veränderung der Nachfrage und des Marktwertes der verschiedenen Energiequalitäten abgeleitete Entwicklungsprognose.

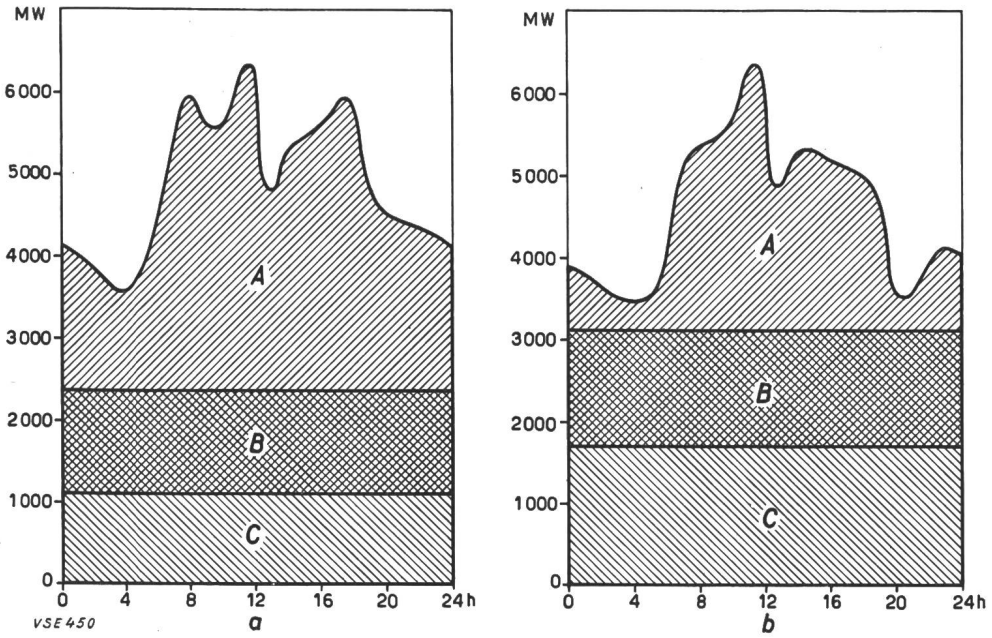

Fig. 1

Voraussichtliches Tagesdiagramm der Belastung aller schweizerischen Elektrizitätswerke bei einem Landesbedarf von 40 Milliarden kWh

a Winter-Werktag
b Sommer-Werktag
A Speicherwerke
B Zusatzenergie aus Wärmekraftwerken oder Atomkraftwerken
C Laufkraftwerke

Regulierungs- und Transportprobleme

Die Speicherwerke sind durch den ihnen im Belastungsdiagramm zugewiesenen Platz dazu berufen, die Frequenzregulierung zu übernehmen. Auch von diesem Gesichtspunkt aus ist es also erwünscht, für die Speicherwerke eine nennenswerte Sommererzeugung vorzusehen, damit die in diesen grossen Kraftwerken konzentrierte Leistung jederzeit für die Frequenzregulierung verwendet werden kann. Anlagen mit zu grosser Speicherung, bei denen die gesamte Erzeugung auf den Winter verlagert ist, entsprechen den vorstehenden Betriebsanforderungen nicht besonders gut. Ihre grossen Maschinenanlagen sind jeweils fast während eines ganzen Halbjahres völlig stillgelegt, während sie jederzeit für die Spitzendeckung zur Verfügung stehen sollten. Man hat ferner ein beträchtliches Interesse, eine möglichst grosse Benützungsdauer auch für die wegen der Geländeschwierigkeiten teuren Hochspannungsleitungen zu erzielen, die die Alpengebiete mit dem Mittelland verbinden. In den engen Tälern und über die wenigen praktisch in Frage kommenden Pässe kann man aus technischen Gründen und auch mit Rücksicht auf die Schonung des Landschaftsbildes nur wenige, aber dafür sehr leistungsfähige Leitungen vorsehen. Die wichtigsten Leitungen müssen für eine zukünftige Betriebsspannung von 400 kV gebaut werden, für den Fall, dass später einmal die Spannung von 225 kV selbst bei Verwendung von Bündelleitern nicht

mehr genügt. Um die Leitungen mit 225 kV möglichst gut ausnutzen zu können und um die Transportverluste von hochwertiger Energie möglichst zu vermeiden, wird man während den Vollaststunden den Transport von Blindenergie möglichst vermindern müssen. Um die von den Leitungen, den Transformatorenstationen und den Abnehmern beanspruchte Blindenergie zu erzeugen, wird man mit Vorteil in den Knotenpunkten und an den Endpunkten der Netze die Zahl der Synchronkompensatoren und der Kondensatorenbatterien erhöhen.

Schlussfolgerungen für die Schweiz

Es ist schwierig, die vorstehenden Überlegungen zusammenzufassen. Absichtlich wurde vermieden, eine schematische Darstellungsform zu wählen, die als Versuch einer Beweisführung für eine vorgefasste Meinung hätte aufgefasst werden können. Aus den verschiedenen Betrachtungsweisen lassen sich aber doch einige wahrscheinliche Entwicklungslinien ableiten. Einerseits ist mit einer Erhöhung des relativen Wertes der Sommerenergie und daher mit einem verminderten Interesse an der Konzentration der Gesamtproduktion neuer Speicherwerke auf das Winterhalbjahr, also mit einer Verminderung der Winterspeicherung und einer Erhöhung der jährlichen Betriebsdauer der Speicherwerke durch *vermehrte Erzeugung von Sommer-Tages-Energie* zu rechnen. Anderseits wird weniger Überschussenergie zu niedrigen Preisen für das Auffüllen der Belastungstäler verfügbar sein, weshalb die Spitzen des Belastungsdiagramms in Zukunft wieder ausgeprägter werden könnten. Zur Deckung dieser Spitzen ist ein *leistungsmässig stärkerer Ausbau der Speicherwerke* nötig, was zu einer Verminderung ihrer virtuellen Benutzungsdauer führt.

Die heute vorwiegend auf das Winterhalbjahr konzentrierte Benutzungsdauer der Speicherwerke, die heute z. B. rund 1800 Stunden beträgt, wird für zukünftige Anlagen auf etwa 1600 Stunden oder darunter sinken, während anderseits eine zusätzliche Benutzungsdauer von etwa 600 Stunden für die Sommererzeugung dazukommt.

Selbstverständlich ist der bestmögliche Ausbau eines jeden einzelnen Wasserlaufes wieder ein Spezialfall, der nicht durch eine allgemeine Regel einheitlich gelöst werden kann. Man wird auch in Zukunft die günstigsten Speichermöglichkeiten maximal ausnutzen, selbst wenn dazu eine künstliche Vergrösserung ihres Einzugsgebietes nötig ist. In weniger günstig gelegenen Fällen wird man sich mit einer kleineren Talsperre zufrieden geben und nicht mit zu langen Zuleitungsstollen Wasser zuleiten, das im eigenen, natürlichen Einzugsgebiet zu niedrigeren Kosten wertvolle Sommerenergie erzeugen könnte. Ferner wird es, abgesehen von topographisch besonders bedingten Fällen, klug sein, keinen zeitlich allzu ausgedehnten Pumpbetrieb vorzusehen, weil die Aussicht besteht, dass die für den Pumpbetrieb benötigte Energie mit der Zeit, abgesehen von verhältnismässig kurzen Perioden, für besser bezahlte Anwendungen abgesetzt werden kann.

II. Beurteilung des Problems durch die Nachbarländer der Schweiz

Die Verhältnisse in der Schweiz bilden die Grundlage für den vorliegenden Bericht, da aus andern grösseren Ländern keine Detailunterlagen vorhanden waren. Der Bericht soll in erster Linie eine allgemeine Diskussion auslösen. Einige Kollegen hatten die Freundlichkeit, mir ihre erste Reaktion zu den vorstehenden Ausführungen mitzuteilen.

Frankreich

Es scheint, dass in Frankreich besonders das Problem der zukünftigen Belastungsspitzen Sorgen macht. Es werden vier Varianten für diese Spitzendeckung in Betracht gezogen: Werke mit täglichem Pumpbetrieb, thermische Spitzenkraftwerke, Schwellbetrieb bei Flusskraftwerken, Jahresspeicherwerke.

Der tägliche Pumpbetrieb ist nur berechtigt, solange genügend billiger Nachtstrom zur Verfügung steht, was mit zunehmender Absatzentwicklung immer unwahrscheinlicher wird.

Die Verwendung von alten Wärmekraftmaschinen nur in den Spitzenstunden ist ein vorübergehendes Hilfsmittel, aber keine Lösung auf weite Sicht.

Es kommen somit für die Spitzendeckung in erster Linie Laufwerke mit Schwellbetrieb (Tagesspeicherung) und die Wasserkraftwerke mit Jahresspeichern in Frage, wobei es schwer ist, allgemeingültig vorauszusagen, welche Lösung sich mehr verbreiten wird. Eine Entwicklung im Sinne einer weniger ausgeprägten Speicherung nur für das Winterhalbjahr ist sehr wahrscheinlich.

Der zur bestmöglichen Ausnutzung der wenigen grossen Jahresspeicher erwünschte internationale Austausch von Speicherenergie zur Spitzendeckung gegen Rücklieferung von thermischer Energie im Band (natürlich mit Ausnahme der Spitzenstunden) kann interessant sein, wenn er durch gegenseitigen Austausch zwischen örtlich benachbarten Gebieten zweier Länder möglich ist und dazu keine Transporte über sehr weite Distanzen nötig sind.

Zusammenfassend kann man sagen, dass in Frankreich das Spitzendeckungsproblem überwiegt. Die Wettbewerbslage für die Deckung dieser Spitzen durch Wasserkraftwerke mit Tagesspeicherung (evtl. in Verbindung mit Pumpbetrieb), durch Jahresspeicherwerke, durch alte thermische Gruppen, durch leichte Gasturbinen und evtl. auch durch zukünftige Atomkraftwerke ist so komplex, dass eine Prognose über die Entwicklung sehr schwer ist.

In einem andern Zusammenhang führt der Vergleich zwischen Frankreich und der Schweiz zu folgender interessanter Bemerkung: Verschiedene Überlegungen des Kapitels I basierten auf einem bestimmten Marktwert der elektrischen Energie, der aber in einem Lande mit vollkommen verstaatlichter Elektrizitätsversorgung praktisch keine Bedeutung mehr hat. Eher müsste man in diesem

Falle einen internationalen Markt in Betracht ziehen, allerdings nur entsprechend dem verhältnismässig geringen Umfang des Energieaustausches von Land zu Land.

In diesem Zusammenhang dürfte ein Hinweis erlaubt sein auf gewisse Vorteile der Dezentralisation. Diese erleichtert durch das Spiel der wirtschaftlichen und geistigen Konkurrenz das Studium von industriellen Problemen, deren optimale Lösung kaum im voraus bestimmt werden kann.

Italien

Wie uns mitgeteilt wurde, gelten die für die Schweiz angestellten Überlegungen in vollem Umfang auch für Italien. Die ausbaufähigen Wasserkräfte Italiens werden auf 50 Milliarden kWh geschätzt, von denen 30 Milliarden oder 60 %, d. h. prozentual etwas mehr als in der Schweiz, schon ausgebaut sind. Daneben produziert Italien aber bereits jährlich 6 Milliarden kWh in thermischen Werken, und dieser Anteil nimmt seit einigen Jahren wesentlich zu, besonders da sich die Erdgasausnutzung rascher entwickelt als der Bau von neuen Wasserkraftwerken. Der verhältnismässig bald bevorstehende Vollausbau der Wasserkräfte führt dazu, den thermischen Werken im Belastungsdiagramm die Grundlast und den Wasserkraftwerken die Spitzenlast zuzuweisen. Aber bei der bestmöglichen Ausnutzung der eigenen Energiequellen handelt es sich nicht nur um eine Frage der Energiequalität, sondern ebensosehr um möglichst grosse Energiemengen. Es müssen deshalb weiterhin möglichst viele Becken für Jahres-, Wochen- und Tagesspeicherung erstellt werden und es muss versucht werden, den grössten Teil der vorhandenen Wassermengen zu erfassen.

Ein Blick auf Bau und Betrieb der italienischen Kraftwerke in den letzten Jahren zeigt mit aller Deutlichkeit die vorstehend geschilderte Entwicklungsrichtung. Von 1951 bis 1954 hat der Leistungsanteil der thermischen Kraftwerke von 13 auf 17 %, ihr Produktionsanteil jedoch von 10 auf 17 % zugenommen, was auf eine Zunahme der Benutzungsdauer hinweist. Von der hydraulischen Produktion war im Jahre 1947 12 % Speicherenergie, im Jahre 1951 13 % und im Jahre 1954 bereits 14,5 %.

Österreich

Österreich ist in der glücklichen Lage, verhältnismässig über noch wesentlich mehr ausbaufähige Wasserkräfte zu verfügen als die bisher genannten drei Länder. Schätzungsweise können die wirtschaftlich ausbaufähigen Wasserkräfte Österreichs total 40 Milliarden kWh liefern. Davon entfallen 30 Milliarden kWh auf Energie von Laufkraftwerken (60 % Sommer, 40 % Winter) und 10 Milliarden kWh auf Speicherenergie (30 % Sommer, 70 % Winter). Der Gesamtinhalt aller erstellten und projektierten Speicherbecken beträgt 6 Milliarden kWh. Die Speichermöglichkeit durch Schwellbetrieb von hintereinander geschalteten Laufkraftwerken wird auf 5 % der Gesamtproduktion aller Laufkraftwerke geschätzt.

Im Jahre 1954 wurden 9,8 Milliarden kWh erzeugt, davon 4,8 in Laufwerken, 2,4 in Speicherwerken und 2,6 in Wärmekraftwerken.

Da Österreich noch sehr weit vom Vollausbau seiner Wasserkräfte entfernt ist, stellt sich hier das Problem etwas anders. Man rechnet mit einer Zeitperiode, in welcher die Energieüberschüsse, besonders in den Schwachlaststunden im Sommer, zunehmen werden. Daher sucht man Abnehmer für billige unkonstante Energie und will den Pumpbetrieb fördern. Bisher hat die Benutzungsdauer der Höchstbelastung stets zugenommen.

Diese Faktoren erklären, warum man in Österreich das Problem von umfangreichen internationalen Energietransporten über grosse Entfernungen etwas anders betrachtet als in Frankreich und in der Schweiz. Man nimmt in Österreich an, dass die Länder mit vorwiegend thermischer Produktion an die Länder mit vorwiegend hydraulischer Produktion die dort notwendige zusätzliche Winterenergie liefern und dafür im Austausch aus den Wasserkraftgebieten Sommerenergie erhalten würden. Im gleichen Sinne möchte man Tagesenergie gegen Nachtenergie und Band-Energie gegen Spitzenenergie austauschen. Österreich hat einen derartigen internationalen Energieaustausch bereits in grossem Umfange verwirklicht, und die Erfahrungen waren befriedigend, besonders in den Wintermonaten 1954/55. Immerhin ist man auch in Österreich der Ansicht, dass gelegentliche Austauschgeschäfte normalerweise keine Begründung für den Bau von neuen, grossen Leitungen sind und dass man soweit möglich vor allem die bestehenden Verbindungen benutzen solle.

Österreich besitzt neben seinen reichen Wasserkräften auch eigene Kohlen- und Braunkohlenlager sowie Erdgasvorkommen, welche zusammen eine interessante Grundlage für die Entwicklung eigener Wärmekraftwerke bilden. Neuere, eingehende Untersuchungen haben bestätigt, dass man die wirtschaftlichste Lösung erhält, wenn man im Tagesdiagramm die Konstantlast den Laufkraftwerken und den Wärmekraftwerken zuweist und den Rest in hydraulischen Speicherwerken erzeugt. Beim gegenwärtigen Bedarf führte dieses Prinzip im Durchschnittsjahr auf 73 % Laufenergie (inkl. unausgeglichene Erzeugung von Werken mit kleinem Speichervolumen), 10 % Energie aus Wärmekraftwerken und 17 % Speicherenergie. Durch eine ähnliche Analyse wahrscheinlicher zukünftiger Belastungsdiagramme hat man die optimale Deckung des zukünftigen Energiebedarfs untersucht. Die Wärmekraftwerke werden in diesem Fall nur noch im Winterhalbjahr im Betrieb sein, da dann die Speicherwerke nicht ausreichen, um den Leistungsrückgang der Laufwerke voll auszugleichen. Die Benutzungsdauer der Höchstlast der Wärmekraftwerke nimmt gegenwärtig in Österreich stark zu. Sie betrug ca. 2800 h im Jahre 1950, 3300 bis 3400 h in den Jahren 1951 bis 1953 und fast 3600 h im Jahre 1954.

Um für die Wärmekraftwerke einen annehmbaren Belastungsverlauf zu erhalten, wird man Speicherpumpen aufstellen, die auch die Über-

schüsse der Schwachlaststunden aufnehmen und sie in Speicherenergie verwandeln werden. Der regelmässige Pumpbetrieb wird auch in Aussicht genommen für die Füllung von Speicherbecken mit ungenügenden natürlichen Zuflüssen.

In Bezug auf den Ausbau der Übertragungsleitungen herrschen in Österreich fast die gleichen Ansichten wie in der Schweiz. Das 225-kV-Netz wird bis ins Vorarlberg verlängert werden und man prüft gegenwärtig, ob eventuell die Tragwerke dieser neuen Leitung bereits für 380 kV gebaut werden sollen. Kondensatorenbatterien erzeugen die Blindenergie in der Hauptbelastungszeit und, sofern nötig, werden Drosselspulen zur Spannungsreduktion in Schwachlastzeiten verwendet.

Westdeutschland

Der Vollständigkeit halber ist es interessant, den Standpunkt eines Landes kennen zu lernen, wo die Wasserkraftenergie keine grosse Rolle spielt und auch niemals eine so grosse Rolle spielen wird wie in den bisher besprochenen Ländern. In absoluten Zahlen sind die Wasserkräfte Westdeutschlands ziemlich bedeutend, schätzt man doch die Jahreserzeugung der wirtschaftlich ausbaufähigen Wasserkräfte auf rund 23 Milliarden kWh, wovon 10 Milliarden kWh bereits ausgebaut sind. Aber dieser Wert stellt nur einen Viertel der Gesamtproduktion dar, und der Anteil der Wasserkraftenergie an der Gesamterzeugung wird in Zukunft ständig abnehmen.

Unter diesen Umständen ist es natürlich, dass man über die Qualität der zu erzeugenden Wasserkraftenergie und deren Eingliederung ins zukünftige Gesamtbelastungsdiagramm in Deutschland andere Überlegungen anstellt als in Frankreich, Italien und der Schweiz einerseits oder in Österreich anderseits.

In Deutschland stellt sich weder die Frage der Verwertung allfälliger hydraulischer Energieüberschüsse noch des Brennstoffimports für die thermischen Kraftwerke. Das einzige Problem ist die bestmögliche Ausnützung der hydraulisch erzeugbaren Energie, und dieses wird durch Erzeugung von möglichst viel hochwertiger Speicherenergie gelöst. Die Möglichkeiten für hydraulische Speicherwerke sind in Deutschland weniger zahlreich und weniger günstig als in andern Ländern, und die Laufwerkerzeugung wird diejenige der Speicherwerke stets wesentlich übertreffen und zwar im Verhältnis von 6 : 1. Da aber mit der hydraulisch gespeicherten Energie eine möglichst grosse Leistung erzeugt werden soll, ist das Leistungsverhältnis zwischen Lauf- und Speicherwerken 2 : 1; die durchschnittliche Benutzungsdauer beträgt 5000 Stunden für Laufwerke und 1500 Stunden für Speicherwerke. Es scheint, dass man in Deutschland weniger als in andern Ländern ein sorgfältig überlegtes Verhältnis zwischen Speicherraum und installierter Leistung anstrebt, sondern dass man einfach eine möglichst grosse Konzentration der erzeugbaren Energie erhalten will. Diese Tendenz ist sogar für den Ausbau der Laufwerke klar erkennbar, indem man sich auch bei den Laufwerken bemüht, die Erzeugung zu konzentrieren durch die von *W. Pietzsch* [3]) beschriebenen Massnahmen.

In der gleichen Absicht werden in Deutschland grosse Pumpspeicherwerke gebaut, um auf hydraulischem Wege eine wertvolle Reserve für die Spitzenzeit zu schaffen und um gleichzeitig den Belastungsverlauf der Wärmekraftwerke, insbesondere derjenigen mit Braunkohlenfeuerung, auszugleichen. Ebenso ist Deutschland aus den gleichen Gründen am Energie-Import aus Nachbarländern und am internationalen Energie-Austausch interessiert. In dieser Beziehung stimmt das deutsche Programm mit dem österreichischen überein, da Österreich Energie hoher Qualität besonders am Tage und im Winter liefert. Aus der Schweiz bezieht Deutschland eher verhältnismässig billige unkonstante und Sommerenergie, um damit besonders im Grenzgebiet ohne lange Energietransporte elektrochemische oder elektrometallurgische Betriebe zu speisen, für welche thermische Energie allein eine zu teure energiewirtschaftliche Basis bilden würde.

Schlussfolgerungen

Wie gezeigt wurde, kann Deutschland in jedem Falle sehr grosse Mengen überschüssiger hydraulischer Energie aus den Nachbarländern aufnehmen. Es kann diese Überschüsse teilweise regulieren oder gegen Energie anderer Qualität austauschen. Dank seiner grossen thermischen Energie-Erzeugung kann es Energie hoher Qualität beziehen und sie gegen entsprechende Mengen niederwertiger Energie austauschen oder auch umgekehrt.

Wir haben weiter oben festgestellt, dass Frankreich, Italien und die Schweiz nicht mehr während sehr langer Zeit neue Wasserkraftwerke bauen können werden. Es stellt sich nun die Frage, ob sich diese Länder so einrichten sollen, dass sie alle Energie im eigenen Lande so erzeugen können wie es für sie auf Grund des Belastungsdiagramms am zweckmässigsten ist oder ob eine Lösung vorzuziehen sei, bei der sie alle ihre Lauf- und Speicherwerke so ausbauen, dass möglichst viel Energie erzeugt werden kann. Das fehlende Gleichgewicht würde im zweiten Falle durch internationale Energietransporte grossen Umfangs wieder hergestellt.

Auf den ersten Blick scheint die zweite Lösung eher zu einem wirtschaftlichen Optimum zu führen. Es ist aber möglich, dass die Aufwendungen für die Energietransporte den theoretisch möglichen Gewinn wieder aufzehren. Anderseits ist die Energieversorgung derart lebenswichtig, dass jedes Land ein verständliches Bedürfnis nach Autarkie hat, um in kritischen Perioden möglichst wenig vom Auslande abhängig zu sein.

Die im vorliegenden Bericht zusammengestellten Äusserungen zeigen einige Möglichkeiten in Bezug auf dieses wichtige Problem. Der vorliegende Bericht enthält aber keine genügend genauen Angaben, um die aufgeworfenen Fragen endgültig zu entscheiden; er soll vielmehr nur zu einer allgemeinen Diskussion anregen.

[3]) *W. Pietzsch:* Valeur économique des petits réservoirs, suivant le type du diagramme de charge et l'incidence de la production thermique dans la fourniture. Bericht Nr. II. 6, Londoner Kongress 1955 der UNIPEDE.

Um die Vergleiche zwischen den verschiedenen Ländern zu erleichtern, sollte man in Bezug auf die Speicherenergie bessere Definitionen haben. Man hat verschiedene Vergleichszahlen aufgestellt, um den Anteil der Speicherenergie an der gesamten hydraulischen Produktion darzustellen. Es ist nun aber zu unterscheiden zwischen der Gesamtproduktion der Speicherwerke, der aufgespeicherten Energie mit Angabe der zugehörigen Zeitdauer und dem gesamten Fassungsvermögen der Speicherbecken, wobei zu präzisieren ist, ob nur die Jahresspeicher oder auch die Wochen- und die Tagesspeicher berücksichtigt sind. Um Meinungsverschiedenheiten in der Auslegung der Statistiken zu vermeiden, wäre eine Einigung über diese Begriffe auf internationalem Boden sehr erwünscht.

Zum Schlusse möchte der Verfasser noch den Herren danken, die durch ihre wertvolle Mitarbeit die Aufstellung dieses ersten Berichtes ermöglicht haben, nämlich den Herren *Bardon* (Frankreich), *Hintermayer* (Österreich), *Kromer* (Deutschland), *Marcello* (Italien), *Hauser* und *Leresche* (Schweiz).

Deutsche Fassung: P. Tr.

Adresse des Autors:

Ch. Aeschimann, dipl. Ing. ETH, Direktionspräsident der Aare-Tessin A.G. für Elektrizität, Olten.

Wirtschaftliche Mitteilungen

25 Jahre Rheinkraftwerk Albbruck-Dogern A.-G.

061.75 : 621.311.21 (494.221.2)

In einer sorgfältig ausgestatteten und illustrierten Denkschrift beschreibt die oben genannte Gesellschaft die Geschichte und vor allem die heutige Ausrüstung des in den Jahren 1930...1933 erbauten *Grenzkraftwerks Albbruck-Dogern*, das die Wasserkraft des Rheins kurz unterhalb der Einmündung der Aare in den Rhein ausnutzt. Gegenüber andern ähnlichen, aber leider vielfach allzu «brav» und neutral abgefassten Denkschriften ist an der vorliegenden Schrift besonders zu loben, dass eine Reihe von wichtigen Betriebserfahrungen und die Gründe für verschiedene, im Laufe der Jahre vorgenommene Änderungen und Verbesserungen offen dargelegt werden.

Das Rheinkraftwerk Albbruck-Dogern ist ein typisches *Kanalkraftwerk*. Der Rhein wird durch ein Wehr mit 5 Öffnungen von je 25 m lichter Weite mit je einer Ober- und einer Unterschütze pro Öffnung gestaut. Das Betriebswasser wird durch einen 3,5 km langen, auf dem deutschen Ufer gelegenen Werkkanal dem Maschinenhaus zugeführt und kurz unterhalb des Maschinenhauses wieder dem natürlichen Rheinbett zurückgegeben. Die maximale Schluckwassermenge beträgt 1060 m³/s, das Gefälle schwankt je nach Rheinwasserführung zwischen 7 und 11,2 m. In drei vertikalachsigen Maschinengruppen (Kaplanturbinen) mit total 75 000 kW wird eine *durchschnittliche Jahresproduktion von 517 Millionen kWh* erzeugt und nach Auftransformierung in den mit den zugehörigen Generatoren in Blockschaltung verbundenen Transformatoren mit einer Spannung von 116 kV nach dem nahe gelegenen Unterwerk Tiengen des Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerks abtransportiert.

In der Stauhaltung von Albbruck-Dogern steht dank einer im Jahre 1953 bewilligten Stauerhöhung ein zusätzliches Volumen von 1 Million m³ zur Verfügung; diese Wassermenge dient u. a. zur Vergleichmässigung des Abflusses des oberhalb von Albbruck-Dogern gelegenen Kraftwerks Waldshut der Schluchsee-Speicherwerke. Das Kraftwerk Waldshut mit einer maximalen Betriebswassermenge von 140 m³/s würde ohne den Ausgleich durch das Reguliervolumen von Albbruck-Dogern die Regelmässigkeit der Rheinwasserführung zum Nachteil der rheinabwärts gelegenen Kraftwerke und der Rheinschiffahrt recht ungünstig beeinflussen. Ein Teil des Turbinenwassers des meist nur tagsüber betriebenen Kraftwerks Waldshut wird in der Stauhaltung Albbruck-Dogern am Tage zurückgehalten und nachts mit den Pumpen des Kraftwerks Waldshut und der oberen beiden Stufen der Schluchseewerke wieder in den Schluchsee hinaufgepumpt. Bei Rheinwasserführungen über 800 m³/s darf Waldshut auch dem fliessenden Rhein eine bestimmte Wassermenge direkt entnehmen und in den Schluchsee pumpen.

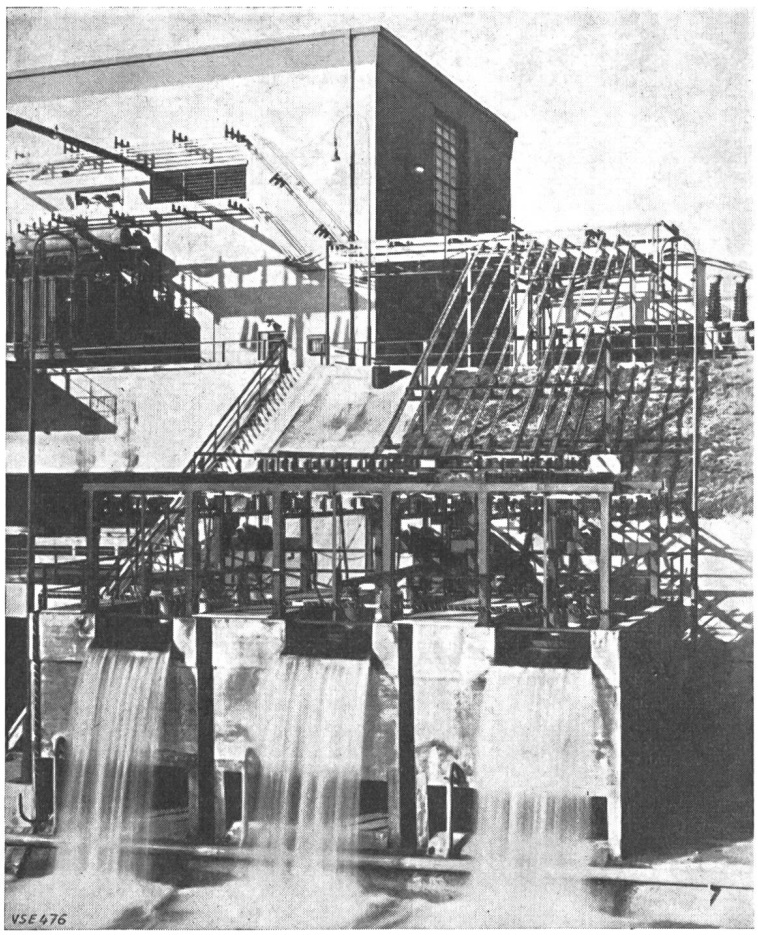

Fig. 1

Die Wasserwiderstände des Kraftwerkes Albbruck-Dogern im Betriebszustand

Die *Energieversorgung des Stauwehrs* für den Betrieb der Schützen ist besonders sorgfältig ausgebildet. Betriebsmässig kommt die Energie über zwei 8-kV-Kabel vom Ma-

schinenhaus Albbruck. Als Reserve ist noch je ein Anschluss an das Netz des Aargauischen Elektrizitätswerks und an das Netz des Kraftwerks Laufenburg vorhanden, wobei die Umschaltung auf die Reservespeisung bei Störung der Hauptspeisung selbsttätig erfolgt. Zur weiteren Sicherheit ist auf dem Stauwehr ausserdem noch eine fahrbare Generatorengruppe mit einem Verbrennungsmotor aufgestellt.

Die *Dämme* mussten an einzelnen Stellen mit erhöhter Durchlässigkeit durch Einrammen von Spundwänden in die luftseitige Dammböschung gesichert werden. Verschiedene Sickerstellen wurden mit Mörtelinjektionen geschlossen. Als Ursache dieser Undichtigkeit wurden eindeutig zahllose Wühlmausgänge erkannt, so dass nun eine alljährliche Wühlmausbekämpfung mit Gas und mit Ködern angeordnet wurde.

Eine *Eisdecke* bildete sich in besonders strengen Wintern oberhalb des Wehres. Es hat sich bewährt, diese Eisdecke nicht zu zerschlagen und sie natürlich auftauen zu lassen.

Am Anfang des Werkkanals steht ein *Einlaufbauwerk* mit einer 1,5 m tief in das gestaute Wasser reichenden *Tauchwand*, welche das Geschwemmsel abhalten soll. Leider sei seinerzeit ein am untern Ende der Tauchwand empfohlener, horizontaler, stromaufwärts zeigender Schenkel nicht ausgeführt worden, so dass die Tauchwand ihren Zweck nicht voll erfüllt.

Bei plötzlichem Abstellen der Turbinen entstand früher eine bis 1,7 m hohe *Schwallwelle*, welche sich mit bis zu 7,8 m/s kanalaufwärts bewegte. Besonders in den Kurven mussten deshalb durch Hochziehen der Betonverkleidung über die Dammkrone hinausragende Prallwände errichtet werden, um die Dammkrone gegen Überspülungen zu schützen. Seit dem Einbau der weiter unten beschriebenen Wasserwiderstände treten diese Schwallwellen nicht mehr auf.

Die *Rechenreinigung* erfolgte anfänglich mit einer Rechenreinigungsmaschine, welche das Rechengut in Kippwagen förderte. Diese wurden mit einem Seilzug nach der Unterwasserseite des Maschinenhauses abgelassen. Da diese Reinigungsart besonders bei grossem Geschwemmselandrang viel Mühe machte, wurde 1955 eine Geschwemmselrinne eingerichtet und gleichzeitig eine zweite Rechenreinigungsmaschine installiert.

Die *Kaplanturbinen* (Laufraddurchmesser 7 m) sind für eine Schluckwassermenge von ursprünglich 300 m^3/s gebaut, werden aber heute mit bis zu 353 m^3/s betrieben. Die bei dieser Überwassermenge auftretenden Kavitationen werden bewusst in Kauf genommen, weil der Wert der erzeugten Mehrleistung und Mehrerzeugung grösser ist als die Kosten für die Beseitigung der Kavitationsschäden. Nach einem festen Revisionsprogramm wird jeden Winter in der Niederwasserperiode je eine der drei Maschinen überholt und auf diese Weise können die Anfressungen in ihrem Umfang begrenzt werden.

Zur *Verbesserung des Maschinenwirkungsgrades* wurden 1954 Turbinenregler-Steuerwalzen für verschiedene Fallhöhenbereiche eingebaut und damit Wirkungsgradverbesserungen bis 2 % erzielt.

In die *Turbinenlager* sind Ölrückläufe eingebaut, welche ein schnelles Anfahren der Maschinen auch bei kaltem, zähflüssigem Öl erlauben.

Schwierigkeiten bei den *Stopfbüchsenabdichtungen* insbesondere durch bei Hochwasser eingedrungene Sandkörner konnten durch Änderung der Form der Abdichtungen, den Einbau von Schonhülsen und die Verwendung von sandfreiem, dem Grundwasserstrom entnommenen Kühlwasser weitgehend behoben werden.

Wirbelvorrichtung an den Turbinen: Es wurde beobachtet, dass die Maschinenleistung bei längerem Vollastbetrieb ohne Reguliervorgänge bis zu 5 % zurückging, weil die Leitapparat- und die Laufradschaufeln längere Zeit nicht bewegt wurden, so dass sich im Leitapparat und im Laufrad Geschwemmsel festsetzte. Eine Steuervorrichtung, welche ein kurzes und rasches Schliessen und Öffnen des Leitapparates bewirkt (Wirbelvorrichtung) brachte die gewünschte Abhilfe.

Wassermengenüberwachung: Als Hilfsmittel für die Bewirtschaftung des Stauraumes im Zusammenhang mit dem weiter oben erwähnten Wasserausgleich für das Schluchseewerk Waldshut wurden verschiedene Messeinrichtungen installiert. Jede Turbine hat eine nach dem Differenzdruckverfahren arbeitende Wassermesseinrichtung, die ihre Angabe auch noch auf eine Summiereinrichtung zur Feststellung der gesamten Betriebswassermenge des Werks überträgt. Zur Orientierung des Werkpersonals über die Zuflussverhältnisse werden sowohl die Pumpen- und Turbinenwassermengen des Kraftwerks Waldshut als auch die Pegelstände der Aare und des Rheins am obern Stauende von Albbruck-Dogern nach dem Maschinenhaus Albbruck fernübertragen.

Wasserwiderstände: Zur Vermeidung der eingangs erwähnten Schwallerscheinungen beim plötzlichen Abstellen der Maschinen wurden beim Kraftwerk Wasserwiderstände für die Maschinenspannung von 10,5 kV eingebaut. Diese nehmen bei Abschaltungen der Maschinen automatisch deren Leistung vorübergehend auf und vernichten sie. Jeder der vom Maschinenhaus aus regulierbaren und überwachbaren Wasserwiderstände besteht aus einem Betontrog von 16,7 × 5,9 m und ist für eine Leistung von 25,5 MW gebaut. Die Regulierung erfolgt durch Verstellung der Eintauchtiefe der Elektroden. Alle drei Widerstände zusammen verbrauchen bei voller Belastung je nach Rheinwassertemperatur im Sommer 465 Liter/s und im Winter 350 bis 400 Liter/s. Die Wasserwiderstände haben seit ihrer Erstellung bei einer Reihe von Störungsfällen zuverlässig gearbeitet. Bei Totalentlastungen wird durch Minimalstromrelais der Schnelleinsatz der Widerstände ausgelöst. Bei Leistungseinbrüchen regelt ein Leistungsrückgangsrelais mit Zeitverzögerung (5 s) die Inbetriebsetzung der Wasserwiderstände. Anlässlich des Einbaues der Wasserwiderstände mussten sowohl die Turbinenregler zur Erzielung einer grösseren Stabilität umgebaut als auch die vorhandenen Kohledruck-Spannungsregler der Generatoren durch neue Regler in Verbindung mit Frequenz- und Stabilisierungsreglern für den Wasserwiderstandsbetrieb ersetzt werden. *P. Troller*

Über die Stromversorgung Spaniens

31 : 311 (46)

Die Elektrizitätswirtschaft Spaniens, in welcher insgesamt 914 Produktionsunternehmen mit über 33 000 Schaffenden tätig sind, weist folgendes Bild in der Stromversorgung auf:

Tabelle I

		1952	1953	1954
Energieproduktion	GWh	9574	10 009	10 570
Zunahme gegenüber Vorjahr	%	—	4,5	5,7

Gegenüber dem Plansoll begann das Jahr 1955 mit einem Defizit von 235 MVA an installierter Kraftwerkleistung; sie erreichte am Jahresanfang 4200 MVA. Nachdem die Bautätigkeit durch den aktiveren Kapitalmarkt und durch die amerikanische Hilfe einen Aufschwung erhalten hat, sind jedoch für 1955 erhebliche Neuzugänge zu erwarten. Allein während des ersten Halbjahres 1955 wurden 329 MVA neu in Dienst gestellt, wobei wiederum Wasserkraftwerke mit 95 % den grössten Leistungsanteil aufwiesen. Für die letzten sechs Monate des Jahres 1955 stehen weitere 486 MVA in Aussicht, davon 83 % in Wasserkraftwerken. Trotz Intensivierung des Kraftwerkbaues ist jedoch ein Ausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf in trockenen Jahren nicht vor 1958 zu erwarten. Die starke Verbrauchszunahme elektrischer Energie übertraf bisher die Vorausplanung der Energiebehörden. Während der ersten sechs Monate 1955 wies der Gesamtverbrauch gegenüber dem Vorjahr eine Zunahme um 12 % auf. Sollte diese Zunahme auch in der zweiten Jahreshälfte anhalten, so kann die Jahreserzeugung für 1955 auf 12 220 GWh geschätzt werden, vorausgesetzt allerdings, dass sich keine Einschränkungen als nötig erweisen. Wie u. a. aus dem niedrigen Jahresverbrauch pro Einwohner des Landes hervorgeht, ist dabei die Aufnahmefähigkeit des Energiemarktes noch ausserordentlich gross. Im vergangenen Jahr betrug der mittlere spezifische Verbrauch 375,9 kWh pro Einwohner (1939 : 120,7 kWh). Aus dem Vergleich dieser Zahl mit den wesentlich höheren Werten einiger spanischer Provinzen, wie z. B. Guipuzcoa, wo im gleichen Zeitabschnitt 1513 kWh pro Kopf der Bevölkerung verbraucht wurden, geht hervor, wie der Absatz elektrischer Energie erweiterungsfähig ist. Zudem sind heute noch 681 Ortschaften mit über 1,1 Millionen möglichen Stromverbrauchern ohne Anschluss an die Stromversorgung.

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

	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich Zürich		Services Industriels de la Ville de Lausanne Lausanne		Elektrizitätswerk der Gemeinde St. Moritz St. Moritz		Compagnie vaudoise d'électricité Lausanne	
	1953/54	1952/53	1954	1953	1954	1953	1954	1953
1. Energieproduktion . . kWh	**28 412 400**	36 103 400	**267 763 600**	291 521 600	**12 365 230**	12 565 610	**124 540 000**	117 034 000
2. Energiebezug . . . . kWh	**676 830 431**	615 538 412	**65 042 200**	46 082 190	**4 750 725**	3 641 695	**59 254 000**	75 188 000
3. Energieabgabe . . . kWh	**662 559 000**	612 093 000	**282 952 750**	277 606 470	**15 851 110**	15 165 720	**169 842 000**	179 140 000
4. Gegenüber Vorjahr . . %	**+ 8,24**	+ 6,95	**+ 1,9**	+ 7,2	**+ 4,5**	+ 2,6	**+ 5,5**	— 7,4
5. Davon Energie zu Abfallpreisen . . . . . kWh	**9 064 455**	17 672 720	**10 816 000**	19 573 000	**1 044 130**	865 070	**16 829 000**	28 916 000
11. Maximalbelastung . . kW	**148 200**	143 500	**47 800**	45 100	**4 350**	4 000	**39 000**	40 400
12. Gesamtanschlusswert . kW	**669 910**	627 710	**412 192**	388 844	**32 750**	31 500	**184 750**	168 500
13. Lampen . . . . . Zahl	**881 020**	852 500	**840 237**	812 396	**53 105**	52 860	**383 000**	372 000
13. Lampen . . . . . kW	**49 550**	47 720	**42 012**	40 620	**2 574**	2 562	**20 500**	20 000
14. Kochherde . . . . . Zahl	**35 785**	33 532	**23 913**	22 047	**902**	875	**10 220**	9 800
14. Kochherde . . . . . kW	**222 405**	207 181	**168 736**	156 587	**4 989**	4 833	**65 850**	60 500
15. Heisswasserspeicher . Zahl	**32 150**	29 765	**10 939**	10 170	**791**	752	**7 270**	6 700
15. Heisswasserspeicher . kW	**80 056**	72 288	**74 380**	70 327	**1 591**	1 537	**10 200**	10 000
16. Motoren . . . . . Zahl	**80 800**	78 120	**22 828**	21 608	**1 330**	1 247	**12 850**	12 000
16. Motoren . . . . . kW	**169 680**	162 320	**31 092**	30 200	**2 318**	2 256	**31 900**	28 000
21. Zahl der Abonnemente . . .	**58 000**[1])	56 500[1])	**54 360**	52 730	**3 190**	3 035	**25 810**	25 800
22. Mittl. Erlös p. kWh Rp./kWh	**4,97**	4,98	**5,95**	5,47	**7,23**	7,02	**6,7**	6,0
Aus der Bilanz:								
31. Aktienkapital . . . . . Fr.	—	—	—	—	—	—	**20 000 000**	8 000 000
32. Obligationenkapital . . »	—	—	—	—	—	—	**39 000 000**	39 000 000
33. Genossenschaftsvermögen »	—	—	—	—	—	—	—	—
34. Dotationskapital . . . . »	**9 000 000**	9 000 000	**27 485 002**	25 386 402	**2 650 000**	2 650 000	—	—
35. Buchwert Anlagen, Leitg. »	**10 105 026**	5 780 020	**27 485 002**	25 386 402	**1 915 300**	2 001 300	**58 735 000**	49 935 550
36. Wertschriften, Beteiligung »	**11 167 000**	11 167 000	**13 605 000**	9 455 000	**385 101**	385 001	**7 671 300**	6 235 935
37. Erneuerungsfonds . . . »	**18 330 000**[2])	17 710 000[2])	—	—	**122 600**	102 600	—	—
Aus Gewinn- und Verlustrechnung:								
41. Betriebseinnahmen . . . Fr.	**34 542 342**	31 274 045	**22 100 607**	20 579 281	**1 183 431**	1 103 957	**11 409 680**	10 727 391
42. Ertrag Wertschriften, Beteiligungen . . . . . »	**516 166**	516 213	—	—	**8 543**	109	**329 050**	254 847
43. Sonstige Einnahmen . . »	**44 187**	103 337	—	—	**1 740**	3 426	**7 050**	40 446
44. Passivzinsen . . . . . »	**855 058**	788 637	**3 077 696**	3 472 961	**132 500**[3])	132 500[3])	**1 555 830**	1 327 016
45. Fiskalische Lasten . . . »	**19 054**	19 501	**73 435**	97 931	**260 441**	254 282	**399 230**	316 345
46. Verwaltungsspesen . . . »	**3 330 785**	3 355 887	**1 033 999**	981 521	**78 823**	76 637	**639 770**	546 326
47. Betriebsspesen . . . . »	**6 613 129**	5 660 560	**5 002 965**	4 931 726	**218 270**	218 480	**3 638 400**	2 995 636
48. Energieankauf . . . . . »	**20 799 705**	18 855 807	**2 073 800**	2 008 228	**218 890**	162 158	**2 774 660**	2 350 808
49. Abschreibg., Rückstell'gen »	**2 586 865**	2 359 082	**4 602 527**	4 144 561	**151 787**	151 981	**748 730**	1 972 486
50. Dividende . . . . . »	—	—	—	—	—	—	**480 000**	480 000
51. In %	—	—	—	—	—	—	**6**	6
52. Abgabe an öffentliche Kassen . . . . . »	**910 494**	847 012	**2 663 500**	2 374 184	—	—	**616 831**	596 282
Übersicht über Baukosten und Amortisationen								
61. Baukosten bis Ende Berichtsjahr . . . . . Fr.	—	—	**138 358 016**	133 745 029	**3 280 463**	3 280 463	**72 293 200**	61 372 400
62. Amortisationen Ende Berichtsjahr . . . . . »	—	—	**49 156 114**	45 244 427	**1 279 163**	1 365 163	**13 557 500**	11 436 850
63. Buchwert . . . . . »	**10 105 026**	5 780 020	**89 201 902**	88 500 602	**2 001 300**	1 915 300	**58 735 700**	49 935 550
64. Buchwert in % der Baukosten	—	—	**64,4**	66,1	**61,0**	58,4	**81,25**	81,36

[1]) Zahl der Bezüger
[2]) inkl. Reservefonds
[3]) Verzinsung des Dotationskapitals (5 %)

Dank dem Abkommen mit Frankreich für die Einfuhr von Sommerenergie im Jahre 1955, im Werte von 150 Millionen Fr. und der forcierten Erzeugung der Wärmekraftwerke gelang es, die sommerliche Trockenperiode ohne Einschränkungen zu überwinden. Während dieser kritischen Periode in der Elektrizitätsversorgung Spaniens betrugen die Fremdbezüge aus Frankreich bis zu 1,4 GWh täglich. Nur so konnten die geringen Reserven der Stauseen, die teilweise auf 8 % des Speichervermögens zurückgegangen waren, bis zum Eintreten der ersten Herbstniederschläge geschont werden.

Das Aufbringen der für den Ausbau der Elektrizitätswirtschaft benötigten Investitionen in der Höhe von über 1 Milliarde Fr. erfolgt zum Teil, und vornehmlich auf dem Wärmekraftsektor, durch den spanischen Staat, da durch die heutige behördlich kontrollierte Tarifgestaltung das wirtschaftliche Gleichgewicht der Elektrizitätswerke nicht immer gegeben ist, um den privaten Kapitalgebern ausreichende Garantien bieten zu können. Hinzu kommt, dass die Kosten der Baustoffe, Maschinen usw. in den letzten 10 Jahren erheblich gestiegen sind und diese Tendenz auch heute noch besteht. Im Zusammenhang mit dem unmittelbaren Interesse des Staates an der Errichtung neuer Kraftwerke steht die Einflussnahme des Nationalinstituts für Industrie (INI) auf die Tätigkeit der General Eléctrica Española (GEE) durch Ankauf eines Teiles ihres Aktienpaketes. Dieses Vorgehen wurde von der privaten Elektrizitätsindustrie mit Befremden aufgenommen; die GEE ist heute in der Lage, in manchen Bedarfsfällen eine monopolartige Stellung einzunehmen. In dieser grössten Maschinenfabrik Spaniens sollen 7 Millionen Fr. investiert werden, um ihr Produktionsprogramm u. a. auf die Herstellung von Generatoren bis 60 MW und von Transformatoren bis 150 MVA Leistung auszudehnen.

Mehrere Projekte werden durch die amerikanische Wirtschaftshilfe finanziert. So erhielten die 60-MW-Wärmekraftwerke [1]) Bilbao und Escatrón eine Zuwendung von 7,5 Millionen $, entsprechend 50 % des Gesamtaufwandes für diese beiden Neubauten. Ferner wurden 3,61 Millionen $ freigegeben für die Kesselanlagen, die aus USA für die 30-MW-Zentralen [1]) von Cadiz, Málaga und Almeria geliefert werden. Weitere 5 Millionen $ wurden im Jahr 1954 zur Verminderung der hohen Übertragungsverluste aufgewendet.

Unter den im Bau befindlichen Kraftwerken nimmt das Dampfkraftwerk Escombreras einen ersten Platz ein durch die Grösse der zur Aufstellung gelangenden Maschinensätze. Die amerikanische General Electric Co. lieferte die erste 70-MW-Turbogruppe mit mehr als 2 Monaten Vorsprung; der Endausbau auf 280 MW erfolgt durch einen zweiten 70-MW-Satz und eine weitere Gruppe zu 140 MW, die ebenfalls in Montage sind. Bis spätestens 1958 wird eine Tagesproduktion in der Grössenordnung von 6 GWh möglich sein, die besonders dem stromknappen Südteil des Landes zugute kommen soll.

Auf dem Wasserkraftsektor, wo sich in erster Linie die Privatinitiative regt, befinden sich augenblicklich 19 Stauseen mit insgesamt über $5 \cdot 10^6$ m³ Stauvermögen in Bau. Die maximal mögliche Leistung dieser Talsperrengruppe wird mit 761 MW angegeben. *P. Leuthold y Lecuona*

[1]) Thermische Kraftwerke mit normalisierten Gruppen von 60 bzw. 30 MW.

Die voraussichtlichen Gestehungskosten der Kernenergie in Grossbritannien [1])

621.311.25 : 621.039.4 (42)

In einem in New York am 26. Oktober 1955 vor dem «National Industrial Conference Board» abgehaltenen Vortrag vermittelte Lord *Citrine* eine Übersicht über den gegenwärtigen Stand der Ausnutzung der Kernenergie in Grossbritannien; er gab dabei Einzelheiten bekannt über die voraussichtlichen Gestehungskosten der elektrischen Energie aus Atomkraftwerken.

Vom 65-MW-Kraftwerk in Calder Hall ausgehend, berichtete Lord *Citrine* über die Gestehungskosten, die bei einem 150-MW-Kraftwerk mit graphitmoderierten und gasgekühlten Reaktoren zu erwarten sind. Diese Angaben sind in der Tabelle I zusammengestellt.

Dabei wurde der Kapitalzins mit 4 % angenommen; ferner sind eine Lebensdauer von 15 Jahren für den Reaktor sowie ein Belastungsfaktor von 80 % eingesetzt worden. Die Kosten der Uran-Anfangsladung wurden als Investitionskosten, die Kosten für die Erneuerung der Ladung dagegen als Betriebskosten betrachtet.

Wird das entstehende Plutonium gewonnen, behandelt und wieder verwendet, dann ist eine Senkung der Gestehungskosten von 0,76 auf ca. 0,65 penny pro kWh zu erwarten. Heutzutage betragen in Grossbritannien die Gestehungskosten der Energie aus mit Kohle gefeuerten Kraftwerken ca. 0,6 penny pro kWh.

Tabelle I

	Investitionskosten 10^6 £	Jahreskosten 10^6 £	Energie-Gestehungskosten pro kWh Penny
1. *Investitionskosten:*			
Reaktor und zugehörige Anlagen	7,5	0,68	—
Weitere Anlagen	11,3	0,69	—
Total	18,8	1,37	—
Kosten der Uran-Anfangsladung (20 000 £ pro Tonne) .	5,0	0,20	—
Total	23,8	1,57	0,36
2. *Betriebskosten:*			
Übliche Betriebskosten . . .	—	0,26	—
Erneuerung der Uran-Ladung (20 000 £ pro Tonne) .	—	1,46	—
Total		1,72	0,40
Gesamte Brutto-Gestehungskosten		3,29	0,76

Société Grenobloise d'Etudes et d'Applications Hydrauliques

Das «Laboratoire Dauphinois d'Hydraulique», das bis Dezember 1955 eine Abteilung der NEYRPIC-Werke, Grenoble, war, wurde kürzlich in eine selbständige Gesellschaft, die «Société Grenobloise d'Etudes et d'Applications Hydrauliques (SOGREAH)», umgewandelt. Diese neue Gesellschaft übernimmt Studien- und Versuchsaufträge auf dem Gebiet der hydraulischen Anlagen und ganz allgemein der Mechanik der flüssigen Körper.

[1]) Siehe Economie Electrique, Bull. trim. UNIPEDE Bd. 29 (1955), n° 4, S. 144...145.

Aus dem Kraftwerkbau

Der Ausbau der Wasserkräfte am Vorderrhein

Die Nordostschweizerischen Kraftwerke A.-G. (NOK) haben kürzlich den konzessionsberechtigten Gemeinden und dem genehmigungszuständigen Kanton einen umfassenden Plan für den integralen Ausbau der Wasserkräfte des Vorderrheines unterbreitet. Nach dem Vollausbau gemäss Konzessionsprojekt werden alle Kraftwerke des Vorderrheins zusammen in einem Jahr mittlerer Wasserführung *1966 · 10⁶ kWh*, wovon $1060 \cdot 10^6$ kWh oder 54 % im Winter und $906 \cdot 10^6$ kWh oder 46 % im Sommer, erzeugen; $769 \cdot 10^6$ kWh oder 72 % der Winterenergie können aus dem in den Staubecken gespeicherten Wasser gewonnen werden. Konzessionen wurden bereits für die Kraftwerke Sedrun und Tavanasa erteilt; die mittlere mögliche Jahreserzeugung dieser beiden Kraftwerke zusammen beträgt $709 \cdot 10^6$ kWh, wovon $439 \cdot 10^6$ kWh oder 62 % im Winter und $270 \cdot 10^6$ kWh oder 38 % im Sommer.

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

Redaktor: *Ch. Morel*, Ingenieur.

Sonderabdrucke dieser Seiten können beim Sekretariat des VSE bezogen werden.