

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Band: 45 (1954)
Heft: 12

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: 14.05.2025

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

Energie-Erzeugung und -Verteilung

Die Seiten des VSE

Leistungsregulierung in Mettlen

Von W. Hauser, Olten

621.316.26(494.275) : 621.316.728

Die in den Maggiakraftwerken erzeugte Energie wird über die Alpenleitungen der Atel zum grössten Teil nach Norden transportiert, wobei im Unterwerk Mettlen die einzelnen Energiequoten ausgeschieden und den betreffenden Partnern übergeben werden müssen. Der nachfolgende Artikel schildert die sich in diesem Zusammenhang stellenden Regulierprobleme und die getroffene Lösung. Das Exposé enthält am Schluss die grundsätzlichen Schemata der Leistungsfrequenzregulierung in den einzelnen Regulierwerken.

Die 1. Bauetappe der Maggia-Kraftwerke geht ihrer Vollendung entgegen. Das Kraftwerk Verbano ist mit seinen 4 Gruppen bereits dem Betrieb übergeben worden, während mit der Fertigstellung der Kraftwerke Cavigno und Peccia sowie des Staubeckens Sambuco 1955/56 zu rechnen ist.

Die mittlere Produktion dieser Werkskombination beträgt ca. 800 GWh bei einer maximalen Leistung von 200 000 kW.

An den Maggia-Kraftwerken sind 6 Partner beteiligt, wovon 5 die ihnen zukommende Energie nördlich der Alpen verwerten. Für den Transport in die betreffenden Absatzgebiete werden die bestehenden Alpenleitungen der Aare-Tessin A.-G. (Atel) herangezogen. Die in den 3 genannten Zentralen der Maggia-Kraftwerke A.-G. (MKW) erzeugte Energie wird zum Teil über eigene 225-kV-Leitungen, zum Teil über solche der Atel nach deren Unterstation Lavorgo geleitet. Von dort erfolgt der Transport hauptsächlich über die Lukmanierleitung nach der Station Mettlen. Dieses Unterwerk ist der Ausgangs- bzw. der Endpunkt verschiedener Hochspannungsleitungen, die hier vor allem aus den Richtungen Ost/West und Süd/Nord aufeinandertreffen. Von Mettlen aus ergeben sich somit

L'énergie produite dans les centrales des Forces Motrices de la Maggia est transportée en majeure partie vers le nord par les lignes aériennes d'ATEL. A la sous-station de Mettlen, il s'agit alors de séparer les différentes quotes d'énergie pour les transmettre aux partenaires respectifs. Le présent article décrit les problèmes de régulation qui se posent à cet égard et la solution choisie. Il indique pour finir les schémas de principe du réglage puissance-fréquence aux trois usines régulatrices de Piottino, d'Innerkirchen et du Löntsch.

haben sich — wie in Fig. 1 angedeutet — wie folgt zu 3 Gruppen zusammengeschlossen:

1. Gruppe = KWO-Gruppe (mit Ausnahme des Elektrizitätswerkes der Stadt Basel umfasst diese Gruppe diejenigen Elektrizitätswerke, die bereits beim Kraftwerk Oberhasli (KWO) Partner sind, nämlich Bernische Kraftwerke (BKW), Elektrizitätswerk der Stadt Zürich und Elektrizitätswerk der Stadt Bern).
2. Gruppe = Atel Nord (Atel und Elektrizitätswerk der Stadt Basel).
3. Gruppe = NOK (Nordostschweiz. Kraftwerke A.-G. allein).

Es stellt sich somit die Aufgabe, die über die Lukmanierleitung in Mettlen ankommende Energie in 3 Gruppenanteile aufzutrennen. Die Aufteilung der Energie innerhalb einer Gruppe erfolgt nach Übereinkunft der darin zusammengeschlossenen Werke und berührt die Partner der anderen Gruppen nicht mehr. Um die 3 Gruppenteile zu bilden, müssen 2 Anteile reguliert werden; der verbleibende Rest ergibt den 3. Gruppenanteil. Das grundsätzliche Schema ist in Fig. 2 dargestellt. Dies zeigt wiederum die in Mettlen angeschlossenen Netze sowie die den 3 Gruppen zur Verfügung stehenden Regulierwerke.

Gruppe KWO: Kraftwerk Oberhasli (später evtl. zusätzlich das Kraftwerk Marmorera),

Gruppe Atel Nord: Kraftwerk Piottino,

Gruppe NOK: Kraftwerk Löntsch.

In ausgezogenen Pfeilen haben wir einen möglichen Regulierzustand dargestellt. Das KWO reguliert den Leistungs- bzw. Energieanteil, den die KWO-Gruppe aus den MKW beziehen kann, das Löntschwerk denjenigen der NOK; der Rest geht der Gruppe Atel Nord zu. Das Kraftwerk Piottino reguliert in diesem angenommenen Betriebszustand die Austauschleistung gegenüber Frankreich (EDF) an der schweizerisch/französischen Grenze (Bottmingen).

Die gestrichelten Pfeile bezeichnen die Stellen, an denen ebenfalls eine Leistungsregulierung stattfinden kann. So besitzt z. B. das Löntschwerk die Möglichkeit, an der deutsch/schweizerischen Grenze die Abgabe- oder Bezugsleistung mit Deutschland, z. B. mit dem Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerk, einzustellen. Das Löntschwerk ist in diesem Falle natürlich nicht mehr in der Lage, die Leistung in Mettlen zu regulieren, weshalb diese Aufgabe dem Kraftwerk Piottino zufällt. Es beste-

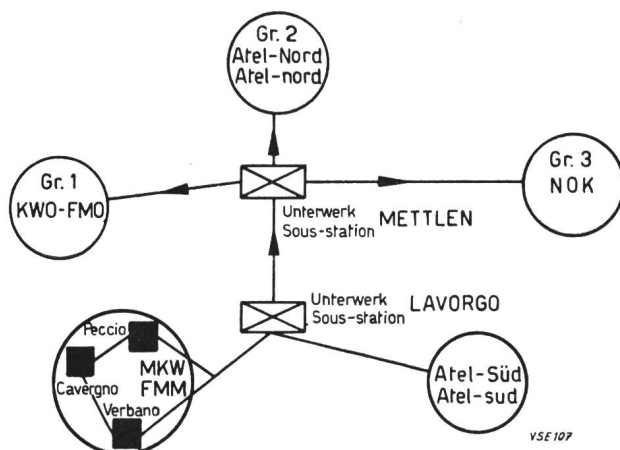


Fig. 1
Verteilung der Maggia-Energie
Grundsätzliches Schema
Gr. Gruppe

starke Verbindungen mit verschiedenen grossen schweizerischen Elektrizitätswerken. Fig. 1 gibt die geschilderten Verhältnisse wieder, wobei die angeschlossenen Netze durch Kreise angedeutet sind.

Die 5 Partner der MKW, deren Energie gesamthaft in einem Block nach Norden transportiert wird,

hen somit vielfältige Regulierungs-Aufgaben und -Möglichkeiten. Das KWO übernimmt beispielsweise die Leistungseinstellung zwischen den Netzen der S. A. l'Energie de l'Ouest Suisse (EOS) und der Bernischen Kraftwerke A.-G. (BKW), Atel Nord neben der bereits erwähnten Aufgabe die Regulierung der Bezugs- oder Abgabeleistung an der italienisch/schweizerischen Grenze in Ponte Tresa usw. Es ist selbstverständlich, dass im Rahmen des Verbundbetriebes der erwähnten Netze, die praktisch dauernd parallel sind, eine Verständigung darüber zu erfolgen hat, auf welche Weise die Regulierungen vorzunehmen sind.

Nachdem das Prinzip der Regulierung in Mettlen kurz

(Atel Nord) und in ein südliches Netz (Atel Süd) aufgeteilt worden. Diese beiden Netze sind jedoch durch die Lukmanier- und die Gotthardleitung miteinander verbunden und bilden grundsätzlich eine Einheit. Die Produktion von Atel Süd wird grösstenteils nach Norden transportiert, d. h. die Ener-

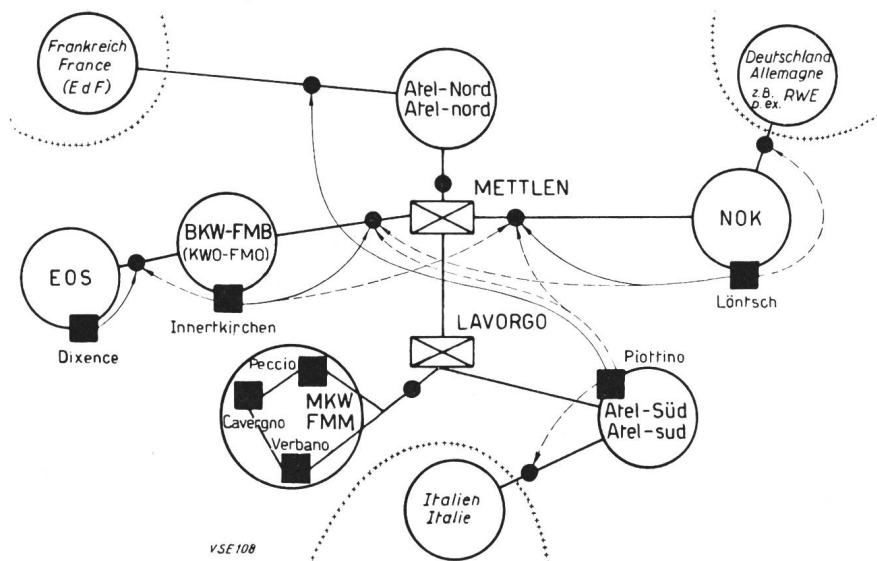


Fig. 2
Verteilung der Maggia-Energie
Möglichkeiten der Leistungs-
regulierung

umrissen worden ist, sei nachfolgend etwas näher auf dessen Verwirklichung eingetreten.

In der vorhergehenden Erläuterung ist das Netz der Atel ein wenig willkürlich in ein nördliches

gie der 4 Kraftwerke Biaschina, Piottino, Tremorgio und Lucendro wird zusammen mit der Energie der MKW über die Lukmanier- und die Gotthardleitung nach Norden übertragen. Diese aus den betriebseigenen Anlagen der Atel anfallende Energie muss nach Leistung und Menge in Mettlen ausgeschieden und wiederum dem Netz der Atel Nord zugeführt werden. Fig. 3 zeigt diese Verhältnisse etwas genauer. Wir sehen im Unterwerk 225 kV Lavorggo die beiden ankommenden 225-kV-Leitungen der MKW. Von hier führt die Lukmanierleitung nach Mettlen. Die Energie wird sodann über 3 Transformatoren von je 100 MVA dem 150-kV-System (4 Sammelschienen) zugeleitet, an welchem die Leitungen der verschiedenen Partner angeschlossen sind. Kehren wir wieder nach dem Unterwerk Lavorggo zurück. Ein Transformator von 100 MVA verbindet das der Atel gehörende 150-kV-System samt seinen daran angeschlossenen 4 Kraftwerken südlich der Alpen mit der 225-kV-Anlage Lavorggo bzw. der Lukmanierleitung. An dieses 150-kV-Netz ist ihrerseits die Gotthardleitung angeschlossen, die in Mettlen 150-kV-seitig endet. In ca. 3 Jahren wird die Gotthardleitung ebenfalls auf 225 kV umgeschaltet werden. Die entsprechenden Anschlüsse sind in Fig. 3 gestrichelt eingezeichnet. Die angedeuteten Trennstellen links und rechts der Gotthardleitung müssen dann geöffnet werden.

Um die Verhältnisse einfacher zu gestalten, denken wir uns kurze Zeit die Gotthardleitung aus dem Schema der Fig. 3 gestrichen. Die gesamte Energie der MKW wird dann auf der Lukmanierleitung nach Mettlen übertragen und dort von den 3 Transformatoren übernommen. Im Normalfall kann jede der 3 Gruppen einen Transformator beanspruchen. Die Leistungsregulierung erfolgt somit auf einfachste Weise an den Punkten t_1 , t_2 und t_3 . Es ist jedoch damit zu rechnen, dass unter gewissen Umständen ein Transformator ausfällt (im extremen Fall sogar

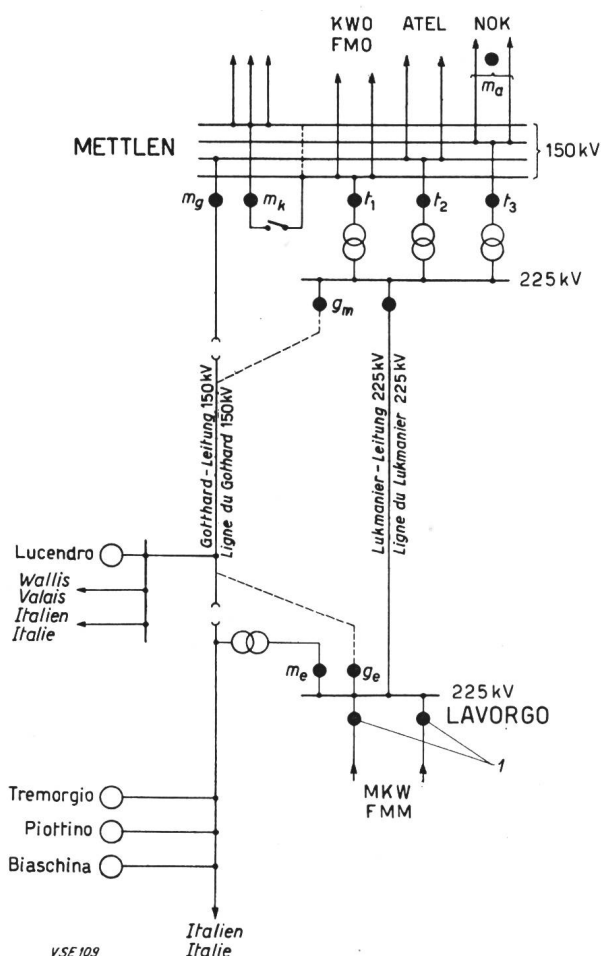


Fig. 3
Messung der Energie und Ermittlung der fernzumeldenden
Messwerte

deren zwei) oder dass andere Schaltungen notwendig sind, wobei aber die Energieverteilung an die 3 Gruppen dauernd aufrechterhalten werden sollte. Die Untersuchung aller praktisch denkbaren Fälle hat gezeigt, dass immer dann eine Möglichkeit zur Regulierung besteht, wenn ausser den Regulierstellen t_1 , t_2 und t_3 noch diejenigen von m_a und m_k bereitgestellt werden (siehe Fig. 3). Der Messwert m_a ist die summierte Leistung zweier Leitungen, welche die Energie den NOK zuführen; m_a entspricht also genau dem Anteil der NOK-Gruppe, während m_k den Messwert darstellt, der durch den Kuppelschalter fließt. Dieser Schalter kann irgendeine der Sammelschienen mit einer anderen verbinden. Es ist also möglich, eine Anzahl abgehender Leitungen, z. B. diejenigen der KWO-Gruppe, auf eine Sammelschiene zu schalten und die Energie, die diesen Leitungen zugeführt werden soll, über den Kuppelschalter zu leiten. Fig. 4 zeigt an Hand von 3 Beispielen, wie die Regulierung mit Hilfe der 5 Meßstellen erfolgen kann.

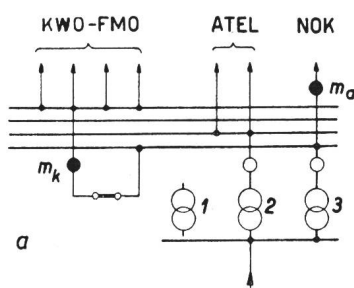
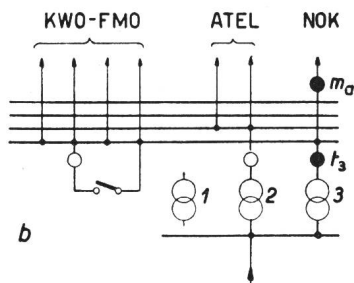


Fig. 4

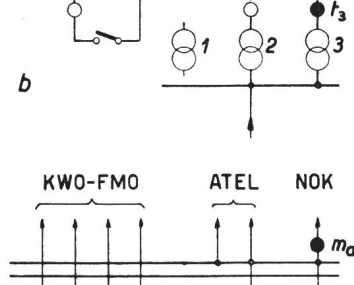
Unterwerk Mettlen

Verschiedene Betriebszustände

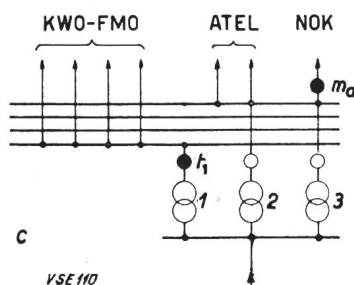
1, 2, 3 Transformatoren



a Beispiel 1: Transformator 1 ausser Betrieb.

Auf Meßstellen m_a und m_k muss reguliert werden.

b Beispiel 2: wie a, jedoch Kuppelschalter nicht verwendbar.

Auf Meßstellen m_a und t_3 muss reguliert werden.
 $t_3 = \Sigma \text{KWO} + \text{NOK}$ c Beispiel 3: 2 Transformatoren auf gemeinsamen Betrieb ATEL-NOK. Auf Meßstellen m_a und t_1 muss reguliert werden.

VSE 110

Wir haben bis dahin den Fall untersucht, in welchem die MKW über Lavorgo allein auf die Lukmanierleitung arbeiten, ohne jegliche Verbindung mit dem übrigen Netz der Atel. Denken wir uns nun das 150-kV-System wiederum mit dem 225-kV-Netz verbunden. Über den Kuppeltransformator in Lavorgo kann somit Energie aus dem 150-kV-Netz in das 225-kV-System oder umgekehrt fließen. Analog wird über die Gotthardleitung, die jetzt noch in 150 kV in Mettlen angeschlossen ist, Energie abgegeben oder aufgenommen. Der Messwert t_2 ent-

spricht ohne Verbindung mit dem 150-kV-Netz normalerweise dem Maggiaanteil der Atel-Gruppe. Dies gilt im Falle der in Fig. 3 dargestellten Schaltung. Nehmen wir an, dass über den Kuppeltransformator Lavorgo und über den Messpunkt m_e eine gewisse Leistung Atel-eigene Energie in das 225-kV-System verschoben wird, dann muss dieser Wert in Mettlen von der Atel über den Transformator 2 wieder übernommen werden; t_2 enthält dann den Maggiaanteil der Atel-Gruppe sowie den über die Meßstelle m_e gehenden Energieanteil. Ist daher die Atel zur Regulierung an der Übergabestelle t_2 genötigt, dann muss sie auf den Wert $t_2 + m_e$ regulieren. Vom Messwert t_2 , der nach Piottino ferngemeldet wird, müsste der momentane Messwert m_e abgezogen und diese Differenz als Regulierwert für die Turbine benützt werden. Eine solche Differenzbildung ist an sich ausführbar, bedeutet aber bereits eine gewisse Komplikation. Noch schwieriger gestalten sich die Verhältnisse, wenn die Gotthardleitung sowohl im Süden als auch im Norden an das 225-kV-System angeschlossen ist. Der Regulierwert der Atel-Gruppe ergibt sich dann je nach Betriebszustand durch die Summe bzw. Differenz verschiedener Messwerte, die ausserdem örtlich auseinanderliegen. Es ist deshalb beschlossen worden, den Regulierwert der Atel-Gruppe nicht für die Leistungseinstellung heranzuziehen. Damit aber die Atel bzw. das Kraftwerk Piottino ebenfalls bei der Regulierung mitwirken kann, sollte es möglich sein, Piottino für die Regulierung eines andern Gruppenanteiles einzusetzen. Nachdem sich aus den gegebenen Umständen heraus diese Lösung aufgedrängt hatte, wurde allgemein die Forderung erhoben, dass jeder Partner imstande sein sollte, die Regulierung eines beliebigen andern Gruppenanteiles zu übernehmen. Fig. 5 zeigt in schematischer Darstellung die getroffene Lösung, bei der einerseits die Meßstellen, andererseits die Abgänge zu den Regulierwerken schachbrettartig zueinander angeordnet wurden. Auf der Skizze sind links die Messwerte t_1 , t_2 und t_3 sowie die Leitungsabgänge NOK (Messwert m_a) und das Kuppelfeld (Messwert m_k) symbolisch dargestellt. Ausgehend von diesen Messwerten sind nach rechts Striche auf einer Bedienungsplatte gezogen, während in der Vertikalen die entsprechenden Abgänge zu den Regulierwerken angedeutet sind. Die erwähnte Platte ist im Kommandoraum Mettlen aufgestellt, von wo aus die Zusammenschaltung der verschiedenen Messwertgeber mit den entsprechenden Empfängern der Regulierwerke erfolgt. Der Schaltwärter hat lediglich die entsprechenden Drucktasten zu betätigen, die in den Kreuzungspunkten der Verbindungslinien angeordnet sind; die Bedienung ist also äusserst einfach.

Nachdem das Prinzip der Zusammenschaltung an Hand der Fig. 5 erläutert worden ist, sollen die Vorgänge noch etwas genauer erklärt werden:

Es stellte sich die grundsätzliche Frage, ob die Umschaltung der Messwertgeber auf die verschiedenen Empfänger der Regulierwerke bereits 50-Hz- oder erst hochfrequenzseitig erfolgen soll. Es hat sich aber bald gezeigt, dass die 50-Hz-seitige Umschaltung sich hierfür nicht eignet, nachdem insbe-

sondere die Umschaltung der Stromwandler unerwünscht ist. Infolge der kleineren Ströme bietet die HF-seitige Umschaltung bedeutend weniger Schwierigkeiten. Die Betätigung der Verriegelungsautomatik gestaltet sich ebenfalls einfacher, da die Schaltung so ausgebildet ist, dass nicht 2 Messwerte auf den gleichen HF-Kanal gegeben werden können. Soll also einem bestimmten Partner bzw. Regulier-

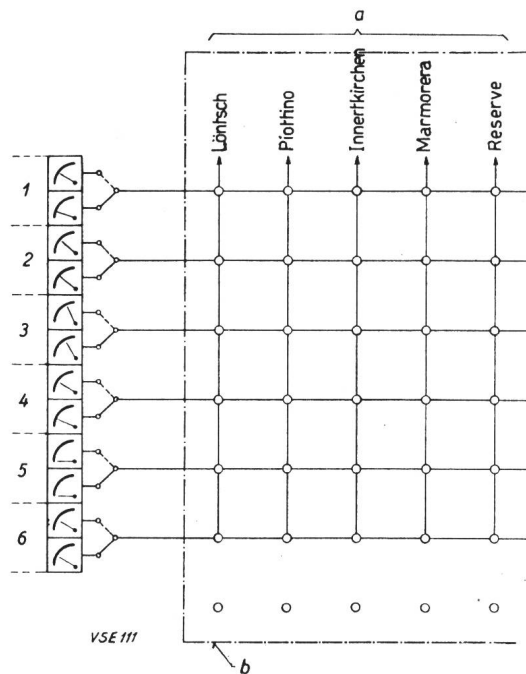


Fig. 5

Unterwerk Mettlen

Zuordnung der fernzumeldenden Messwerte

a zu den Empfängern der Regulierwerke; b Bedienungsplatte im Kommandoraum; 1 Transformator $1 = t_1$; 2 Transformator $2 = t_2$; 3 Transformator $3 = t_3$; 4 Leitung NOK = m_a ; 5 Reserve; 6 Kuppelfeld m_k

werk ein bestimmter Messwert zugeteilt werden, so ist der Steuerknopf im Kreuzungspunkt der entsprechenden Schienen zu betätigen. Auf diese Weise wird auch eine gleichzeitig bestehende Übertragung eines andern Messwertes nach dem betreffenden Werk aufgehoben. Ein beliebiger Geberwattmeter wird also durch das Betätigen einer Taste mit dem Empfänger eines Regulierwerkes verbunden, somit die normale Einheit Geber-HF-Anlage-Empfänger zusammengeschaltet. Die Geberwattmeter haben einen Bereich von 120 — 0 — 120 MW, d. h. Bezug und Abgabe pro 150-kV-Leitung bzw. Transformator. Für zwei 150-kV-Leitungen gilt der doppelte Wert, nämlich 240 — 0 — 240 MW. Ein Bezug von 120 MW entspricht einem Wert von 0 mA, der Nullstellung 6 mA und 120-MW-Abgabe 12 mA im Geber- bzw. Empfängerinstrument. Eine gewisse Erschwerung, insbesondere in bezug auf das Erreichen der üblichen Messgenauigkeit, stellt die Bedingung dar, dass es möglich sein sollte, ein beliebiges Geberinstrument mit einem beliebigen Empfängerinstrument zu verbinden.

Die Forderung, dass jedes Regulierwerk zur Regulierung eines der 3 Gruppenanteile herangezogen werden kann, hat noch eine weitere Konsequenz, die wir im folgenden erläutern:

Reguliert beispielsweise das Löntschwerk die eigene Quote der NOK, dann entspricht dies dem Normalfall; reguliert hingegen das gleiche Werk z. B. die Quote der Oberhasli-Gruppe, dann wird — sofern wir mit der gleichen Geber/Empfänger-Kombination arbeiten — das Regulierwerk auf Belastungsänderungen falsch reagieren: es würde die Regulierabgabe vermindern, wenn es sie erhöhen sollte und umgekehrt. Der Sinn der im Regulierwerk ankommenden Signale müsste also vertauscht werden. Dies wäre durch Umschaltung der Reguliereinrichtung im betreffenden Werk zu erreichen. Die praktische Ausführbarkeit dieser Umschaltung ist aber in den einzelnen Werken unterschiedlich und dürfte in einigen Fällen auf Schwierigkeiten stossen; auch wären gelegentliche Missverständnisse und Diskussionen mit dem Werkpersonal nicht zu vermeiden. Eine eindeutige und grundsätzlich richtige Lösung ergibt sich durch den Einbau je eines weitem Fernmessgebers in Mettlen. Aus diesem Grunde sind in Fig. 5 pro Meßstelle 2 Geber eingezeichnet, und zwar sind die Geberwattmeter so ausgebildet, dass für die gleiche Energierichtung bei einem Instrument der Zeigerausschlag nach rechts, beim andern nach links erfolgt. Wenn also ein Regulierwerk nicht die eigene, sondern eine fremde Quote regulieren muss, dann wird ihm der Geberwattmeter zugeschaltet, der gegenüber dem normalen Geberwattmeter einen entgegengesetzten Zeigerausschlag aufweist, wodurch das Regulierwerk wieder sinngemäss arbeitet.

Aus der Forderung der beliebigen Zusammenschaltbarkeit heraus ergab sich für die Partner die Notwendigkeit, sich auf ein einheitliches System der Fernmesswertübertragung zu einigen. Zur Anwendung kam das BBC-System, das für die Übertragung der Messwerte ein in der Frequenz veränderliches Tonfrequenzsignal benützt. Dieses System wird kurz «Frequenz-Variations-System» benannt. Jedem Drehwinkel von 0 bis 90° des Geberwattmeters ist eine genau definierte elektrische Grösse (Frequenz) zugeordnet. Diese Zuordnung erfolgt durch ein Variometer, das an den Geberwattmeter gekuppelt ist.

Die Übertragung der Signale geschieht in üblicher Weise über Telefonleitungen oder HF-Verbindungen längs den Hochspannungsleitungen. Am Empfangsort wird das umgewandelte Signal nach geeigneter Verstärkung direkt dazu verwendet, um die Turbine entsprechend zu beaufschlagen. Die Systeme sind in den 3 Regulierwerken je nach der dort installierten hydroelektrischen Gruppe unterschiedlich. In der Folge seien diese 3 Regulierungsarten an Hand der bezüglichen Schemata kurz erläutert. Diese Darstellung ist jedoch als ganz summarisch zu betrachten und soll eine eingehende Beschreibung des Systems nicht ersetzen.

a) Leistungs-Frequenz-Regulierung im Kraftwerk Piottino (Fig. 6)

Es handelt sich bei der Leistungs-Frequenz-Regulierung des Kraftwerkes Piottino um eine sogenannte Primärregulierung. Die ankommenden Signale werden verstärkt und die Maschinenbeauf-

schlagung direkt über das Reglergestänge der Turbine vollzogen. Die einzustellende Übergabeleistung wird vom HF-Empfänger und -Verstärker in den sogenannten Prallplattenverstärker geführt. Dieser stellt einen dreistufigen Verstärker dar. Im Verstärker selbst wird der ankommende Istwert mit dem eingestellten Sollwert verglichen. Eine eventuell

vorhandene Differenz wird an den Turbinen-Servomotor weitergegeben, welcher die Turbine um einen entsprechenden Betrag öffnet oder schliesst. Das ganze System hat verschiedene Rückführungen. Am Stufenschalter (Pos. 19 des oben erwähnten Schemas) kann die Statik in relativ feinen Stufen verändert werden.

b) Leistungs-Frequenz-Regulierung im Kraftwerk Oberhasli (Fig. 7)

Der Leistungsregler wirkt direkt auf den Turbinen-Servomotor. Das wirksame Organ des Leistungsreglers ist ein Öldruck-Servomotor mit besonderer Ölpumpe, gesteuert durch ein Ventil. Dieses wird betätigt durch den Steuermagnet als Empfangsorgan, welcher 4 Spulen besitzt.

Die erste, die sogenannte Istwertspule, liegt an einem Strom, dessen Intensität proportional ist dem über die HF-Einrichtung übertragenen Messwert

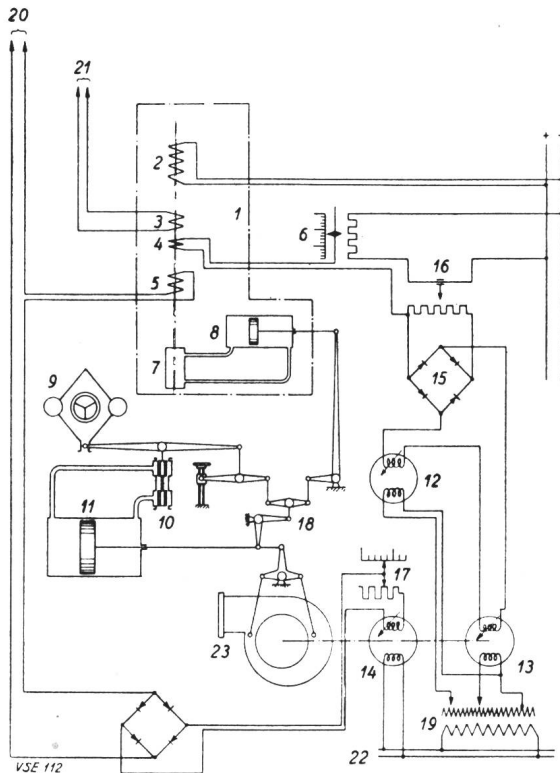


Fig. 6

Frequenz-Leistungsregulierung des KW Piottino

1 Prallplattenventil (3fach-Verstärker); 2 Erregerspule des Prallplattenventils; 3 Istwertwicklung auf beweglicher Spule; 4 Sollwertwicklung auf beweglicher Spule; 5 Ausgleichwicklung auf beweglicher Spule; 6 Sollwertpotentiometer; 7 Vorsteuerkolben des Prallplattenventils; 8 Folgekolben des Vorsteuerkolbens; 9 Accelerotachymetrischer Drehzahlregler 10 Vorsteuerkolben des Hauptservomotors; 11 Hauptsteuerkolben des Hauptservomotors; 12 Induktionsregler zur Abgabe einer der Turbinenöffnung proportionalen Spannung; 13 Induktionsregler zur Kompensation der mechanischen Rückführung; 14 Induktionsregler zur Speisung der Ausgleichwicklung; 15 Gleichrichter; 16 Einstellwiderstand für Abgleich bei Inbetriebsetzung; 17 Potentiometer für Ausgleich der Maschinenleistung; 18 mechanische Rückführung; 19 Stufenschalter zur Statikeinstellung; 20 zur Ausgleichwicklung der 2. Gruppe; 21 zum Fernmessempfänger; 22 Hilfsspannung 50 Hz; 23 Turbine

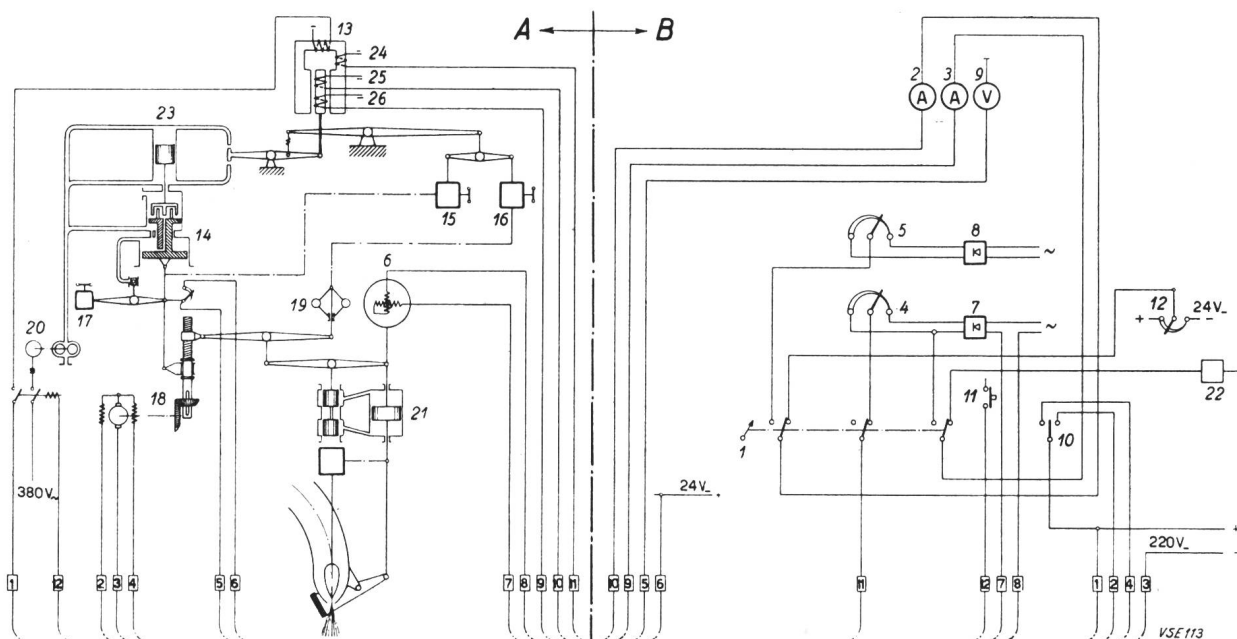


Fig. 7

Frequenz-Leistungsregulierung des KW Oberhasli

A Zentrale B Kommandoraum

1 Umschalter, Übergabeleistung — konstante Maschinenleistung; 2 Milliampèremeter für die Sollwertspule; 3 Milliampèremeter für die Istwertspule; 4 Drehpotentiometer für die Lastverteilung; 5 Drehpotentiometer für die Sollwerteinstellung der konstanten Maschinenleistung; 6 Induktionsregler für die Maschinenleistung; 7 Selengleichrichter; 8 Selengleichrichter für die Sollwerteinstellung; 9 Voltmeter mit Skala in %, Hub Leistungsregler; 10 Kontaktgeber zur Drehzahlverstellmotor; 11 Druckknopfschalter zur Inbetriebsetzung; 12 Drehpotentiometer für die Einstellung des Übergabeleistungs-Sollwertes; 13 Meßsystem des Leistungsreglers; 14 Steuereinrichtung mit Ventil; 15 vorübergehende Statikvorrichtung; 16 dauernde Statikvorrichtung; 17 Hubbegrenzungs-Vorrichtung; 18 Drehzahl-Verstellvorrichtung; 19 Pendelregler; 20 Ölpumpe mit Antriebsmotor; 21 Turbinenregler-Servomotor; 22 Fernmessempfänger; 23 Leistungsregler; 24 Leistungsausgleich; 25 Sollwertspule; 26 Istwertspule

der tatsächlichen Übergabeleistung. Die zweite, die Sollwertspule, wird von einem Strom gespeist, dessen Intensität dem Messwert der einzuhaltenden Übergabeleistung entspricht und der mittels eines Drehpotentiometers auf den gewünschten Wert eingestellt werden kann. Stimmen die Ströme der Istwertspule und der Sollwertspule überein, so herrscht am Leistungsregler Gleichgewicht, andernfalls greift der Regler ein und verstellt den Turbinenservomotor so lange, bis das Gleichgewicht wieder hergestellt ist.

Die dritte Spule am Steuermagnet dient zur gleichmässigen Lastverteilung, wenn mehrere Maschinen zur Regulierung der Übergabeleistung herangezogen werden. Die vierte Spule dient zur Stabilisierung des Systems.

Das Gestänge des Leistungsreglers ist verbunden mit dem Ende eines Hebels, an dessen anderem Ende der Pendelregler der Turbine angreift. Der mittlere Drehpunkt des Reglers ist mit dem Hauptsteuerventil der Turbinenregulierung verbunden. Am Gestänge des Leistungsreglers greift ferner der Tourenverstellmotor der Turbine an.

Der Ausschlag des Leistungsreglers ist begrenzt. Wird die Netzfrequenz um einen bestimmten Betrag (plus oder minus) überschritten, so läuft er in eine der Endlagen. Der Angriffspunkt des Leistungsreglers am vorerwähnten Hebel wirkt dann als Fixpunkt, so dass von nun an der Pendelregler automatisch und allein die Regulierung der Turbine übernimmt.

Soll auf Konstantleistung reguliert werden, wird durch einen Umschalter die Istwertspule des Leistungsreglers von der Fernmessung abgetrennt und mit einem vom Hauptservomotor der Turbine gesteuerten Induktionsregler verbunden, durch welchen (über einen Gleichrichter) der Spule ein der tatsächlichen Maschinenleistung proportionaler Strom zugeführt wird.

c) Leistungs-Frequenz-Regulierung im Kraftwerk Löntsch (Fig. 8)

Im Netzregler 1 wird der Istwert mit dem Sollwert verglichen. Je nach der Differenz zwischen diesen beiden Werten wird der Regulator auf dem Widerstand verschoben und damit der auf die Reglerschiene 6 gegebene Strom verändert. Dieser Strom i_g fliesst über eine vormagnetisierte Induktivität des eigentlichen elektrischen Leistungsreglers der Turbine und bewirkt je nach seiner Stärke eine

gewisse Verschiebung des Reglers. Dieser elektrische Leistungsregler ist an Stelle des normalen Flihkraft-Reglers der Turbine gesetzt worden und erfüllt in einem gewissen Sinne die betreffenden Funktionen. Der Sollwert des Reglers 1 ist mit Hilfe des Einstellwiderstandes 4 einstellbar. Eine zusätzliche Beeinflussung von der Frequenzseite her kann mit Hilfe des Reglers 9 bewirkt werden. Es besteht die Möglichkeit, mit dem Regler 9 die Statik zu verändern und zwar in grossen Grenzen, indem die Regelung einerseits rein leistungsmässig und anderseits rein frequenzmässig erfolgen kann.

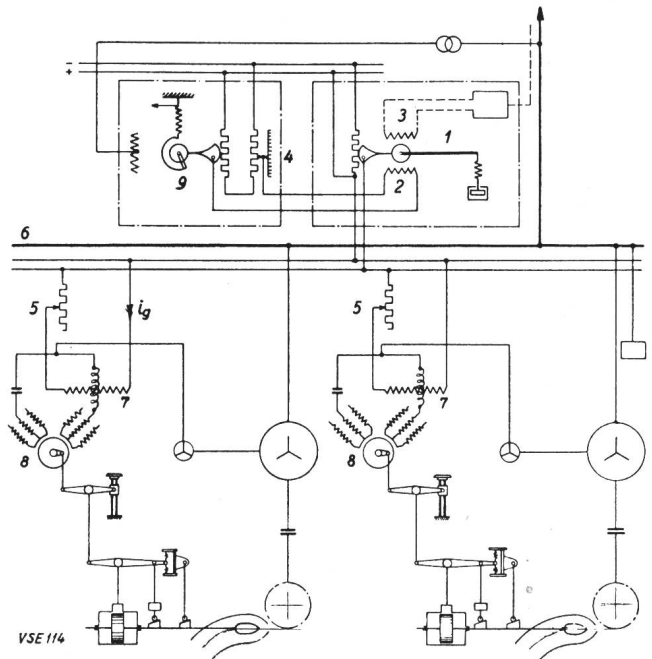


Fig. 8

Frequenz-Leistungregulierung des KW Löntsch

1 Netzregler; 2 Sollwert (beeinflusst durch die Frequenz Δf und den Widerstand 4); 3 Momentanwert der Fernmessung; 4 Sollwerteinstellung; 5 Leistungsausgleichs-Einstellung; 6 Reglerschiene; 7 vormagnetisierte Induktivität; 8 elektrischer Leistungsregler; 9 Δf (Frequenzänderung)

In der Fig. 8 sind 2 Gruppen eingezeichnet, was sinnfällig zum Ausdruck bringen soll, dass mehrere Gruppen an die gleiche Reglerschiene angeschlossen werden können. Ein anderer Lastausgleich zwischen den Gruppen ist nicht notwendig.

Adresse des Autors:

W. Hauser, dipl. Ing., technischer Direktor der Aare-Tessin A.-G. für Elektrizität, Olten.

Betrachtungen zur Preisgestaltung auf Grund der Grenzkosten

Aus der Sondertagung des «Comité d'Etudes de la Tarification» der «Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie électrique (UNIPED)»

Von B. Bauer, Zürich

658.8.03 : 621.316

Dieses Studienkomitee besammelte sich vom 16. bis zum 19. September 1953 in Aix-en-Provence zum Zwecke der Besprechung grundsätzlicher Fragen der Tarifgestaltung im Lichte der Grenzkostentheorie. Eigentlich handelte es sich um die Fortsetzung der Gespräche um den gleichen Fragenkomplex, welche an den Sondertagungen von Paris und Luzern im Laufe der letzten Jahre geführt worden

sind. Das Schwergewicht der Beratungen in Aix-en-Provence lag auf den neuralgischen Punkten: «discrimination» und «péages»; im übrigen wurden auch Fragen der Abschreibung behandelt, über die später referiert werden soll.

Der nachfolgende Bericht über das Resultat der Aussprache in Aix setzt beim Leser die Kenntnis der Preisgestaltung auf Grund der Grenzkosten-

theorie als bekannt voraus. Der Vorstoss zur Geltendmachung dieser Theorie in der Energieverrechnung ist bekanntlich in der Hauptsache von den nationalisierten Betrieben Frankreichs ausgegangen. Unsere dortigen Freunde verfechten mit guten Gründen diese Anschauung, denn es ist etwas anderes, ob man nur die Verantwortung für die Entwicklung des Verbrauchs eines einzigen Energieträgers (z. B. Gas oder elektrische Energie) zu tragen hat oder ob man die Produktion verschiedener Energieträger zugleich verantwortlich in Händen hat und um deren volkswirtschaftlich richtige Verteilung auf den gesamten Energieverbrauch des Landes besorgt sein muss. Die klassische nationalökonomische Theorie lehrt bekanntlich, dass die günstigste Güterverteilung dann erreicht wird, wenn jedes Gut (jeder Energieträger) zum Preis gleich den jeweiligen Grenzkosten auf den Markt gebracht wird. Preisdiskriminierung heisst alsdann Verkauf eines und desselben Gutes (z. B. einer gegebenen kWh) zu verschiedenen Preisen, sei es dass der Verkäufer z. B. der verschiedenen Wertigkeit, die der Verbraucher ihm beimisst, gerecht werden will, sei es dass wirtschaftspolitische Überlegungen zu einer Bevorzugung des betreffenden Energieträgers im Vergleich zu andern zwingen, sei es endlich, dass sozialpolitische Erwägungen eine Preiserleichterung für gewisse Abnehmerkreise fordern. In allen diesen Fällen verstösst die Preisdiskriminierung deshalb gegen das Prinzip der volkswirtschaftlich günstigsten Güterverteilung, weil z. B. im Energieversorgungsfall ein Energieträger zu Ungunsten der andern bevorzugt, d. h. in übermässiger Weise dem Verbrauch zugeführt wird, wodurch ein volkswirtschaftlich unzulässiger Mehraufwand an Produktionsmitteln entsteht. Soweit die Theorie, deren Anwendung wie gesagt im Prinzip dort in erster Linie am Platz ist, wo im öffentlichen Interesse die Beschaffung und Verteilung mehrerer Energieträger in eine Hand gelegt sind. Man kann aber nicht ohne Grund auch geltend machen, dass sie für jede Energieversorgungsunternehmung öffentlichen Charakters wegleitend sein sollte, weil dieser ja schliesslich nicht nur die bestmögliche Verteilung des von ihr produzierten Energieträgers zur Aufgabe gemacht ist, sondern auch die volkswirtschaftlich richtige Beanspruchung der knapp vorhandenen Produktionsmittel (z. B. richtige Verteilung des vorhandenen Kapitals auf die verschiedenen Güterproduktionen).

Wer nun willens ist, dieser Anschauung im eigenen Lande und im eigenen Betrieb zum Durchbruch zu verhelfen, stösst auf eine Reihe wohlbekannter Schwierigkeiten. Da lehrt zunächst die praktische Erfahrung, dass man ohne Preisdiskriminierung der Bevorzugung der Edelenenergieträger durch den Verbraucher nicht im vollen Umfang gerecht zu werden vermag. So ruft z. B. der Druck der Öffentlichkeit zur Einführung der elektrischen Küche zwingend nach Einräumung kostenäquivalenter Strompreise (kostenäquivalent beim Abnehmer verstanden). Ähnlich kann die Elektrifizierung der landwirtschaftlichen Betriebe in vielen Ländern ohne absatzstimulierende Tarife nicht gefördert werden. Es ist oft sehr schwer, in solchen Fällen

zu entscheiden, wo die volkswirtschaftlich richtige Lösung liegt: bei der Preisdiskriminierung zur Erzielung der vorgenannten Zwecke oder beim Festhalten am reinen Grenzkostenpreisprinzip. Wäre die europäische Energieversorgung als ein einheitliches Wirtschaftssystem zu betrachten, so verdiente letzteres ohne Zweifel den Vorzug.

Wenn man aber auch dieses Prinzip allein zur Geltung bringen, d. h. die elektrische Energie, das Gas, die Brennstoffe je zu einem den Grenzkosten entsprechenden Preis verkaufen will, so erwächst dem Vorhaben eine neue Schwierigkeit im Umstand, dass bei einer abnehmenden Grenzkostenfolge, wie sie der Einfluss des technischen Fortschrittes in der Produktionsmengenentwicklung bringt, die gesamten Produktionskosten der Unternehmung schliesslich nicht mehr im vollen Umfang gedeckt werden können. Es entstehen Defizitbeträge, welche die Unternehmungen auf dem Weg der «péages» decken müssen. Unter «péages» versteht man zusätzliche Entschädigungen des Energieabnehmers an den Lieferer über den eigentlichen Energiepreis hinaus. Sie haben mit dem Sinn des Grenzkostenpreisprinzips eigentlich nichts zu tun, es sind Konzessionen an die rauhe Wirklichkeit, welche darin besteht, dass die Lieferer auf die Dauer nicht mit Verlusten leben können. Dieser Umstand gab den Wirtschaftstheoretikern Anlass zu einer Erweiterung und Ergänzung der Grenzkostentheorie nach Richtung des Prinzips der Erhaltung des finanziellen Gleichgewichts der Unternehmungen der öffentlichen Hand. Diese neue Anschauung verlangt die Erfüllung von zwei Bedingungen:

Es soll einerseits der Preis der Güter gleich den Grenzkosten sein, die Produktionsmenge andererseits soweit begrenzt werden, dass die gesamten Einnahmen die gesamten Produktionskosten zu decken vermögen. Insofern die Preisdiskriminierung dieses Ziel zu erreichen gestattet, ist sie dem grössten volkswirtschaftlichen Nutzen nicht abträglich.

Die Beratungen in Aix-en-Provence betrafen in erster Linie die Fragen der Preisdiskriminierung. Es wurde festgestellt, dass man in praxi ohne dieses «Übel» nicht auskommt. Eine allgemeine Rundfrage unter den Vertretern der verschiedenen Länder ergab ungefähr das gleiche Bild.

Die *schweizerischen Vertreter erklärten*, dass die Schweiz aus naheliegenden wirtschaftspolitischen Gründen den einheimischen Energiequellen, im besondern den Wasserkraften, den Vorzug vor den importierten Brennstoffen geben müsse. Die Preise der Wasserkraftenergie sind in Verfolgung dieses Ziels auf die Wertigkeit der elektrischen Energie beim Abnehmer abgestellt, wobei erstere im Prinzip an den Betriebskosten des leistungsäquivalenten Brennstoffumformungsbetriebs gemessen wird.

Die *Vertreter Hollands* bekundeten eine ähnliche Anschauung, die sie in einem sehr wohl abgewogenen Bericht niederlegten. Darin wird eindeutig unterschieden zwischen Preisdifferenzierung und Preisdiskriminierung. Unter ersterem verstehen sie die Abstufung des Gestehungspreises in Richtung der Energielieferung, vom Produktionszentrum aus betrachtet. Die Ursache der Preisdiskriminierung

leiten sie ab aus dem Willen zur Konkurrenzfähigkeit der elektrischen Energie auf den verschiedenen Nutzenergiemärkten (*marchés partiels*). Sie anerkennen auch andere Gründe hierfür, z. B. wirtschaftspolitische und sozialpolitische, wie sie etwa in behördlichen Vorschriften betreffend die Energiepreisgestaltung zum Ausdruck kommen. Die Preisdiskriminierung soll nur erlaubt sein zwischen Nutzenergiemärkten, die sich deutlich voneinander abheben, wobei die Trennung auch dem Verbraucher bewusst sein muss. Auf jedem Nutzenergiemarkt ist der Mindestpreis durch die dort herrschenden Grenzkosten des Lieferanten bedingt. Die allfälligen «*péages*» sind entsprechend den Nutzenergiemärkten, bzw. den dort herrschenden Werten der elektrischen Energie, abzustufen. Der Bericht der holländischen Vertreter schliesst mit der Behauptung, dass die Preisdiskriminierung zur Erreichung des optimalen Kundendienstes erforderlich sei und dass sie deshalb nicht gegen das Prinzip des besten volkswirtschaftlichen Nutzens verstosse.

Die Vertreter der *belgischen Delegation* erklärten, dass die Absatzentwicklung in der Elektrizitätsversorgung ohne Diskriminierung der Preise, sowohl in der Hochspannung als auch in der Niederspannung verstanden, nicht durchzuführen sei. Die Notwendigkeit sei einerseits auf die ungleiche finanzielle Leistungsfähigkeit der Abnehmer, andererseits auf die Notwendigkeit der Konkurrenzierung der übrigen Energieträger zurückzuführen, welche letztere ja auch im üblichen Fall des Elektrizitätsmonopols spiele. Wenn man aber an der Preisgestaltung auf Grund der Grenzkosten festhalten wollte, würden sich aus bekannten Gründen Defizitbeträge ergeben, welche durch die «*péages*» auf Grund der Wertigkeit der elektrischen Energie beim Abnehmer abzustufen seien, was offenbar wieder auf eine Diskriminierung hinauslaufe.

Der Vertreter der *British Electricity Authority* verzichtete auf eine eigentliche Diskussion des Diskriminierungsproblems; er beschränkte sich auf die Erläuterung der neuen englischen Stromtarife, die auf folgenden Grundlagen aufgebaut sind:

- a) Die elektrische Energie soll soweit möglich der Konkurrenz der andern Energieträger bei den Abnehmern standhalten können. Die Tarife haben dieser Forderung Rechnung zu tragen.
- b) Das Tarifsysteem soll eine vernünftige Umsatzentwicklung fördern. Die möglichst breite Anwendung der elektrischen Energie im Landesverbrauch wird als ein nationales Erfordernis betrachtet.
- c) Es ist bei der Tarifgestaltung auf die Aufrechterhaltung und Förderung einer guten Einvernahme zwischen staatlichem Lieferwerk und Abnehmern zu achten. Nach dieser Richtung kann sich die Belieferung gewisser Gesellschaftsschichten zu bevorzugten Preisen als richtig oder notwendig erweisen. Jedenfalls ist darauf zu achten, dass nicht nur die Tarifpreise, sondern auch das Tarifsysteem dem Verbraucher zusagt.

Die nationalisierte englische Energieversorgung hat im grossen und ganzen drei Tarifgruppen aufgestellt, jene für die Haushalte, die Gruppe der

Warengeschäfte, Händler und des Gewerbes und endlich die Gruppe der industriellen Abnehmer.

Innerhalb dieser Tarifsysteme sind die Abnehmer in der Verwendungsart der elektrischen Energie grundsätzlich frei, immerhin bringen einige Tarifarten doch eine leichte Preisdifferenzierung (z. B. zwischen Lichtstrom und Motorenstrom).

Man kann aus diesen Äusserungen schliessen, dass die *British Electricity Authority* (im Gegensatz zur *Electricité de France*) von der Preisgestaltung auf Grund der Grenzkosten sich praktisch distanziert hat.

Im Bericht des Vertreters der Gesellschaft der *portugiesischen Elektrizitätsproduzenten* wird ausdrücklich folgendes hervorgehoben:

Die Tarifgestaltung hat auf folgenden drei Grundsätzen zu beruhen:

- a) Erhaltung des Budgetgleichgewichts,
- b) Preisdifferenzierung nach Massgabe des Wertes der elektrischen Energie,
- c) der Preis darf nie unter den Gestehungskosten der Energieeinheit am Ort des Verbrauchs liegen.

Hieraus wird geschlossen, dass man mit Hilfe des Prinzips der differenzierten Grenzkosten sehr wohl zum Ziel gelangen kann, dass man aber die unvermeidlichen «*péages*» zufolge der Forderung unter b) nach Massgabe des Verwendungswertes der elektrischen Energie abstufen muss.

Die *italienische Delegation* hat durch den Vertreter der *Associazione Nazionale Imprese Produttrici e Distributrici di Energia Elettrica* berichten lassen, dass die italienischen Elektrizitätsunternehmen die Preisabstufung auf Grund des Verkaufswertes grundsätzlich ablehnen. Mit Ausnahme einiger Sonderfälle werden den italienischen Stromtarifen die differenzierten Produktionskosten zugrundegelegt (es blieb unklar, ob der Berichterstatte hierunter die mittleren Kosten je Energieeinheit oder die Grenzkosten verstanden hat; vermutlich die ersteren). Am Schluss des Berichts wird ausdrücklich festgestellt «*que toute discrimination de prix basée sur la valeur que représente l'énergie pour les usagers équivaldrait à un déplacement de richesse entre une catégorie et l'autre de citoyens*».

Interessanterweise äusserte der die italienische Delegation begleitende Nationalökonom, Professor Luigi Amoroso, eine gegenteilige Meinung. Er leitet aus seinen theoretischen Erwägungen für die Unternehmung öffentlich-rechtlichen Charakters zwei grundsätzliche Forderungen ab: Die erste verlangt die Erreichung der günstigsten Produktionskapazität, die zweite die Wahrung des finanziellen Gleichgewichts der Unternehmung. Diesen beiden Forderungen kann man ohne Preisdiskriminierung nicht zugleich gerecht werden. Letztere folgt notwendigerweise aus dem Prinzip der Produktivität. Es treten also hier neben der Grenzkostentheorie, die Amoroso nicht etwa ablehnt, neue Argumente auf, die den Fragenkomplex auf einen etwas andern Boden stellen. Er führte ein Beispiel an, das seine Anschauung bekräftigt: Der Preisunterschied zwischen dem Lichtpreis und dem Preis für den Motorenstrom rühre unter anderem daher, dass die

produktionsfördernde Wirkung des letztern viel grösser ist als jene des ersteren. Es sei daher volkswirtschaftlich berechtigt und erwünscht, dass dem grösseren produktionsfördernden Merkmal eine Preismässigung zukomme.

Man versteht, dass die Diskussion der Berichte bei solchem Auseinandergelien der Anschauungen zu keinen Beschlüssen oder auch nur zu gemeinsamen Richtlinien führen konnte. Man hat in der Aussprache von neuem die Schwierigkeiten der Anwendung der reinen Grenzkostentheorie in der Preisgestaltung erkannt. Dieses Ergebnis ist im übrigen nicht überraschend; es herrscht immer eine Spannung zwischen der Theorie und der aus den wechselvollen Anforderungen des Lebens erwach-

senden Praxis. Dieser Umstand entwertet jedoch die Theorie keineswegs. Sie soll die grosse Richtschnur des Handels geben. Deshalb stellt die Beschäftigung des Praktikers mit der Theorie keine unnütze Bemühung dar. Er wird seinen Weg nach Massgabe der praktischen Anforderungen beschreiten, aber die Theorie soll ihm ein Wegweiser sein.

In der Schweiz sollten wir uns im Sondergebiet der Energiepreisgestaltung mehr als bis anhin mit den theoretischen Grundlagen beschäftigen, in welchen die Kollegen des Auslandes oft wahre Meister sind.

Adresse des Autors:

Dr. sc. techn. B. Bauer, Professor für angewandte Elektrotechnik, ETH Zürich.

Wirtschaftliche Mitteilungen

Das Eidg. Amt für Wasserwirtschaft im Jahre 1953

06.046.38 : 627.8.09(494)

Dem Geschäftsbericht 1953 des Post- und Eisenbahndepartementes entnehmen wir über die Tätigkeit des Amtes für Wasserwirtschaft folgendes:

Hydrographie

Die Gesamtzahl der amtlichen hydrographischen Stationen betrug 262; 213 davon waren mit Limnigraphen ausgerüstet. An 128 Stationen, die sämtliche mit Limnigraphen versehen sind, wurden die täglichen Abflussmengen bestimmt, an 134 Stationen, worunter die Seen, nur die Wasserstände.

Es wurden 949 Wassermessungen ausgeführt, und zwar für den normalen Dienst 774 Flügelmessungen, 68 Salzlösungsmessungen und 2 volumetrische, total 844, und für Spezialzwecke 93 Flügelmessungen, 4 Salzlösungs- und 8 volumetrische Messungen.

Projekte für die Regulierung von Seen

1. *Genfersee*. Da der Umbau der «Ponds de l'Île» in Genf nun fertiggestellt ist, wurden die provisorischen Änderungen des Wehrreglements, die vom Amt für Wasserwirtschaft im Einvernehmen mit den Uferkantonen während der Arbeiten angeordnet wurden, aufgehoben.

2. *Luganensee*. Die Motor-Columbus A.-G. und die Edison A.-G., welche ein Konzessionsgesuch für einen Ausbau der Tresa-Wasserkraft in Verbindung mit einer Regulierung des Luganensees eingereicht hatten, haben auf ihr Vorhaben verzichtet.

Die schweizerisch-italienische Kommission für die Luganenseeregulierung, die im Monat Dezember zusammengetreten ist, hat daher beschlossen, auf das Projekt einer reinen Seeregulierung zurückzukommen. Sie hat den Plänen sowie dem Regulierreglement vom August 1953, welche von der schweizerischen Delegation vorgelegt worden sind, zugestimmt. Gleichzeitig hat die Kommission den Entwurf zu einem Staatsvertrag vorbereitet, der die Art und Weise der Bauausführung und die Kostenverteilung zwischen den beiden Staaten regelt.

3. *Langensee*. Der Bundesrat hat im Einverständnis mit dem Staatsrat des Kantons Tessin dem erneuten Gesuch der italienischen Behörden, den Seespiegel in der Zeit vom 1. November 1953 bis 28. Februar 1954 versuchsweise künstlich um 0,50 m höher zu stauen, entsprochen. Nötigenfalls ist auf Verlangen der Tessiner Behörden sofort zur normalen Regulierung zurückzukehren.

4. *Zürichsee*. Es ist ein Entwurf für die Ausführungsbestimmungen zum Wehrreglement aufgestellt worden. Zur Erleichterung laufender städtebaulicher Arbeiten wurde jedoch im Einvernehmen mit den interessierten Kantonen das neue Wehrreglement immer noch nicht in Kraft gesetzt. Dieses dient aber bereits als Richtlinie für die Regulierung des Sees.

Ende Juni des Jahres ist am Zürichsee ein Hochwasser aufgetreten, welches sogar dasjenige vom Juni 1910 übertraf.

fen hätte, wenn die für die Regulierung erforderlichen Korrektionsarbeiten noch nicht durchgeführt gewesen wären. Es sind aber nur vereinzelte Schäden bekannt geworden, das Regulierungswerk hat sich also bewährt.

5. *Jurarandseen*. Die Departemente, welche an den Fragen, die durch die Eingabe und das Subventionsgesuch der Uferkantone vom 22. August 1952 aufgeworfen werden, interessiert sind, haben im Laufe des Jahres ihre Stellungnahme als Unterlage für die weitere Behandlung des Geschäftes bekanntgegeben.

Vom technischen Standpunkt aus erfordert das eingereichte Projekt verschiedene Umstellungen, welche Gegenstand eines Meinungsaustausches mit den interessierten Kantonen sind. So setzt das Projekt voraus, dass das Kraftwerk Luterbach mit seinem Stauwehr gleichzeitig mit der für die Seeregulierung erforderlichen Gewässerkorrektion verwirklicht werde. Es scheint nun aber, dass der Bau dieses Kraftwerkes in absehbarer Zeit nicht zu erwarten ist. Man muss daher prüfen, ob es vorteilhafter wäre, inzwischen auf Kosten der Regulierung ein provisorisches Wehr zu erstellen oder eine andere Lösung vorzusehen, welche ohne Wehr in der Aare auskommt.

Um keine Möglichkeit zu übersehen, die grossen Kosten der Korrektionsarbeiten zu reduzieren, hat das Amt für Wasserwirtschaft unterdessen noch geprüft, ob durch Heranziehung der oberhalb gelegenen Seen (Brienzer- und Thunersee, Lac de Joux) und Staubecken (Rossens, Schiffenen), die Hochwasserwellen vor dem Erreichen der Juraseen wesentlich aufgefangen werden könnten. Diese Untersuchung hat leider nicht das gewünschte Ergebnis gezeigt. Entweder wäre der erreichbare Einfluss sehr klein, oder dann müsste er mit grossen Nachteilen ausserhalb der Hochwasserzeiten erkaufte werden. Diese Möglichkeiten erlauben daher kaum, den Umfang der Korrektionsarbeiten an den Juraseen und unterhalb derselben zu reduzieren.

Kraftwerke

1. *Kraftwerk Chancy-Pougny*. Nach zahlreichen Besprechungen mit den Konzessionären einerseits und den eidgenössischen und genferischen Behörden andererseits wurde der Entwurf für eine Zusatzverleihung zu der Verleihung von 1917 betreffend die Ausnützung eines zusätzlichen Gefälles endlich fertiggestellt. Von den verschiedenen interessierten Bundesstellen haben noch nicht alle ihren Standpunkt ausgesprochen. Die Inkraftsetzung dieser Zusatzverleihung wird erst nach Genehmigung durch den Bundesrat und die französische Regierung erfolgen können.

2. *Kraftwerk Châtelot*. Der Aufbau des Beckens Moron begann am 17. Januar, die Energieerzeugung Ende Februar. Die Einweihung des Werkes hat am 10. Oktober stattgefunden, die Kollaudation am 4. November.

3. *Kraftwerk Refrain*. Die «Electricité de France» (EDF) hat uns und gleichzeitig auch den französischen Behörden ein Verleihungsgesuch für eine Stauerhöhung am Werk Refrain eingereicht, dessen Rückstau sich längs des französisch-neuenburgischen Abschnittes des Doubs ausdehnen wird. Die Erhöhung des Fassungsvermögens des Ausgleichsbeckens

wird eine bessere Ausgleichung der vom Werk Châtelot abgegebenen Wassermengen erlauben. Das Begehren der EDF ist gemäss den gesetzlichen Bestimmungen öffentlich aufgelegt worden.

4. *Kraftwerk Kembs*. Im Hinblick auf die bevorstehende Austiefung des Rheinbettes zur Anlage einer zweispurigen Schiffsstrasse sind die Rückstauverhältnisse neuerdings abgeklärt worden.

5. *Rhein Basel-Bodensee*. Von den 14 Staustufen, welche im schweizerisch-deutschen Ausbauprogramm für den Rheinabschnitt Basel-Bodensee festgelegt sind, kommen 12 für die Kraftnutzung in Betracht. Die Wasserkraft des Rheins würde bekanntlich bei den Stufen Hemishofen und Rheinfall nicht ausgenutzt. Von den Kraftstufen stehen heute 8 in Betrieb (Augst-Wyhlen, Rheinfelden, Ryburg-Schwörstadt, Laufenburg, Albbruck-Dogern, Rekingen, Eglisau und Schaffhausen) und 2 im Bau (Birsfelden und Rheinau).

Für jede der beiden noch nicht gebauten Stufen *Säckingen* und *Koblenz-Kadelsburg* sind schweizerischerseits die Nordostschweizerischen Kraftwerke in Baden zusammen mit dem Aargauischen Elektrizitätswerk in Aarau als die für die Erteilung der Verleihung in Frage kommenden Bewerber bezeichnet worden. Als deutscher Partner wurde die Badenerwerk A.-G. in Karlsruhe bestimmt. Für die Stufe Säckingen stehen zwei Lösungen mit Staustelle ober- und unterhalb der Stadt im Wettbewerb. Hiervon sind 2 grosse Modelle angefertigt und den Behörden und Kreisen des Natur- und Heimatschutzes beider Länder vorgeführt worden. Für die Stufe Koblenz-Kadelsburg sind behördlicherseits den Bewerbern die Richtlinien für die Neuprojektierung mitgeteilt worden.

Das Kraftwerk *Birsfelden* geht seiner Vollendung entgegen. Trotz Überflutung der Baugrube durch das aussergewöhnliche Hochwasser vom 26. Juni wird das Bauprogramm eingehalten werden können, und es werden die ersten Einheiten im Oktober 1954 in Betrieb sein.

Beim Kraftwerk *Rheinau* schreiten die Bauarbeiten gemäss dem von den beiderseitigen Behörden genehmigten Bauprogramm fort. Danach ist die Inbetriebsetzung des Werkes im Jahre 1956 vorgesehen. Eine Eingabe des Überparteilichen Komitees für den Schutz der Stromlandschaft Rheinfall-Rheinau wurde am 23. Januar 1953 dahin beantwortet, dass der Bundesrat nicht auf das Begehren eintreten kann, den Bauarbeiten in Rheinau Einhalt zu gebieten bis die Abstimmung über die Rheinauinitiative stattgefunden habe und die Abklärung der Wirtschaftlichkeit der Hochrheinschiffahrt erfolgt sei. Zwecks Abklärung der Fragen, welche durch die beiden, am 23. Februar 1953 eingereichten Volksinitiativen, die eine betreffend den Schutz der Stromlandschaft Rheinfall-Rheinau, die andere betreffend eine Erweiterung der Volksrechte bei der Erteilung von Wasserrechts-Konzessionen durch den Bund aufgeworfen worden sind, wurden mit der gebotenen Beschleunigung verschiedene Untersuchungen durchgeführt.

Von den bestehenden Werken müssen das 1898 in Betrieb gesetzte Kraftwerk *Rheinfelden* und das seit 1866 betriebene Kraftwerk *Schaffhausen* altershalber neugebaut werden.

Dem Kraftwerk *Augst-Wyhlen* wurde eine Bewilligung zum Höherstau bis Ende 1955 erteilt.

Die dem Kraftwerk *Laufenburg* erteilte Verleihung für eine Erweiterung der Wasserkraftnutzung des Rheins ist in Kraft gesetzt worden. Die Stauverhältnisse für das neue Nutzungsregime werden zurzeit abgeklärt.

Die Stauhaltung des Kraftwerkes *Albbruck-Dogern* wird zusätzlich als Ausgleichsbecken für das Schluchseewerk benutzt. Zur Gewinnung von Betriebserfahrungen wurde der Kraftwerksgesellschaft eine entsprechende auf 5 Jahre befristete Bewilligung erteilt.

6. *Kraftwerk Val di Lei-Innerferrera*. Das Abkommen zwischen der Schweizerischen Eidgenossenschaft und der Italienischen Republik über eine Änderung der Grenze im Val di Lei vom 25. November 1952 ist nach Genehmigung durch die eidgenössischen Räte und nach unbenütztem Ablauf der Referendumsfrist vom Bundesrat am 1. Juli 1953 ratifiziert worden. Dagegen hat die italienische Regierung dieses Abkommen und infolgedessen auch die Vereinbarung zwischen der Schweiz und Italien über die Verleihung der Wasserkraft des Reno di Lei vom 18. Juni 1949 noch nicht ratifiziert. Diese Verzögerung steht mit den Parlamentswahlen im Zusammenhang.

7. *Spöl- und Innwasserkraft*. Die schweizerischen Interessenten haben am 15. April 1953 die in Zusammenarbeit mit den italienischen Interessenten aufgestellten Studien für ein Einheitsprojekt für die Ausnützung der Wasserkraft von Inn und Spöl vorgelegt. Die eingereichten Vorschläge, die bedeutende Wasserableitungen nach Italien vorsehen, stellen indessen noch kein Einheitsprojekt im Sinne der von der zwischenstaatlichen Kommission im November 1951 aufgestellten Richtlinien dar. Es wurde den Interessenten anheimgestellt, ihre Studien nach verschiedenen Richtungen hin abzuändern und zu ergänzen und sich auf gemeinsame Projekte und Varianten zu einigen. Eine solche Verständigung ist indessen noch nicht zustande gekommen.

8. *Schweizerisch-österreichische Innstrecke*. Die schweizerisch-österreichische Kommission für die Wasserkraftnutzung der gemeinsamen Innstrecke hat sich im Berichtsjahr konstituiert und nach einer Begehung der Örtlichkeiten in einer weiteren Sitzung die von der Studiengesellschaft Oberer Inn GmbH, Innsbruck, vorgelegten Studienergebnisse für ein generelles Projekt zur Nutzung des Inn von Martina bis Prutz geprüft. Es hat sich gezeigt, dass die schweizerisch-österreichische Grenzstrecke des Inn am zweckmässigsten zusammen mit der anschliessenden österreichischen Innstrecke bis Prutz nutzbar gemacht wird. Die Studiengesellschaft wird nunmehr ein generelles Projekt ausarbeiten und vorlegen.

Statistik

Im Ausbau unserer Wasserkraft sind folgende Änderungen eingetreten:

1. *In Betrieb gesetzt*: Wildeggen-Brugg (Aare), Châtelot (Doubs), Verbano (Maggia), Verbois (Rhône, 4. Maschinen-Gruppe), Ritom (neue Staumauer), Miéville (Salanfe, Vollausbau). (Dazu Teil- bzw. Probetrieb der Werke Oberaar und Marmorera-Tinizong.)

2. *In Bau befindlich*:

a) Speicherwerke: Barberine (Speicheranlage Vieux Emosson), Gougna-Navisence, Grande Dixence (1. Phase: Dixence, Borgne d'Arolla), Lienne (III), Maggia (1. Etappe: Peccia, Caveragno), Marmorera-Tinizong (Julia), Mauvoisin (Drance de Bagnes), Oberhasli (Oberaar, Zuleitung des Bächlisbaches und des Grubenbaches zum Grimselsee), Ritom (Zuleitung der Garegna), Zervreila-Rabiusa (Vollausbau).

b) Hochdrucklaufwerke: Bisistal (K. W. Mettlen, Muota), Les Clées II (Orbe), Ernen (Rhône und Binna), Oberhasli (Zuleitung des Gadmer- und des Triftwassers zum Kraftwerk Innerkirchen).

c) Niederdruckwerke: Bellefontaine (Umbau, Doubs), Birsfelden (Rhein), Rheinau (Rhein).

Durch diese Anlagen wird das Leistungs- und Arbeitsvermögen unserer Wasserkraftwerke folgenden Zuwachs erhalten (bei Grenzkraftwerken ist nur der schweizerische Anteil berücksichtigt):

	Mögliche Höchst- leistung MW	Mittlere mögliche Energieerzeugung GWh		
		Winter	Sommer	Jahr
1. In Betrieb gesetzte Anlagen	200	500	440	940
2. In Bau befindliche Anlagen	990	2370	1200	3570

Komitee für elektrische Energie der europäischen Wirtschaftskommission

(Conseil économique et social des Nations Unies)

061.3 : 621.311.003(4)

Vom 9. bis 24. März fand in Genf die 9. Sitzung der europäischen Wirtschaftskommission statt. Im Verlaufe dieser Tagung hat das Komitee für elektrische Energie der Kommission seinen Tätigkeitsbericht für das abgelaufene Jahr sowie sein Arbeitsprogramm für das Jahr 1954/55 vorgelegt.

Aus dem Tätigkeitsbericht geht unter anderem hervor, dass für die Zeitspanne zwischen dem 1. Oktober 1952 und dem 30. September 1953 die Erzeugung elektrischer Energie in den verschiedenen europäischen Ländern (ohne die Sowjet-Union) um 6% höher ist als in den vorangehenden gleichen 12 Monaten. Diese Zunahme stellt aber nur einen Mittelwert dar: bei Betrachtung der zwei Länder mit extremen Werten ist bei dem einen eine Verminderung um 1% und beim anderen eine Vermehrung um 33% gegenüber dem Vorjahr festzustellen.

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 Wynau Langenthal		Elektrizitätswerk Burgdorf		Bernische Kraftwerke A.-G. Bern		Elektrizitätswerk Arosa	
	1952	1951	1952	1951	1952	1951	1952	1951
1. Energieproduktion . . kWh	77 134 500	78 957 300	285 260	324 510	492 981 600	487 903 700	5 202 300	4 966 100
2. Energiebezug . . . kWh	40 620 500	32 206 900	18 574 105	17 092 090	1 077 175 926	992 207 861	6 611 770	6 256 090
3. Energieabgabe . . . kWh	117 755 000	111 164 200	17 849 186	16 665 672	1 570 157 526	1 480 111 561	10 844 510	10 285 270
4. Gegenüber Vorjahr . . %	+5,9	+11,9	+7,23	+15,45	+6,1	+8,7	+5	+10
5. Davon Energie zu Ab- fallpreisen . . . kWh	—	—	—	—	—	—	—	—
11. Maximalbelastung . . kW	26 000	25 700	3 870	3 400	374 000	362 100	2 820	2 820
12. Gesamtanschlusswert . kW	178 900	169 600	30 183	28 497	1 314 880	1 216 070	21 500	20 400
13. Lampen { Zahl	272 307	263 384	48 337	47 000	1 511 903	1 417 445	40 000	40 000
{ kW	11 765	10 873	2 560	2 480	63 003	58 175	1 600	1 600
14. Kochherde { Zahl	11 456	10 777	1 432	1 315	74 276	67 667	1 084	1 020
{ kW	66 484	62 377	8 179	7 538	434 679	392 107	7 686	7 350
15. Heisswasserspeicher . { Zahl	7 469	6 982	1 567	1 443	51 425	46 296	582	530
{ kW	9 388	8 725	2 317	2 149	133 761	126 615	3 050	2 940
16. Motoren { Zahl	18 163 ¹⁾	17 426 ¹⁾	2 634	2 527	121 183	106 805	1 335	1 288
{ kW	50 304	48 702	6 880	6 548	254 803	237 640	1 450	1 410
21. Zahl der Abonnemente . . .	4 744 ²⁾	4 725 ²⁾	5 126	5 068	265 103 ³⁾	249 446 ³⁾	640	630
22. Mittl. Erlös p. kWh Rp./kWh	3,54	3,55	7,94	7,84	—	—	7,2	7,1
<i>Aus der Bilanz:</i>								
31. Aktienkapital Fr.	5 000 000	5 000 000	—	—	56 000 000	56 000 000	—	—
32. Obligationenkapital . . »	—	—	—	—	—	21 104 000	—	—
33. Genossenschaftsvermögen »	—	—	—	—	—	—	—	—
34. Dotationskapital . . . »	—	—	—	—	—	—	750 000	800 000
35. Buchwert Anlagen, Leitg. »	6 245 000	6 353 000	12	12	215 924 000	211 695 700	623 000 ⁵⁾	640 000 ⁵⁾
36. Wertschriften, Beteiligung »	178 375	28 375	—	—	9 785 925	10 035 925	—	—
37. Erneuerungsfonds . . . »	3 440 000	3 270 000	—	—	17 745 000	16 884 000	195 000	180 000
<i>Aus Gewinn- und Verlustrechnung:</i>								
41. Betriebseinnahmen . . Fr.	4 224 190	3 994 521	646 805	601 346	55 913 600	52 300 504	803 674	764 760
42. Ertrag Wertschriften, Be- teiligungen »	1 650	1 252	—	—	410 571	410 366	—	—
43. Sonstige Einnahmen . . »	6 792	6 794	—	—	—	—	25 200	16 500
44. Passivzinsen »	24 806	38 475	—	—	420 290	624 707	26 000	27 600
45. Fiskalische Lasten . . . »	175 321	220 257	22 929	21 077	1 681 793	1 965 805	4 200	2 500
46. Verwaltungsspesen . . . »	564 354	519 322	86 225	83 753	—	—	65 500	62 000
47. Betriebsspesen »	1 310 790	1 215 572	65 125	55 378	18 442 786 ⁴⁾	18 244 919 ⁴⁾	153 200	103 200
48. Energieankauf »	1 260 722	1 043 789	647 985	595 068	24 500 410	20 730 788	250 140	232 000
49. Abschreibg., Rückstell'gen »	351 914	351 149	230 707	259 256	8 170 818	8 043 972	71 500 ⁶⁾	70 000 ⁶⁾
50. Dividende »	60 000	60 000	—	—	3 080 000	3 080 000	—	—
51. In % »	6	6	—	—	5,5	5,5	—	—
52. Abgabe an öffentliche Kassen »	—	—	350 000	280 000	—	—	218 190	229 818
<i>Übersichten über Baukosten und Amortisationen</i>								
61. Baukosten bis Ende Be- richtsjahr »	20 428 776	20 184 862	3 974 934	3 777 160	215 924 000	211 695 700	2 460 000 ⁵⁾	2 428 000 ⁵⁾
62. Amortisationen Ende Be- richtsjahr »	14 183 776	13 831 862	3 974 922	3 777 148	140 934 000	135 995 700	1 837 000 ⁵⁾	1 788 000 ⁵⁾
63. Buchwert »	6 245 000	6 353 000	12	12	74 990 000	75 700 000	623 000 ⁵⁾	640 000 ⁵⁾
64. Buchwert in % der Bau- kosten »	30,6	31,5	—	—	34,8	35,8	25,3	26,4

¹⁾ ohne Kleinmotoren in Haushaltungen²⁾ nur Detailgemeinden³⁾ nur Einzelabonnemente⁴⁾ inkl. Verwaltungsspesen⁵⁾ ohne Zähler⁶⁾ inkl. Zähler

len. Diese Zahlen spiegeln eine Verlangsamung der Erzeugungszunahme wieder, betrug doch diese 7,8% für 1952 gegenüber 1951, 15% für 1951 gegenüber 1950 und 12% für 1950 gegenüber 1949.

Trotz der eher spärlichen Wasserführung der Flüsse während eines Teiles des Jahres 1953 hat die hydraulische Produktion dank der Inbetriebsetzung neuer Kraftwerke im Berichtsjahr um 4,7% gegenüber dem Vorjahr zugenommen. Die Erzeugung der thermischen Kraftwerke hat sich während der gleichen Zeitspanne um 6,9% erhöht.

Die verschiedenen europäischen Länder haben ihre Netze weiter ausgebaut; gleichzeitig sind auch neue Verbindungsleitungen zwischen diesen Ländern entstanden. Insbesondere ist die Inbetriebsetzung der zwei neuen Leitungen zwischen der Schweiz und Italien sowie zwischen Oesterreich und Italien zu erwähnen.

Der Verbrauch elektrischer Energie betrug 356,5 Milliarden kWh im hydrographischen Jahr 1952/53, gegenüber 336,2 Milliarden kWh im Vorjahr. Von dieser Zahl entfallen 135 Milliarden kWh auf die hydraulische und 222 Milliarden kWh auf die thermische Produktion.

Der Tätigkeitsbericht sowie das Arbeitsprogramm des Komitees für elektrische Energie geben ferner ein gutes Bild des Arbeitsfeldes dieser internationalen Organisation.

Die Grundtätigkeit umfasst folgende Studien:

1. Die Verwendung der Vorräte Europas an elektrischer Energie und insbesondere der freie Verkehr dieser Energie (es wird hier zwischen den vertraglichen und den gewöhnlichen Austauschlieferungen unterschieden).
2. Die Elektrifizierung der Landwirtschaft (Erzeugung, Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie in den landwirtschaftlichen Gebieten, sowie damit zusammenhängende wirtschaftliche und finanzielle Fragen).
3. Der Ausbau der Wasserkraft an internationalen Gewässern (Grenzwässer und Gewässer, die nacheinander mehrere Länder durchfliessen).
4. Die voraussichtliche Entwicklung des Verbrauchs elektrischer Energie in Europa und insbesondere die Methoden der Bedarfsschätzung.

Die spezielle Tätigkeit des Energiekomitees umfasst verschiedene aktuelle Fragen internationalen Charakters:

1. Die gegenwärtige Lage der europäischen Elektrizitätswirtschaft.
2. Die noch nicht ausgebauten Wasserkraft Europas.
3. Die Abschreibungen bei den Elektrizitätswerken.
4. Die Musterverträge für den Austausch elektrischer Energie.
5. Die Ausfuhr elektrischer Energie aus Jugoslawien.
6. Die wirtschaftlichen Verhältnisse bei den Pumpspeicherspeichern mit kurzzeitiger Speicherung.

Zum Schluss ist noch zu erwähnen, dass das Komitee für elektrische Energie in ständiger Fühlung mit den anderen internationalen Organisationen steht, die gleiche oder ähnliche Fragen behandeln, wie die «Conférence internationale des grands réseaux électriques» (CIGRE), die «Conférence internationale de liaison entre producteurs d'énergie électrique»

(CILPE), das Elektrizitätskomitee der Organisation für europäische Wirtschaftszusammenarbeit (OECE) und die «Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique» (UNIPEDÉ).

Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes von Elektrizität (UCPTE)

Jahresbericht 1952/53

061.2(100) : 621.311.161

Der Jahresbericht 1952/53 der UCPTE, der die Zeit vom 1. Juli 1952 bis zum 30. Juni 1953 umfasst, enthält unter anderem ein auf den heutigen Stand gebrachtes Prinzip-Schema der Verbundleitungen, sowie Zahlen über den Umfang des internationalen Energieaustausches.

Unter den internationalen Austauschabkommen sind besonders die langfristigen hervorzuheben; ihr Anteil am Energieaustausch zwischen den in der UCPTE vertretenen Ländern wird auf 75 % geschätzt.

Eine Arbeitsgruppe wurde mit der Koordinierung der Überholungsarbeiten in thermischen Kraftwerken beauftragt, mit dem Ziel, eine grössere Zuverlässigkeit der gesamten Energieversorgung herbeizuführen.

Die gelegentlichen Lieferungen elektrischer Energie wurden kürzlich vom Rat der OECE in die Liste der Waren und Dienste aufgenommen, die aus der Liberalisierung Nutzen ziehen, mit dem doppelten Zweck, die Schwierigkeiten des Devisentransfers zu vermeiden und jedem die Möglichkeit zu geben, einem sich vorübergehend in Not befindenden Staat eine sofortige Unterstützung bieten zu können.

Die UCPTE hat ferner beschlossen, die Frage zu untersuchen, ob die in Frankreich und in der Schweiz für die Aufstellung eines hydraulischen Index benutzten Verfahren auch auf andere Länder ausgedehnt werden können.

Die UCPTE erwähnt ferner die Tatsache, dass in allen Ländern der Welt (einschliesslich der USA) der Energieaustausch auf nationaler oder internationaler Ebene zwischen den grossen Verteiler-Bezirken in Bezug auf den Gesamtverbrauch immer noch sehr klein ist; soweit es sich erfassen lässt, beträgt für Westeuropa wie für Amerika das Verhältnis etwa 5 %. Dieser geringe Prozentsatz lässt sich zum Teil dadurch rechtfertigen, dass der Transport elektrischer Energie auf grosse Entfernungen in Wirklichkeit ziemlich kostspielig ist, nicht allein wegen des Preises der zu erstellenden Anlagen, sondern auch wegen der Energieverluste.

Zusammenfassend kommt die UCPTE zu folgendem Ergebnis: Wenn der Energieaustausch zwischen den Verbundländern Westeuropas auch intensiver gestaltet werden soll, so darf man den Anteil nicht überschätzen, den dieser Austausch jemals in Bezug auf den Bedarf jedes einzelnen Landes annehmen kann.

Die Zahlen über den Energieaustausch an den Grenzen lassen die grosse Bedeutung erkennen, die der Austausch hydraulischer Sommer-Energie gegen Winterenergie aus Frankreich und Deutschland für die Schweiz hat. Sa.

Verbandsmitteilungen

Bericht und Antrag der Rechnungsrevisoren des VSE an die Generalversammlung 1954

In Ausübung des uns übertragenen Mandates haben wir heute die Betriebsrechnungen und Bilanzen des VSE, der Einkaufsabteilung des VSE, sowie die Betriebsrechnung der Gemeinsamen Geschäftsstelle pro 1953 an Hand der im Bulletin Nr. 11 vom 29. Mai 1954 gedruckten Unterlagen geprüft.

Wir haben auch die Übereinstimmung der uns vorgelegten Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnungen mit den Buchhaltungsbüchern festgestellt. Der Kassabestand ist auf den Revisionstag in Ordnung befunden worden. Auch wurde das Vorhandensein der Wertschriften auf Grund der uns vorgelegten Bankausweise konstatiert. Ferner haben wir festgestellt, dass die Saldi aus den vorjährigen Betriebsrechnungen

gemäss den Beschlüssen der Generalversammlung in Zermatt vorgetragen worden sind.

Die Treuhandstelle, deren Berichte wir eingesehen haben, hat wieder eine eingehende Prüfung der verschiedenen Rechnungen vorgenommen.

Auf Grund dieser Prüfungen beantragen wir, die Rechnungen und Bilanzen pro 1953 zu genehmigen und dem Vorstand und der Gemeinsamen Geschäftsstelle unter Verdan- kung Entlastung zu erteilen.

Zürich, den 31. Mai 1954.

Die Rechnungsrevisoren:

W. Rickenbach H. Jäcklin

Redaktion der «Seiten des VSE»: Sekretariat des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke, Seefeldstrasse 301, Zürich 8, Telefon (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.