Zeitschrift: Bulletin de l'Association suisse des électriciens
Herausgeber: Association suisse des électriciens
Band: 43 (1952)
Heft: 13

Artikel: Die heutigen Mittel der Reguliertechnik und die Bedürfnisse der Praxis
Autor: Hauser, W.
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-1057870

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: 10.08.2025

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

43e année N° 13 Samedi, le 28 juin 1952

BULLETIN

DE L'ASSOCIATION SUISSE DES ELECTRICIENS

Die heutigen Mittel der Reguliertechnik und die Bedürfnisse der Praxis

Vortrag, gehalten an der Diskussionsversammlung über Regulierung grosser Netzverbände des SEV vom 3. April 1952 in Lausanne,

von *W. Hauser*, Olten

621.316.72

Es wird ein Überblick gegeben über die heutige Art und Weise der Regulierung von Spannung, Frequenz, Blind- und Wirkleistung in der schweizerischen Verbundwirtschaft. Die an dieser Regulierung beteiligten Netze sind schematisch dargestellt, und es werden einige praktische Regulierbeispiele beschrieben. Die Mittel der Reguliertechnik werden skizziert, deren Vor- und Nachteile abgewogen und einige Wünsche und Bedürfnisse der Praxis angegeben.

Un aperçu est donné sur le mode de réglage actuel de la tension, de la fréquence et des puissances réactives et actives dans l'interconnection suisse.

Les réseaux participant au réglage sont démontrés par des croquis et quelques exemples de réglage employés dans la pratique sont cités. Les moyens de réglage, ainsi que leurs avantages et désavantages sont décrits et des perfectionnements à apporter désirés par l'exploitation sont mentionnés.

Allgemeines

Lassen Sie mich versuchen, Ihnen einen gedrängten Überblick zu geben über die heute übliche Art und Weise der Regelung von Spannung, Frequenz, Blind- und Wirkleistung in der schweizerischen Verbundwirtschaft. Ich werde auch die heute vorhandenen Methoden und Mittel schildern, wobei ich zwar nicht deren Funktionsweise erläutern, die ja in den grossen Linien jedermann geläufig ist, sondern nur ihre Wirkung erwähnen werde. Es sollen kurz die Vor- und Nachteile dieser Methoden und Mittel der Reguliertechnik gegeneinander abgewogen und gleichzeitig versucht werden, in bezug auf die Bedürfnisse der Elektrizitätswerke und die Entwicklung der Reguliertechnik einen Blick in die Zukunft zu werfen.

Auf den ersten Blick erscheint die Karte der schweizerischen Elektrizitätswerke mit ihren Verbindungsleitungen reichlich kompliziert, ja verworren. In der Tat sind die Kraftwerke und die Netze von grossen Überlandwerken, von Städten, von Gemeinden, von privaten und genossenschaftlichen Gesellschaften aneinandergereiht, mit scheinbar unzähligen Berührungs- und Verbindungspunkten. Es mag daher auf den ersten Blick erstaunen, dass zwischen diesen administrativ vollständig unabhängigen grossen und kleinen Netzen ein regulierter Energiefluss stattfinden kann; denn es sind in der Schweiz effektiv Hunderte von Energielieferungsverträgen vorhanden, die ebensoviele geregelte Energieflüsse verlangen. Zum besseren Verständnis der Art, wie sich da die technischen Gesetze der kommerziellen Notwendigkeit dienstbar machen können, habe ich versucht, die Netze schematisch darzustellen. Dieses Schema beschränkt sich auf die Wiedergabe der gesamtschweizerischen Verhältnisse in groben Zügen, also auf die grossen Netze, so dass die kantonalen, kommunalen und anderen Werke in den grossen aufgehen.

In Fig. 1 sind die Netze der grossen Überlandwerke eingezeichnet, und zwar diejenigen der EOS, der BKW, der Atel, der NOK und der CKW [1]). Ferner ist angedeutet das Netz der AIAG im Wallis, mit Berührungspunkten mit der EOS, der BKW und der Atel [1]). Im Norden zwischen der Atel und der BKW sind als Beispiele die Netze der Stadt Basel, sowie der AEK angedeutet. Im Osten ist das Netz des EWZ ersichtlich, das sich zum Teil in das Gebiet der NOK hineinzieht. Ferner ist hier noch das Netz der SN, sowie dasjenige der Kraftwerke Brusio A.-G. vorhanden. Mit Pfeilen angedeutet sind

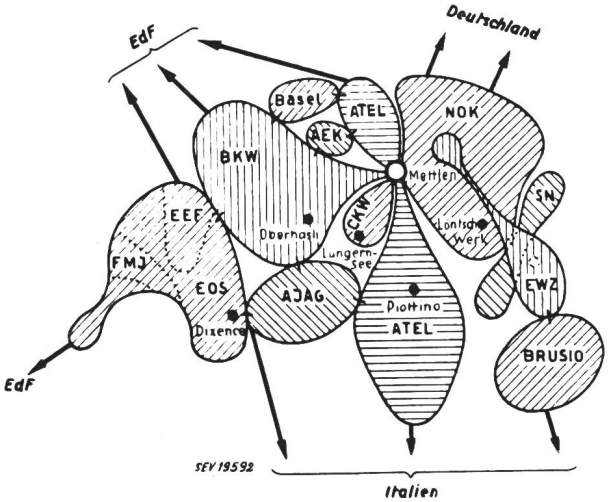

Fig. 1
Netzschema der Schweiz

AEK Gesellschaft des Aare- und Emmenkanals; *AIAG* Aluminium-Industrie A.-G.; *ATEL* Aare-Tessin A.-G. für Elektrizität; *Basel* Elektrizitätswerk Basel; *BKW* Bernische Kraftwerke A.-G.; *BRUSIO* Kraftwerke Brusio A.-G.; *CKW* Centralschweizerische Kraftwerke; *EdF* Electricité de France; *EEF* Entreprises Electriques Fribourgeoises; *EOS* S. A. l'Energie de l'Ouest-Suisse; *EWZ* Elektrizitätswerk der Stadt Zürich; *FMJ* Compagnie Vaudoise des Forces Motrices des Lacs de Joux et de l'Orbe; *NOK* Nordostschweizerische Kraftwerke A.-G.; *SN* Kraftwerke Sernf-Niederenbach A.-G.

[1]) Betreffend die Abkürzungen siehe die Legende von Fig. 1.

die wichtigsten Verbindungen mit dem Ausland. In diesem Schema ist der Punkt Mettlen hervorstechend. Es dürfte allgemein bekannt sein, dass dort momentan eine grosse Unterstation für 150 und 225 kV im Bau ist. Die 150-kV-Anlage enthält vier Sammelschienensysteme mit vierzehn daran angeschlossenen 150-kV-Leitungen; die 225-kV-Anlage besitzt vorläufig eine Sammelschiene, an welche die Lukmanierleitung angeschlossen wird. Später soll sie ein Doppel-Sammelschienensystem erhalten. Die Verbindung zwischen den beiden Anlageteilen wird durch drei Transformatoreneinheiten von je 100 000 kVA sichergestellt. Der 150-kV-Anlageteil ist bereits in Betrieb; der 225-kV-Anlageteil soll teilweise im Herbst in Betrieb kommen. Aus diesen wenigen Hinweisen ersieht man die Bedeutung dieses Netzpunktes in der schweizerischen Verbundwirtschaft.

Wie man aus der späteren Beschreibung einiger Regulierbeispiele ersehen wird und wie diese Figur bereits zeigt, konzentriert sich die Hauptarbeit der Frequenz- und Leistungsregulierung auf einige grosse Überlandwerke. Ich möchte an dieser Stelle den verschiedenen Herren der Betriebsabteilungen dieser Gesellschaften für die Auskünfte danken, die ich für die Gesamtübersicht notwendig hatte und in zuvorkommender Weise erhielt.

Bevor ich die Gesamtregulierung des schweizerischen Netzes darstelle, möchte ich die heute vorhandene Reguliertechnik und ihre Mittel umreissen.

Spannungs- und Blindleistungsregulierung

Die Spannungs- und Blindleistungsregulierung soll nur kurz gestreift werden. Sie wird in der Schweiz, von Sonderfällen abgesehen, mit relativ einfachen Mitteln ausgeführt. Wir kennen hauptsächlich die Erregung der Generatoren in den Kraftwerken sowie die Stufenregulierung der Transformatoren. In verschwindendem Masse sind rotierende oder statische Phasenschieber vorhanden. Der Betriebsmann hat keine Sorgen mit der Spannungsregulierung, wenn ihm an allen Punkten seines Netzes genügend Blindleistung zur Verfügung steht. Dieser normale Zustand ist aber bei der heutigen grossen Ausnützung aller Energiequellen nicht mehr überall vorhanden. Aus den Alpengebieten als den Hauptproduktionsstätten muss die Energie nach dem Mittelland, dem Hauptkonsumgebiet, transportiert werden. Der Transport von Energie verbraucht Blindleistung, wofür die Leitungen und die Transformatoren verantwortlich sind. Bei der Atel z. B. verläuft der Energiefluss das ganze Jahr, von wenigen Ausnahmen abgesehen, von Süden nach Norden. Durch den Transport der Wirk- und Blindleistung entsteht auf den 150-kV-Leitungen ein beträchtliches Spannungsgefälle. Ein Beispiel: Bei einer Leistung von etwa 120 000 kW beträgt die Spannung in Piottino 165 kV, in Bottmingen, am Ende der Süd–Nord-Verbindung aber nur noch 140 kV. Dieses Spannungsgefälle hat, im eigenen Netz betrachtet, an sich keine unangenehmen Folgen, da mit den Reguliertransformatoren die 50-kV-Abgabespannung jeweils an jedem Abgabepunkt eingestellt werden kann, unter der Voraussetzung, dass die Spannung nicht so tief fällt, dass die 50-kV-Abgabespannung unter das erträgliche Mass sinken würde.

Kritischer wird dieses Spannungsgefälle dann, wenn der Parallelbetrieb mit einem andern Netz hergestellt werden muss. So wird von Bottmingen aus ohne Zwischenschaltung eines Transformators die Verbindung mit dem französischen Netz in der Schaltstation Ile Napoléon bzw. Kembs hergestellt. Das Kraftwerk Kembs, zusammen mit demjenigen von Ottmarsheim, ist für die Electricité de France (EdF) ebenfalls ein Produktionsgebiet, d. h. das Spannungsniveau ist in Kembs ebenfalls hoch oder, bildlich gesprochen, der Anfang einer Spannungsstufe. Beim Parallelschalten der beiden Netze Atel–EdF war es notwendig, diese Spannungsstufe Bottmingen–Kembs zu überwinden. Trotzdem die Atel in jenem Moment Energie exportierte, bezog sie Blindleistung, um das «negative» Spannungsgefälle herzustellen. Eine ähnliche Situation ergab sich beim Parallelbetrieb der NOK mit dem Netz des Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerkes A.-G. (RWE), obschon in diesem Fall ein Reguliertransformator zwischen die beiden Netze, RWE 110 kV und NOK 150 kV, geschaltet war, der aber einen ungenügenden bzw. einen nicht passenden Regulierbereich hatte, so dass auch dort die Wirkleistung in der einen und die Blindleistung in der andern Richtung flossen.

Nachdem in der Zukunft, speziell mit der Schaffung des 225-kV-Netzes, eventuell sogar 380-kV-Netzes, weitgehend eine metallische Verbindung nicht nur innerhalb der Schweiz, sondern auch mit dem Ausland vorhanden sein wird, wird man dem Problem der Spannunghaltung und des Blindleistungsaustausches vermehrte Beachtung schenken müssen.

In bestimmten Fällen wird es daher notwendig, entsprechend der Leistungs–Frequenzregulierung auch eine Spannungs–Blindleistungsregulierung ins Auge zu fassen. Es ist selbstverständlich, dass dafür einfachere Mittel gefunden werden sollten, als sie für die Leistungs–Frequenzregulierung vorhanden sind, da der Wert der Blindenergie weit geringer ist als derjenige der Wirkenergie. Je nach Berechnungsart, z. B. bei Berücksichtigung der Zusatzverluste beim Transport der Blindenergie oder der Zusatzinvestitionen bei den Erzeugeranlagen oder sogar unter Berücksichtigung der speziell dafür vorgesehenen Kompensationsanlagen, kann eine Blindkilowattstunde mit ungefähr 0,5...5 % des Wertes einer Wirkkilowattstunde eingesetzt werden.

Zwischen den grösseren Überlandwerken besteht ein stillschweigendes Gentlemen-Agreement, d. h. die gegenseitigen Lieferungen erfolgen mit einem $\cos\varphi$ zwischen 0,8 und 0,9. Wenn ein Partner vorübergehend knapp an Blindleistung ist, entlastet ihn der andere, soweit es ihm möglich ist.

Frequenzregulierung

Die Frequenzregulierung besteht bekanntlich darin, das Produktions-Leistungsdiagramm in jedem Moment dem Abgabediagramm gleichzustellen. Die heute in der Schweiz zur Anwendung kommen-

den Mittel sind relativ einfach. Man kann folgende Fälle unterscheiden:

1. Eine Maschinengruppe eines geeigneten Werkes wird von Hand bedient.
2. Eine bis zwei, eventuell drei Maschinen *eines* Kraftwerkes halten automatisch die Frequenz.
3. Der dritte Fall, bei dem mehrere Kraftwerke die Frequenzhaltung übernehmen müssen, kommt nur in sehr grossen Netzen vor. In diesem Fall müssen die verschiedenen frequenzhaltenden Kraftwerke nach einem einzigen Taktgeber regulieren; dafür ist bereits eine Fernübertragung dieser zentralen Bezugsgrösse notwendig.

Auf die eleganteste Methode für die Regulierung der Frequenz, nämlich auf das Prinzip der Leistungs–Frequenzregulierung, komme ich später zu sprechen.

Noch ein Wort zur notwendigen Regulierleistung. Sie nimmt mit der Grösse des Netzes bzw. des Netzverbandes zu, und zwar mit $\sqrt{P}$, wenn P die gesamte Netzleistung bedeutet. Bezieht man die Regulierleistung auf die ganze im Spiel stehende Leistung, also $\sqrt{P}/P$, so sieht man, dass die relative Regulierleistung mit $1/\sqrt{P}$ abnimmt. Theoretisch mathematisch ist somit ein grosses Netz leichter zu regulieren als ein kleines. Praktisch und wirtschaftlich gesehen, muss ein Optimum in der Grösse eines zu regulierenden Netzgebildes vorhanden sein, besonders unter Berücksichtigung der vorhandenen Generatorenleistung und der technischen Möglichkeiten.

Ein häufiger Fall der in der Schweiz üblichen Frequenzregulierung ist aus Fig. 2 ersichtlich. Es ist das gleiche schematisierte Bild der schweizerischen Netze wie Fig. 1. Mit Pfeilen sind die Energieflüsse angedeutet. Es besteht eine Energieverschiebung West–Ost, also EOS–BKW–NOK. In diesem Fall ist die Schweiz mit keinem ausländischen Netz parallel geschaltet. Die BKW reguliert die Frequenz im Kraftwerk Oberhasli, einem Werk, das in Bezug auf Leistungskonzentration und Regulierungen ausgezeichnet eingerichtet ist. Die EOS reguliert die Austauschleistung in Galmiz; die NOK in Mettlen bzw. im Etzelwerk. Das EW Basel erhält sowohl Energie von der BKW (KW Oberhasli) als auch von der Atel. Die Atel ist daher genötigt, die Übergabeleistung an das EW Basel in Bottmingen zu regulieren. Die Atel selbst ist in Mettlen nur mit den CKW verbunden.

In der Regel ist die Schweiz jedoch mit irgendeinem ausländischen starken Netz, z. B. Frankreich (EdF) oder Deutschland (RWE) parallel geschaltet, in welchem Fall die Schweiz auf die Frequenzhaltung keinen Einfluss ausüben kann.

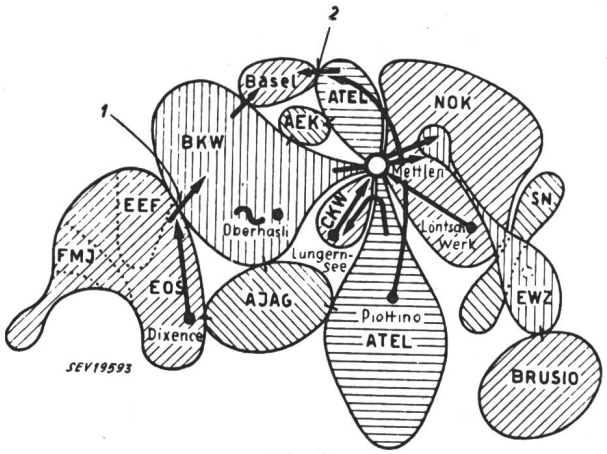

Fig. 2
Schema der Frequenzregulierung
⟶ Richtung der Energieflüsse
1 Galmiz; *2* Bottmingen
Bezeichnungen siehe Fig. 1

Fig. 3 veranschaulicht die Änderung der Frequenz in folgenden drei Fällen: Im ersten Teil ist die Schweiz bzw. die Atel mit der KWO parallel, d. h. das KW Oberhasli reguliert die Frequenz. Im mittleren Abschnitt hat sie sich von der KWO getrennt, reguliert also die Frequenz selbst in Piottino. Man sieht, dass diese Handregulierung sich nach einigen Unregelmässigkeiten sehr gut eingespielt hat. Im letzten Teil ist die Atel mit dem gesamtfranzösischen Netz parallel geschaltet. Der Unterschied gegenüber vorher ist sehr augenfällig; man sieht deutlich, dass hier wegen den grossen Leistungen die Frequenzregulierung sehr träge erfolgt. Fig. 4 zeigt die Fortsetzung der Frequenzänderung mit 2 starken Störungen [2]).

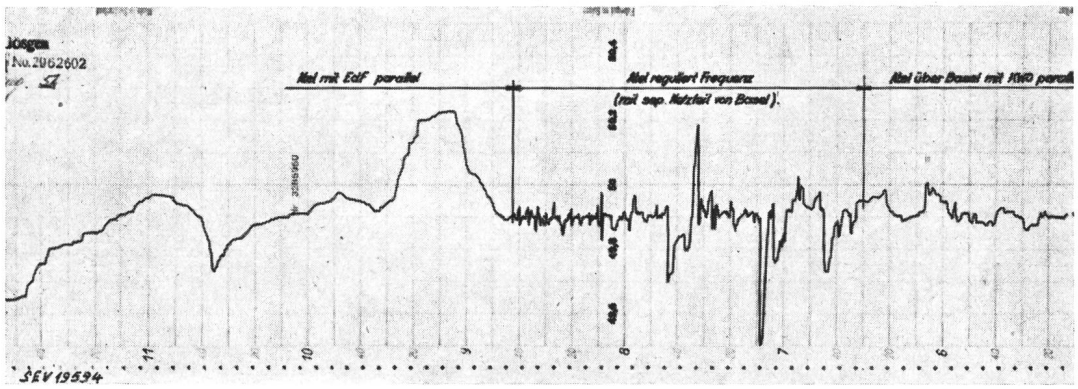

Fig. 3
Änderung der Frequenz im Netz der ATEL

[2]) Diese Diagramme wurden in einer Zeit aufgenommen, in welcher Frankreich noch Schwierigkeiten mit der Energieversorgung (Mangel) hatte.

Zur einzuhaltenden Frequenzgenauigkeit muss bemerkt werden, dass das Comité d'Etudes des Interconnexions Internationales ein Unterkomitee der Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique (UNIPEDE), hauptsächlich wegen der Verbundwirtschaft anstrebt, Frequenzabweichungen innerhalb ± 0,1 Hz einzuhalten.

In Fig. 5 sind mit Pfeilen die verschiedenen Abgabepunkte mit den betreffenden Regulierwerken verbunden, welche in diesen Punkten die Übergabeleistung regulieren, d. h. die EOS reguliert mit Hilfe von Dixence den Übergabewert in Galmiz. KW Oberhasli reguliert den Übergabewert zwischen der BKW und der NOK. Die NOK regulieren mit dem Löntschwerk den Bezugswert vom

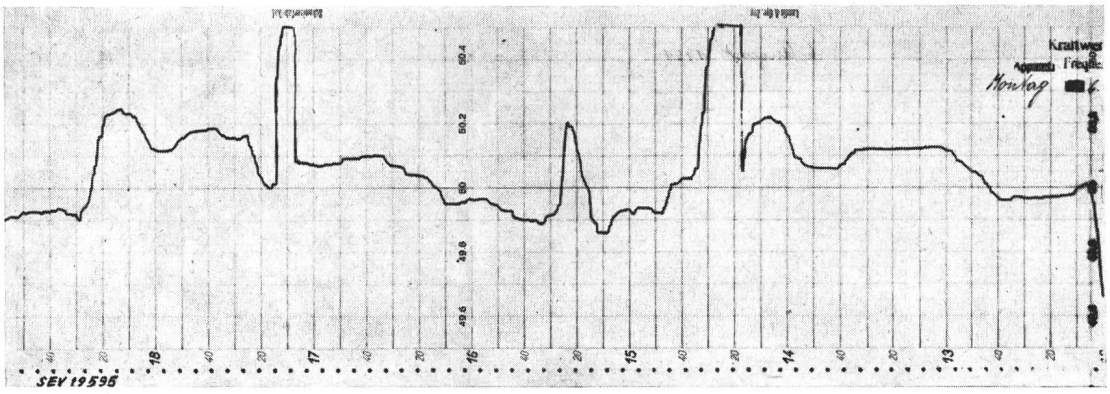

Fig. 4
Fortsetzung von Fig. 3

Leistungsregulierung

Das Kapitel Leistungsregulierung soll mit einem praktischen Beispiel (Fig. 5) begonnen werden. Wiederum ist ein Energiefluss West–Ost vorhanden. Die EOS liefert im Punkt Galmiz Energie der BKW, die ihrerseits im Punkt Mettlen die NOK und das EWZ beliefern. Die NOK bezieht Energie von der RWE über Klingnau, die EdF liefert der Atel und der BKW. Die Resia-Energie wird in Campocologno und in Ponte Tresa eingeführt. Die schweizerischen Netze sind damit durchgehend parallelgeschaltet, bzw. haben die gleiche Frequenz; anderseits sind sie mit drei ausländischen Netzen verbunden. Wie geschieht nun die Regulierung?

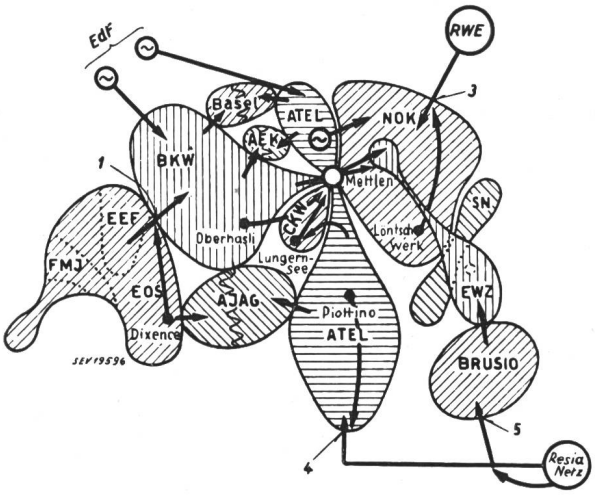

Fig. 5
Schema der Leistungsregulierung
1 Galmiz; 3 Klingnau; 4 Ponte Tresa; 5 Campocologno
separate Maschinengruppen
Auftrennung der Netze
RWE Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke
Weitere Bezeichnungen siehe Fig. 1

RWE-Netz; Atel reguliert den Übergabewert der Resia-Quote in Ponte Tresa. Diese Resia-Quote wird z. T. von der Brusio, z. T. von der Atel übernommen und in Italien selbst auf der vertraglichen Gesamtquote reguliert. Frankreich liefert die Energie mit separaten Gruppen ab Kembs, weil eine Parallelschaltung mit dem Gesamtnetz der EdF tech-

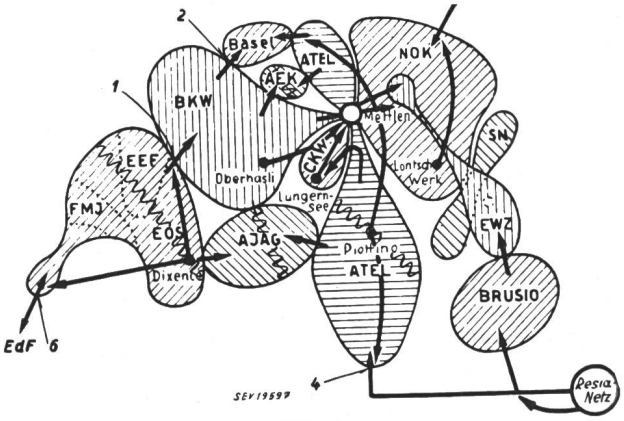

Fig. 6
Schema der Leistungsregulierung bei gegenseitigem Energieaustausch
Weitere Bezeichnungen siehe Fig. 1 und 5

nisch nicht mehr möglich ist. Die Netze von Basel, der AEK und der AIAG müssen aufgetrennt werden, damit kein Ringschluss entsteht. Atel ist im Punkt Mettlen nur mit den CKW verbunden, die mit Hilfe des Lungernseewerkes die Leistung in Mettlen zwischen der Atel und den CKW reguliert. Ferner ist hier noch angedeutet eine Abgabe der Atel an die NOK mit Hilfe von Separatmaschinen.

Ein zweites Beispiel (Fig. 6) zeigt eine weitere Komplikation, indem gleichzeitig ein Austausch sowohl mit der RWE (Deutschland) als auch mit der EdF (Frankreich) stattfindet, und zwar je im Parallelbetrieb. Eine Kupplung dieser beiden Netze

über die Schweiz wäre unmöglich, da zu grosse Leistungsausgleiche über die Schweiz stattfinden würden. (Die Leistung des EdF-Netzes beträgt ca. 5...6 · 10^6 kW, dasjenige des RWE-Netzes ca. 2 · 10^6 kW.) Eine Auftrennung kann daher nicht umgangen werden, was im Beispiel nach Fig. 6 die EOS besorgt. Mit zwei Gruppen auf den oberen Netzteil arbeitend, reguliert das Kraftwerk Dixence im Übergabepunkt Galmiz. Mit 2...3 weiteren Gruppen auf den unteren Netzteil geschaltet, wird die Leistung in Verbois reguliert. Einen ähnlichen getrennten Betrieb führt die Atel aus, indem sie im unteren Netzteil mit einer Maschine von Piottino in Ponte Tresa und mit einer anderen Maschine in Bottmingen reguliert.

Zum Abschluss zeigt Fig. 7 ein weiteres Beispiel der Leistungsregulierung. Es handelt sich hier um die Verteilung der in den Maggia-Kraftwerken anfallenden Energie an die sechs daran beteiligten Partner. Die Energie wird vorläufig über die 225-kV-Lukmanier-Leitung nach Mettlen übertragen. Dort übernimmt die BKW gesamthaft die Anteile der BKW, des EWZ und der Stadt Bern, die Atel zu ihrem eigenen denjenigen von Basel und die NOK ihre Quote. Diese drei Energieblöcke müssen in Mettlen voneinander getrennt werden, d. h. zwei Werke müssen ihre Übernahmequoten regulieren; im vorliegenden Fall sind die BKW und die NOK mit der Aufgabe der Regulierung betraut.

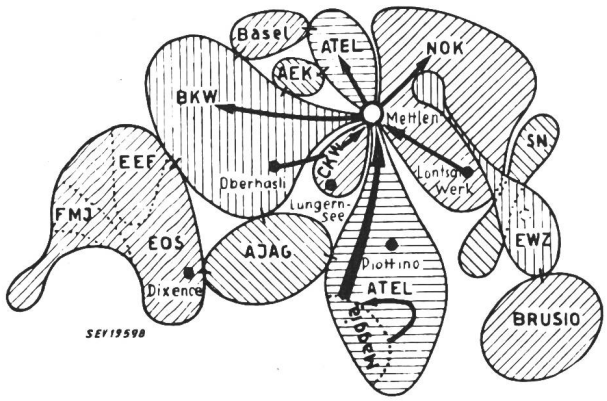

Fig. 7
Verteilung der Energie der Maggia-Kraftwerke
Bezeichnungen siehe Fig. 1

Man sieht, dass die Art der Regulierung je nach den Abgabe- und Bezugsprogrammen der verschiedenen Netze wechselt, insbesondere zu den Zeiten, in denen ein Parallelbetrieb mit irgendeinem ausländischen Netz besteht.

Fig. 8 zeigt noch die heute und in naher Zukunft vorhandenen Fernmesskanäle zwischen den verschiedenen Netzkupplungspunkten und den Regulierwerken. Dieses Netz von Fernmesskanälen wird sicher noch weiter ausgebaut; so soll das Marmorerawerk speziell als Regulierwerk eingesetzt werden; es werden also auch von hier aus Fernmesskanäle entstehen.

Die Übertragung der Fernmesswerte von den Übergabepunkten zum Regulierwerk geschieht hochfrequenz- oder niederfrequenzmässig. Sofern HF-Telephonieverbindungen vorhanden sind, wird meistens oberhalb des Sprachbandes ein Messkanal bereitgestellt. In etlichen Fällen werden auch Telephonadern der PTT gemietet. Ob HF- oder NF-Übertragung gewählt wird, spielt für den Endzweck

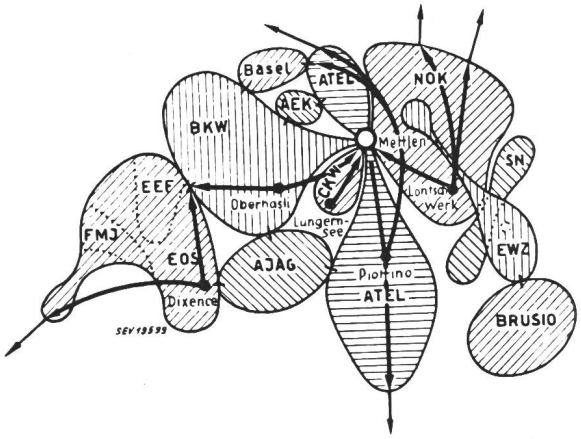

Fig. 8
Fernmesskanäle zwischen den verschiedenen Netzkupplungspunkten und den Regulierwerken

keine Rolle; die Wahl des einen oder andern Übertragungsmittels ist z. T. eine technische bzw. wirtschaftliche Frage.

Mittel der Leistungsregulierung

Welche Mittel dienen diesen Leistungsregulierungen, bei denen in jedem Fall eine Fernübertragung des Übergabe- bzw. Bezugswertes nach dem regulierenden Werk notwendig ist?

Im einfachsten Fall wird die Übergabeleistung mit Hilfe des Fernmesswertes von Hand reguliert, wozu eine oder eventuell zwei Gruppen des in Frage kommenden Werkes verwendet werden. Praktisch ist somit ein Mann ständig mit der Turbinenverstellung nach Massgabe der Wattmeterangabe beschäftigt.

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, den Fernmesswert direkt auf den Drehzahl-Verstellmotor der Turbine des Regulierwerkes wirken zu lassen. Diese automatische Sekundärregulierung ergibt dann in der Regel eine reine Leistungsregulierung.

In einem dritten Fall wird der fernübertragene Messwert zur direkten Steuerung der Turbinenregulierung herangezogen, wobei eine frequenzabhängige Leistungsregelung gewählt werden kann. Diese Primärregulierung, die meistens in Zusammenarbeit zwischen Generatoren- und Turbinenfabrikanten entwickelt wurde, gestattet, die viel diskutierte kombinierte Leistungs–Frequenzregulierung anzuwenden.

Ein Vergleich dieser drei Grundarten der Regulierung zeigt, dass die Genauigkeit bei der Primärregulierung am grössten, bei der Handregulierung am kleinsten ist, hauptsächlich aber von der Art und der Grösse der zusammengeschlossenen Netze abhängt. Die Betriebsleute sind allerdings gegenseitig sehr tolerant, indem auch relativ grosse Abweichungen vom Sollwert nicht beanstandet werden. Zur Illustration sollen einige Diagramme dienen.

Fig. 9 zeigt den Übergabewert der RWE-Energie an die NOK in Klingnau. Es werden zeitweise 25 000 bzw. 50 000 kW bezogen bei Sekundärregulierung, d. h. bei automatischer Regulierung über Verstellmotor der Turbine. Unten sind die zusammengeschlossenen Netze angedeutet, einerseits die RWE, auf der andern Seite die NOK–BKW–EOS.

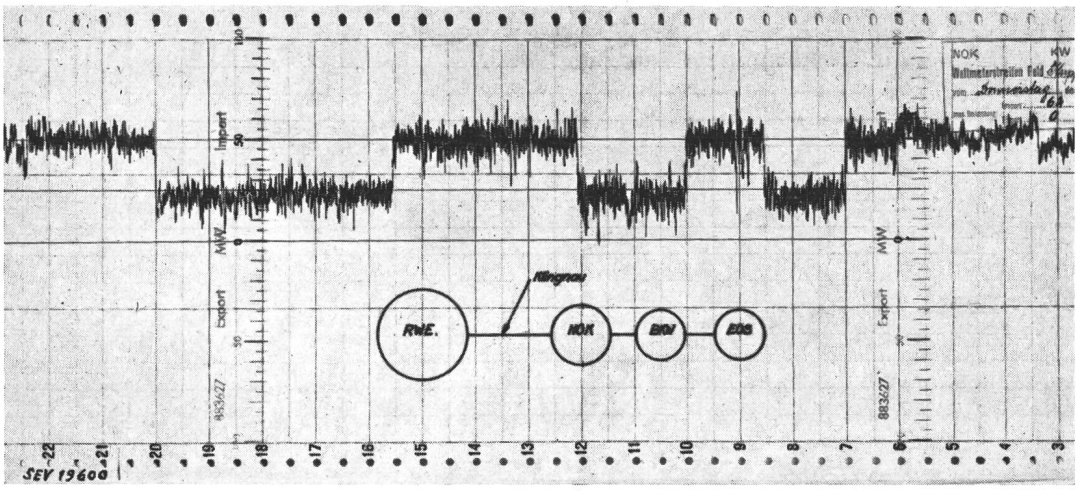

Fig. 9
Leistungsschwankungen im Verbundbetrieb
Bezug von *RWE*-Energie, gemessen in der Übergabestation Klingnau

Fig. 10 zeigt einen Ausschnitt des Übergabewertes der Resia-Energie in Ponte Tresa (20 000 und 25 000 kW, Handregulierung nach Wattmeterangabe); oben eingezeichnet die daran beteiligten Netze der Atel–CKW auf der einen Seite, dann Einspeisung der Resia, auf der andern Seite Brusio–EWZ–NOK, dann weiter die BKW–EOS.

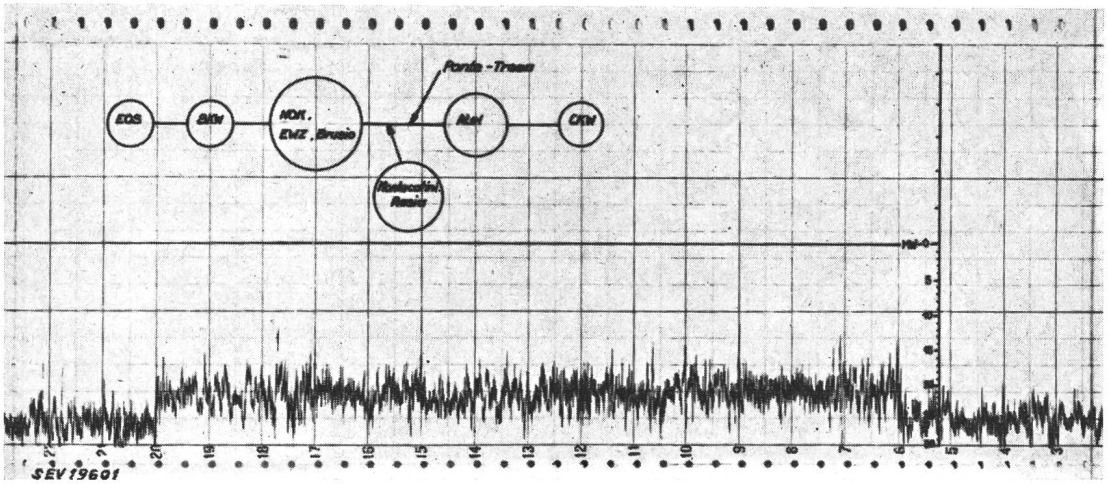

Fig. 10
Leistungsschwankungen im Verbundbetrieb
Bezug von Resia-Energie, gemessen in der Übergabestation Ponte Tresa

Fig. 11 zeigt wiederum ein Diagramm aus Ponte Tresa, jedoch mit dem einzigen Unterschied, dass nur ein Teil des Atel-Netzes angeschlossen ist. Die Atel hat 2 getrennte Betriebe. Trotz Handregulierung entsteht ein sehr genau regulierter Wert. Aus dem Vergleich der beiden Diagramme in Fig. 10 und 11 ist ersichtlich, dass die Leistungsabweichungen stark von der Grösse und der Art der daran beteiligten Netze abhängen.

Die Leistungsabweichungen auf einer Kupplungsleitung zwischen zwei Netzen lassen sich praktisch für alle Fälle auf die Formel $\Delta P = P \sqrt{p}$ zurückführen, wobei p eine empirische Erfahrungsgrösse bedeutet, welche hauptsächlich von der Art der Verbraucher beider Netze abhängt. P ist das harmonische Mittel zwischen den beiden Netzleistungen. Die UNIPEDE übernahm es, auf Grund einer Umfrage diese Formel nachzuprüfen, bzw. die Grösse des empirischen Wertes von $\sqrt{p}$ zu bestimmen. Die Umfrage ergab, dass der Faktor $\sqrt{p}$ bei Messungen an einem normalen Werktag zwischen 6 und 8, bei Messungen am Sonntag etwa bei 4,5 liegt. Es wäre interessant, diese Ergebnisse auch in der Schweiz nachzuprüfen.

Ein technischer Vergleich der drei erwähnten Regulierarten, der zur Beantwortung der konkreten Frage «Welches wäre das geeignetste System für die Schweiz?» führen würde, ist im Rahmen dieser Abhandlung nicht möglich. Immerhin möchte ich das System der Leistungs–Frequenzregulierung besonders hervorheben. Wenn man nämlich die Grundprinzipien dieser Regulierungsart sich vor Augen hält, so scheint sie den schweizerischen Verhältnissen besonders zu entsprechen. In einem bestimmten, gegebenen Netz soll bekanntlich die Summe $\Delta p + K\Delta f = 0$ sein, d. h. alle Austauschleistungen des betreffenden Netzgebildes über Kupplungs- oder Verbindungsleitungen mit andern Netzen müssen ferngemeldet, eventuell summiert und mit dem vorgeschriebenen momentanen Programmwert verglichen werden. Treten Abweichungen gegenüber dem Programmwert auf, so werden sie korrigiert. Gleichzeitig mit der richtigen Einhaltung dieses Programmwertes der Austauschleistungen mit allen andern Nachbarnetzen wird die Frequenz reguliert. Gerade dieses Ziel erwartet und wünscht man von einer Regulierung in der Schweiz. Betrachtet man nochmals Fig. 1 mit der schematischen Netzaufteilung, so hat man diese kommerziell und in einem gewissen Sinne auch technisch getrennten Netze vor sich, was das Prinzip der Leistungs–Frequenzregulierung erfordert.

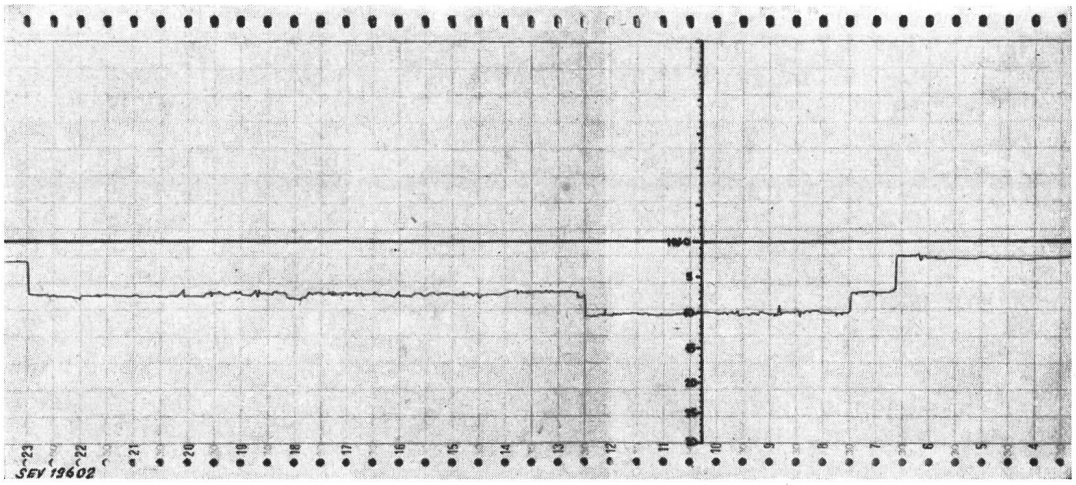

Fig. 11
Leistungsschwankungen im Verbundbetrieb
ohne einen Teil des ATEL-Netzes

Zusammenschaltung der Netze

In der Regel wurde bis heute so reguliert, dass die einzelnen Netze hintereinander in Reihe geschaltet waren. Es muss dann jeweilen die Übergabeleistung in jeder Verbindungsleitung zwischen den einzelnen Netzen reguliert werden. Man ist also bemüht, komplizierte Netzverbindungen zu vermeiden. Immerhin würde gerade das Leistungs–Frequenzsystem gestatten, die Regulierung eines beliebig zusammengeschalteten Netzverbandes zu beherrschen. Als Beispiel soll die Regulierung der Austauschleistungen dreier im Dreieck angeordneter Netze angeführt werden. Fig. 12 zeigt links oben schematisch die drei Netze *I*, *II* und *III* mit den drei Verbindungsleitungen. Um eindeutige Verhältnisse bei den Übergabeleistungen zu erhalten, müssen die drei Partner mit ihren Regulierwerken je auf die Summe der aus ihren Netzen abgehenden Leistungen regulieren, was in der Figur mit Pfeilen angedeutet ist. Da die Erwähnung dieser theoretischen Möglichkeit an sich den Praktiker nicht befriedigt, möge eine praktische Anwendung skizziert sein.

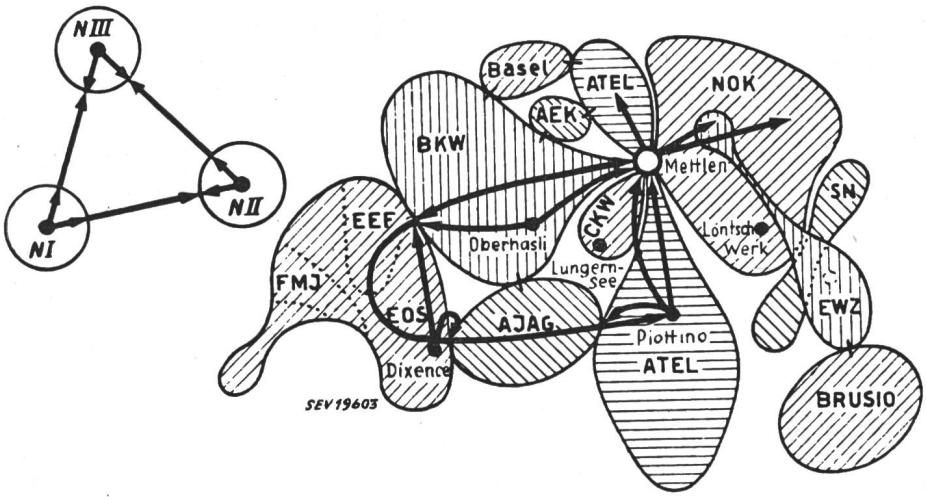

Fig. 12
Regulierung dreier im Dreieck angeordneter Netze
N I, *N II*, *N III* Netze

Durch den Bau des Kraftwerkes Mauvoisin und

des Kraftwerkes Grande Dixence werden grosse Energiemengen anfallen, die sicher auch zu einem Teil in das Konsumgebiet des Mittellandes abgeführt werden müssen. Hiezu dürfte zum Teil der Energieweg durch das Mittelland, zum Teil aber auch derjenige längs der Alpen bzw. der in diesen verlaufende benützt werden. Tatsächlich steht man im Begriff, im Wallis in der Richtung des Haupttales eine 225-kV-Leitung zu bauen, die in der Nufenenleitung eine Verbindung mit dem Süd–Nord-Strang der Atel und eventuell über die Oberhasliwerke eine solche mit Mettlen besitzt. Die EOS, die BKW und die Atel wären somit die drei Partner, deren Netze im Dreieck verbunden sind. Mit diesem Beispiel, ganz willkürlich gewählt, wollte ich die Möglichkeit der Anwendung und die künftige Entwicklung dieses Reguliersystems andeuten.

Forderungen an die Regulierung

Nach diesen mehr allgemeinen Ausführungen über die praktische Anwendung dieser Regulierung möchte ich noch zwei oder drei spezielle Punkte hervorheben. Vorerst ein Wort zur gegenseitigen Aushilfe.

Es ist selbstverständlich, dass bei Störungen im einen Netz — beim Ausfall einzelner Generatoren oder ganzer Kraftwerke — das andere, parallel arbeitende Netz dem gestörten aushilft, soweit es dazu leistungsmässig in der Lage ist. Wird die Übergabeleistung von Hand reguliert, also auf Grund des in die Regulierzentrale ferngemeldeten Übergabewertes, dann kann der mit dieser Aufgabe betraute Maschinist bei starken Frequenzänderungen zweckentsprechend reagieren.

Bei der reinen Leistungsregulierung, d. h. konstante Übergabeleistung unabhängig von der Frequenz, ist eine Aushilfe nur möglich, wenn von Hand eingegriffen wird. Es gibt auch Reguliersysteme, bei welchen von reiner Leistungsregulierung auf Frequenzregulierung umgeschaltet wird. Diese betrachte ich aber bereits als zu der eigentlichen Leistungs–Frequenzregulierung gehörend, bei welcher eine Aushilfe immer möglich ist. Sie haben aus den praktischen Beispielen ersehen, dass entsprechend den betrieblichen Notwendigkeiten verschiedene Netzkombinationen entstehen. So kann es vorkommen, dass zwei gleich starke Netze über eine schwache oder eine starke Leitung miteinander verbunden werden, oder dass ein kleines Netz mit einem grossen parallel geschaltet wird, oder dass die Verbindung nicht metallisch, sondern über Transformatoren hergestellt wird. Je nach Netzkombination ist das eine Mal eine kräftige Aushilfe, das andere Mal eine reduzierte oder sogar keine notwendig oder möglich; ausserdem sollte die Aushilfe entweder in beiden Richtungen oder in einer wählbaren wirken. Auch muss darauf geachtet werden, dass Leitungen oder Transformatoren nicht überlastet werden. Der Betrieb hätte es also gerne in der Hand, die Charakteristik der Regulierung, d. h. die Funktion von Δp in Abhängigkeit von Δf, je nach den gegebenen Umständen zu verändern. Diese Einstellbarkeit sollte mit ganz einfachen Mitteln möglich sein, z. B. mittels eines einfachen Wählknopfes. Dies ein kleiner Wunsch an die Adresse der Konstrukteure.

Zur Übertragungsgeschwindigkeit zwischen Übergabepunkt und Regulierwerk ist noch folgendes zu bemerken:

Bei Ausgleichsvorgängen, wie sie bei plötzlichen Belastungsänderungen auftreten können, muss das ganze Netzsystem, bzw. müssen zwei oder drei Netze wieder in einen Gleichgewichtszustand einschwingen. Bekanntlich wird in solchen Fällen der Ausgleich z. B. einer fehlenden Leistung sofort durch die vorhandenen magnetischen und elektrischen Felder herbeigeführt. Die Verteilung auf die verschiedenen Zweige erfolgt entsprechend den vorhandenen Impedanzen. Erst nachher werden die mechanischen Energien, die in den rotierenden Massen gespeichert sind, herangezogen, was sich im betrachteten Fall in einer Verzögerung der Erzeugergruppen auswirkt. Infolge der Störung wird der neue Zustand bei der Übergabestelle elektrisch sofort bemerkt. Es handelt sich nur noch darum, den neuen Zustand möglichst rasch dem Regulierkraftwerk zu übermitteln, damit dieses unverzüglich eingreifen kann. Die idealste Lösung bestünde darin, dass die Turbinenregulierung von der Übergabestelle her vor oder mit der mechanisch bewirkten Verzögerung oder Beschleunigung der betreffenden Gruppe angeregt wird. So könnten Pendelungen auf ein Mindestmass reduziert werden. Eine solch rasche Übertragung ist natürlich nur möglich, wenn sie ausschliesslich elektrisch erfolgt und keine mechanische Bewegung damit verbunden ist.

Adresse des Autors:
W. Hauser, Direktor der Aare-Tessin A.-G. für Elektrizität, Olten.