

<b>Zeitschrift:</b>	Bulletin de l'Association suisse des électriciens
<b>Herausgeber:</b>	Association suisse des électriciens
<b>Band:</b>	28 (1937)
<b>Heft:</b>	22
<b>Artikel:</b>	Réglage de la fréquence et de la puissance dans les réseaux interconnectés
<b>Autor:</b>	Darrieus, G.
<b>DOI:</b>	<a href="https://doi.org/10.5169/seals-1058765">https://doi.org/10.5169/seals-1058765</a>

### 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:** 13.01.2026

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

# ASSOCIATION SUISSE DES ÉLECTRICIENS

# BULLETIN

## RÉDACTION:

Secrétariat général de l'Association Suisse des Electriciens  
et de l'Union des Centrales Suisses d'électricité, Zurich 8

## ADMINISTRATION:

Zurich, Stauffacherquai 36 ♦ Téléphone 51.742  
Chèques de postaux VIII 8481

Reproduction interdite sans l'assentiment de la rédaction et sans indication des sources

XXVIII<sup>e</sup> Année

N° 22

Vendredi, 29 Octobre 1937

## Le réglage de la fréquence et de la puissance dans les grands réseaux interconnectés.

### Compte-rendu de la journée de discussion de l'ASE, du 1<sup>er</sup> mai 1937, au Kursaal Schänzli à Berne.

*La journée de discussion de l'ASE, du 1<sup>er</sup> mai 1937, réunit 130 personnes, membres et invités. Elle fut dirigée par Monsieur M. Schiesser, directeur, président de l'ASE.*

*A titre d'introduction, le président définit le sujet: des multiples problèmes qu'engendre l'interconnexion des réseaux, un seul devait être traité, celui du réglage de la fréquence et de la puissance. Tous les autres problèmes, tels que la répartition de la puissance active et réactive, le réglage de la tension, la protection sélective, etc., ne devaient pas être pris en considération.*

*L'organisation de la journée était la même que les précédentes; on avait fait de bonnes expériences en distribuant avant l'assemblée des épreuves des conférences et interventions. Ces épreuves permirent aux participants de se préparer à la discussion et de se concentrer sur le thème choisi.*

*Dans ce numéro, nous publions les conférences et interventions dans l'ordre suivant, qui correspond à peu près à celui de la discussion:*

#### 1<sup>o</sup> Introductions:

- a) *G. Darrieus, ingénieur en chef de la Cie Electro-Mécanique, Paris: Le réglage de la fréquence et de la puissance dans les grands réseaux interconnectés.*

621.316.728 : 621.311.1  
b) *R. Dubs, professeur à l'Ecole Polytechnique Fédérale, Zurich: la répercussion des phénomènes de réglage sur les installations hydrauliques.*

2<sup>o</sup> *Interventions de représentants des centrales:  
F. Hug, ingénieur aux Forces Motrices du Nord-Est Suisse: De la pratique des usines; les besoins des exploitants.*

3<sup>o</sup> *Interventions de représentants des fabricants:*

a) *R. Keller, ingénieur en chef de la S. A. Brown, Bovéry et Cie, Baden: dispositifs de réglage; un régulateur électrique de puissance.*

b) *H. Wierer, ingénieur de la «Siemens-Relais-Gemeinschaft», Berlin: Régulateurs de fréquence et de puissance.*

c) *D. Gaden, ingénieur en chef des Ateliers des Charilles S. A., Genève: De l'utilisation des régulateurs automatiques mécaniques des machines motrices de groupes électrogènes pour le réglage des interconnexions.*

4<sup>o</sup> *Discussion générale.*

## Réglage de la fréquence et de la puissance dans les réseaux interconnectés.

Par G. Darrieus, Paris.

*Bien que le réglage des vastes systèmes d'interconnexion déjà réalisés ou en cours d'élaboration, paraisse a priori devoir constituer, avec ses variables nombreuses et enchevêtrées, un problème inextricable, dont une solution pleinement satisfaisante n'a d'ailleurs pas toujours été attendue, il est remarquable au contraire que l'étude rationnelle du problème permette de dégager, pour chaque réseau, une combinaison simple des seules grandeurs qui le concernent, dont la forme confirme en la précisant celle que pressentait le réglage mixte fréquence-puissance et pour laquelle les appareils de mesure existent déjà.*

*Cette solution naturelle qui n'établit aucune différenciation arbitraire entre les participants et qui, pour le régime permanent, peut être considérée comme éprouvée, s'adapte sans difficultés ni complication additionnelle aux cas les plus complexes, et paraît devoir suffire pratiquement d'ici longtemps aux applications courantes.*

*Les mêmes principes permettent d'ailleurs de réaliser une extension rationnelle, justifiable en certains cas particuliers, du réglage à la période variable au cours de laquelle interviennent les réactances du réseau et l'inertie des machines.*

*Die Regulierung zusammengeschlossener Netzeysteme, die bereits bestehen oder im Entstehen begriffen sind, mit ihren zahlreichen und verwickelten veränderlichen Größen, erscheint auf den ersten Blick als ein unentwirrbares Problem, dessen vollkommene Lösung übrigens von der Praxis nicht immer abgewartet wurde. Demgegenüber ist es jedoch bemerkenswert, dass die zweckmässige Untersuchung des Problems ermöglicht, für jedes Netz eine einfache Kombination der massgebenden Größen zu ermitteln; die Form dieser Kombination bestätigt und präzisiert diejenige, welche die gemischte Frequenz- und Leistungsregulierung ahnen liess. Die erforderlichen Messapparate existieren bereits.*

*Diese natürliche Lösung, welche zwischen den beteiligten Werken keinen willkürlichen Unterschied schafft, kann für den stationären Betrieb als erprobt angesehen werden. Sie passt sich ohne Schwierigkeiten oder zusätzliche Komplikationen selbst den verwickeltesten Fällen an und scheint auf lange Zeit hinaus normalen Anwendungszwecken praktisch genügen zu können.*

*Das gleiche Prinzip erlaubt zudem, die in gewissen Fällen gerechtfertigte, sinngemäss Anwendung der Regulierung auf die nichtstationäre (Uebergangs-)Periode, in deren Verlauf sich der Einfluss der Reaktanzen und der Trägheit der umlaufenden Maschinenteile geltend macht.*

### Introduction.

Bien que la pratique de la marche en parallèle remonte presque à l'origine des réseaux à courant alternatif, et que les avantages techniques et économiques en soient connus depuis longtemps, c'est surtout dans ces dernières années, et notamment au cours de la récente crise, que le souci de tirer un meilleur parti des installations existantes, en améliorant le facteur de diversité et évitant le plus possible l'investissement de nouveaux capitaux, a provoqué un développement rapide de l'interconnexion.

La majeure partie du réseau français forme ainsi depuis quelques mois un vaste ensemble qui, s'étendant depuis Marseille jusqu'à Nantes, en passant par Paris et la frontière de l'Est, atteint même au-delà de cette dernière des limites éloignées et parfois difficiles à déterminer.

Le fait que des réseaux périphériques puissent ainsi se raccorder à l'ensemble, sans que tous les participants en soient nécessairement avertis, souligne la facilité extrême avec laquelle, en règle générale, se réalise la marche en parallèle, qui n'a d'ailleurs, dans son histoire, connu qu'un très petit nombre de véritables difficultés techniques, telles que dans des cas très rares, aujourd'hui presque oubliés, l'amortissement négatif de machines à pôles entièrement feuilletés reliées par des lignes trop résistantes ou à tension insuffisante.

Cette aisance et ces succès ont peut-être fait sous-estimer les quelques problèmes de détail qui restaient à résoudre, de sorte que sous la pression des intérêts en jeu, la conclusion de contrats a pu parfois devancer la solution technique qui en eût permis une exécution entièrement correcte.

On peut toutefois penser que cette dernière solution est assez proche pour permettre d'espérer à bref délai un fonctionnement, pleinement satisfaisant pour tous leurs adhérents, des interconnexions en voie, actuellement, de si rapide extension.

### Réglage de la fréquence.

La liaison à une même fréquence de toutes les machines en parallèle, quelle qu'en soit la situation dans le réseau, exige évidemment un accord pour le réglage de cette commune grandeur, afin d'éviter que la répartition des charges entre les centrales devienne à bref délai tout à fait quelconque. Citons pour mémoire la solution très simple adoptée, il y a vingt ans environ, dans le réseau de Loire et Centre et, par la suite, pendant quelque temps dans celui de l'Union des producteurs d'électricité des Pyrénées occidentales, et qui consiste, ayant réparti les centrales en différentes classes rangées par ordre de coût de production croissant, à leur faire correspondre des intervalles ou bandes de fréquence séparés par des valeurs échelonnées décroissantes de cette grandeur, et à assigner à chaque classe successivement le réglage exclusif de la fréquence dès que cette dernière tombe à l'intérieur de la bande qui lui est assignée.

Ce système ne nécessite aucune prévision, s'adapte de lui-même à toutes les variations normales ou accidentelles de la courbe de charge, et fonctionne sans aucune télé-communication, en assurant cependant l'entrée en service successive des centrales dans leur ordre naturel, depuis celles au fil de l'eau jusqu'à celles de pointe, au fur et à mesure que la charge croît. Malheureusement, la séparation des bandes de fréquence, compte tenu des erreurs inévitables de mesure des fréquencemètres placés dans les différentes centrales, exige une variation totale de fréquence entre les creux et la pointe, qui est généralement considérée aujourd'hui comme inadmissible.

On pourrait songer, comme nous l'avons proposé en 1925<sup>1)</sup>, à remplacer dans ce réglage l'écart de fréquence par son intégrale, c'est-à-dire par l'écart de phase, enregistré par une horloge synchrone, vis-à-vis d'un réseau idéal à fréquence invariable ou horloge garde-temps, ce qui permettrait de maintenir la fréquence instantanée dans des limites plus resserrées. Mais cette solution, comme la première, laisse subsister le défaut de ne pas faire dépendre la répartition, entre les centrales, d'une charge donnée, de sa situation dans le réseau, et de permettre ainsi des fluctuations de charge excessives sur les lignes de jonction. Aussi les méthodes ci-dessus, satisfaisantes dans le cas d'un seul réseau, même lorsqu'il comprend un grand nombre de centrales, deviennent inapplicables s'il s'agit d'interconnexion entre réseaux indépendants entre lesquels les échanges de puissance, limités par contrat, doivent suivre un programme prédéterminé.

En ce cas, la solution généralement adoptée pour tenir la fréquence dans des limites aussi serrées que le comporte la précision du fréquencemètre, consiste à en assigner le réglage à une seule centrale, de préférence la plus puissante, ce qui tend à faire supporter à cette dernière toutes les variations de charge se produisant dans l'ensemble interconnecté, où et si loin qu'elles soient situées, puisque si le réglage de fréquence est effectivement assuré, les régulateurs des autres machines et les charges prises par celles-ci ne se ressentiront en rien d'une variation de charge quelconque survenant même dans leur propre réseau.

Aussi, pour épargner à la centrale réglante, au moins en régime permanent, toutes les variations de charge extérieures à son propre réseau, et alléger le rôle, généralement onéreux au point de vue exploitation (conduite des chaufferies, etc.), qui lui incombe, ainsi que pour tenir les puissances d'échange aux valeurs prescrites par le programme, est-on conduit à assigner aux autres centrales, pour objet de leur réglage, le maintien précisément de ces puissances sur les lignes de jonction au réseau commun.

L'expérience montre que ce système fonctionne convenablement, lorsque le réseau «chef d'orchestre» est beaucoup plus puissant que les autres;

<sup>1)</sup> Conf. Int. des Grands Réseaux, Paris 1925, t. 1, p. 234.

mais il n'en est plus de même, lorsque les réseaux associés sont du même ordre de grandeur, et qu'aucun critérium ne permet ainsi de désigner sans hésitation le chef de fréquence.

Il est alors aisément de se rendre compte que le réglage de la fréquence par la centrale qui en est chargée, influe sur les puissances échangées avec les autres réseaux, tandis que les ajustements, auxquels doivent procéder les autres centrales pour rétablir sur les lignes de jonction les puissances fixées par le programme, ont à leur tour une répercussion sur la fréquence de l'ensemble.

Il peut alors arriver, comme l'a montré M. Labouret<sup>2)</sup>, que, dans le cas de réseaux de puissances comparables, ces interférences empêchent indéfiniment, en provoquant des oscillations incessantes de la puissance et de la fréquence, que soit atteint le régime stable cherché.

Considérons par exemple (fig. 1) le cas de deux réseaux à la fréquence  $f$  et échangeant la puissance  $p$ . Si, à un instant donné, le point figuratif du fonctionnement ( $f, p$ ) est en  $A$ , alors que d'après le programme il devrait être en  $O'$ , le réseau 1, chargé du réglage de la puissance  $p$  qu'il reçoit de 2, constatant que cette dernière est trop élevée, augmente l'admission de ses turbines, mais cette manœuvre a également pour effet d'augmenter la fréquence de l'ensemble, de sorte que le point figuratif décrit une ligne ascendante  $ADB$  et que, lorsque la puissance  $p$  prescrite est rétablie, la fréquence se trouve par contre éloignée de sa valeur correcte.

A son tour, l'intervention de la centrale 2, chef d'orchestre, rétablit la fréquence, mais en troubant la puissance d'échange de sorte que le processus de réglage se poursuit par une ligne brisée qui, convergeant lentement vers le but  $O'$  dans le cas envisagé, serait même divergente, si les rôles des deux réseaux avaient été simplement intervertis.

Ces difficultés, imputables à l'arbitraire différenciation des fonctions imparties aux divers associés, découlent en définitive de la faute de principe qui consiste à recourir pour les  $m$  variables à régler, dans le cas de  $m$  réseaux, à l'ensemble dissymétrique que constituent la fréquence d'une part et ( $m-1$ ) des puissances  $p$  fournies respectivement aux  $m$  réseaux par l'interconnection (la  $m^{\text{me}}$  de ces puissances n'est évidemment pas indépendante en raison de l'identité  $\Sigma p = 0$ ).

Le souci de parer à ces défauts et en même temps de répartir entre plusieurs centrales, le rôle

<sup>2)</sup> Soc. Franc. des Electriciens, 5<sup>e</sup> série, t. VI, mai 1936, p. 487.

astreignant et onéreux du réglage de fréquence, fait reconnaître, aujourd'hui, la nécessité d'en temporiser l'exigence par la considération de sa répercussion sur la puissance.

Un moyen d'y parvenir, qui a été employé notamment en Belgique et aux Etats-Unis, consiste à délimiter dans le champ de réglage des zones à l'intérieur desquelles certaines manœuvres sont momentanément interdites; mais l'introduction arbitraire de telles discontinuités dans un problème qui n'en comporte pas naturellement, n'est guère satisfaisante et, peu susceptible de généralisation, risque de provoquer de nouvelles difficultés dans les cas complexes.

Une solution plus naturelle, qui a été étudiée par M. Fallou<sup>3)</sup>, consiste à constituer la grandeur à régler par l'adjonction à la fréquence d'un 2<sup>me</sup> terme proportionnel à la puissance d'échange  $p$ . Il existe d'ailleurs déjà des appareils susceptibles de mesurer et de régler à volonté, soit la fréquence proprement dite, soit la puissance seule, soit enfin la fréquence modifiée, «biased» disent les Américains, par son association en une certaine proportion avec la puissance, et cette dernière méthode a déjà fait l'objet aux Etats Unis de quelques tentatives d'application qui paraissent, d'ailleurs, être restées assez timides, car ainsi introduites par des considérations de tempérament ou de compromis, tendant par exemple, comme l'asservissement, à modérer ou à atténuer les écarts de réglage, les combinaisons linéaires de la fréquence et de la puissance, tout en procédant d'une intuition juste, ne présentent pas encore un caractère naturel et nécessaire propre à forcer l'adhésion.

C'est ce caractère que nous avons cherché à leur donner dans notre communication, contemporaine de celles déjà citées à la Société Française des Électriciens<sup>4)</sup>, et dont nous allons exposer brièvement les résultats.

#### Détermination des variables de réglage naturelles.

Considérons, sur un ensemble en régime permanent de centrales et de charges d'utilisation, de consistance déterminée et invariable, et dans lequel aucune manœuvre n'est effectuée sur les régulateurs, l'effet de l'apparition d'une nouvelle charge  $dQ_n$  dans un des réseaux. Par suite de la baisse consécutive de fréquence  $-df$ , toutes les centrales se trouveront appelées quelle qu'en soit la situation géographique respective, à pourvoir à cette augmentation de charge au prorata du produit de la puissance  $P_0$  de leurs machines en service par l'inverse de l'écart de réglage ou statisme  $S$  de leurs régulateurs, de sorte qu'une centrale de puissance en ser-

<sup>3)</sup> Soc. Franc. des Electriciens, 5<sup>e</sup> série, t. VI, mai 1936, p. 461.

<sup>4)</sup> Soc. Franc. des Electriciens, 5<sup>e</sup> série, t. VI, mai 1936, p. 501.

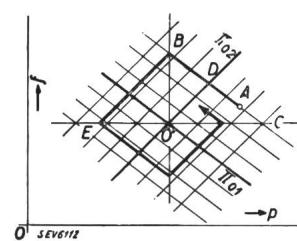


Fig. 1.

brisée qui, convergeant lentement vers le but  $O'$  dans le cas envisagé, serait même divergente, si les rôles des deux réseaux avaient été simplement intervertis.

vice  $P_0$  et de statisme  $S$  contribuera au supplément de charge demandé par un accroissement de puissance —  $kdf$ , où  $k = \frac{P_0}{Sf_0}$ , et  $f_0$  est la fréquence normale<sup>5)</sup>.

Il peut se faire ainsi, comme il a été fréquemment constaté en France au début des grandes interconnexions, que la puissance brusquement requise par exemple pour le démarrage d'un train, se porte, non sur les centrales voisines, mais, d'un bout à l'autre du réseau, sur la centrale la plus éloignée, parce que cette dernière, sans être la plus puissante, présente un statisme exceptionnellement faible.

Cet afflux général d'énergie vers le nouveau point d'utilisation à travers tout le réseau, dérange non seulement la fréquence, mais toutes les puissances d'échange du programme, de sorte que, suivant les errements actuels, tous les chefs de centrale et en particulier le chef de fréquence se trouvent appelés à intervenir pour chercher à restaurer l'ordre de choses prescrit, alors que seule l'intervention qui consiste, dans le réseau intéressé par l'augmentation de charge  $dQ_n$ , à compenser cette variation par un accroissement correspondant de la charge des générateurs, est nécessaire et suffisante pour rétablir à la fois la fréquence et toutes les puissances du programme dans leur intégrité primitive. L'entrée en action simultanée de tous les autres réseaux, inutile, intempestive et destinée à être annulée, ne peut donc qu'ajouter de nouvelles perturbations volontaires à celle extérieure qui les a provoquées, et retarder ainsi le retour général à l'équilibre.

D'une manière générale, lors d'une perturbation quelconque, il existe évidemment un ensemble et un seul de déplacements des vannages, distributeurs ou soupapes des groupes générateurs, susceptible de rétablir les conditions de régime, fréquence et puissances échangées prescrites par le programme. La méthode correcte est celle qui, permettant de reconnaître immédiatement quelles sont toutes ces manœuvres nécessaires, en prévenant les autres, assurera ainsi le réglage par la voie la plus directe et la plus rapide.

La solution du problème ainsi posé, qui en découle sans ambiguïté, consiste à déterminer pour chaque réseau la fonction des variables d'état du système, fréquence et puissances d'échanges, qui dépend des changements, variation de charges, com-

<sup>5)</sup> A cet apport des centrales il y a lieu d'ajouter en toute rigueur la faible contribution des réseaux de distribution eux-mêmes dont la charge, pour une consistance invariable, décroît en général en même temps que la fréquence, dans une proportion qui, variable avec la nature des charges qui les constituent (résistances, moteurs actionnant des machines de diverses caractéristiques, pompes, ventilateurs... etc.) peut être caractérisée aussi par un statisme mais beaucoup plus grand (de l'ordre de 50 à 100 : 100) que celui des machines, de sorte que le coefficient  $k'$  correspondant à ajouter à  $k$  est en général négligeable vis-à-vis du total  $K = k + k'$  (homogène à une énergie) qui caractérise la réaction du réseau à l'égard d'une variation de fréquence.

mande des régulateurs... etc., survenant à l'intérieur de ce réseau, tout en étant complètement indépendante des variations analogues qui se produisent à l'extérieur.

Il se trouve que ces fonctions ont la forme même des combinaisons linéaires de la fréquence et de la puissance dont l'intérêt avait été pressenti de bonne heure et dont l'emploi s'imposait peu à peu par des considérations plutôt qualitatives; mais, présentant maintenant le caractère de grandeurs physiques objectives, indépendantes de toute hypothèse ou choix arbitraire, elles se trouvent entièrement déterminées par la constitution même du système.

Admettons par exemple que, pour une cause extérieure, telle que variation de charge, mise en route d'une nouvelle machine ou action exercée sur un régulateur dans l'un quelconque des  $m-1$  autres réseaux, la puissance  $p_n$  fournie par l'interconnexion au réseau d'indice  $n$  varie de  $dP_n$ . Comme nous l'avons vu, si le réseau est caractérisé par un statisme général (machines et réseau)  $K_n = k_n + k'_n$ , la fréquence de ce réseau devra s'élever d'une valeur  $df$  telle que  $K_n df = dP_n$ , de sorte que la grandeur  $K_n f - p_n$  demeure invariable dans le cas envisagé.

Si au contraire à l'intérieur du réseau la charge  $Q_{on}$  de la distribution<sup>6)</sup> éprouve une augmentation  $dQ_{on}$  ou si (en vue par exemple de la compenser) la commande à partir du tableau des régulateurs des machines est manœuvrée de manière à faire prendre à ces dernières, supposées maintenues à fréquence invariable  $f_0$ , une augmentation de charge  $dP_{on}$ <sup>7)</sup>, la fonction ci-dessus variera précisément de  $dP_{on} - dQ_{on}$ .

Les  $m$  fonctions  $\Pi_n = K_n f - p_n$  sont donc les grandeurs à assigner au réglage; indépendantes les unes des autres<sup>8)</sup>, elles présentent sur l'ensemble équivalent  $f, p_1 \dots p_m$  l'avantage de rétablir entre les réseaux cette symétrie de principe que devait a priori impliquer le traitement rationnel du problème.

Dans le cas de 2 réseaux qui fait l'objet de la figure 1, les droites représentant les déplacements successifs du point  $p, f$  appartiennent respectivement aux 2 familles de droites qui correspondent chacune aux diverses valeurs des fonctions  $\Pi_1 = K_1 f - p_1$  et  $\Pi_2 = K_2 f - p_2$ , et définissent un système de coordonnées obliques d'axes  $O'\Pi_1$  et  $O'\Pi_2$  qui, bien qu'équivalant en principe au système rectangulaire primitif et immédiat  $OpOf$ , présente sur ce dernier l'avantage considérable de représenter les variables naturelles qui traduisent directement

<sup>6)</sup> strictement à fréquence invariable  $f_0$ .

<sup>7)</sup> L'augmentation de charge  $dP_{on}$  à fréquence constante et l'augmentation de fréquence  $df$  à puissance constante qui résultent d'une même action sur le régulateur, sont évidemment dans le rapport  $k$  ou en raison inverse du statisme.

<sup>8)</sup> Alors que les puissances  $p_n$  sont liées par la condition  $\sum p_n = 0$ .

et sans mélange les interventions séparées des deux participants.

Leur emploi met bien en évidence que pour concourir au retour du point figuratif  $A$  en  $O'$  qui correspond au programme assigné, l'opérateur 1 ne peut rien faire de mieux et ne doit rien faire de plus que de conduire ce point en  $D$ , puisque le déplacement  $DO'$ , qui achèvera le réglage sans tâtonnements ni oscillations, dépend du 2<sup>e</sup> réseau et de lui seul.

Nous avons montré dans la communication précédente, sur quelques exemples, comment l'emploi de ces variables naturelles assurait toujours, non seulement le réglage le plus direct et le plus rapide dans les conditions normales, mais encore le meilleur compromis dans les circonstances anormales quelles qu'elles soient. Si le réglage de la fréquence dépend maintenant en principe de tous les participants et si le maintien du programme dans son intégrité demeure, comme d'ailleurs actuellement, lié à l'exécution stricte de toutes les consignes de réglage, il est aisément de se rendre compte que la responsabilité du maintien de la fréquence, répartie en proportion de l'influence, caractérisée par  $K$ , que chaque réseau est en mesure d'y exercer, demeure pratiquement partagée entre les réseaux les plus puissants de l'ensemble, mais avec cette supériorité que le résultat, obtenu avec des interventions individuelles moins nombreuses et moins amples, est aussi affecté de moins d'erreurs, tant accidentnelles (répercussion des manœuvres de réglage) que systématiques (erreurs des fréquencemètres et wattmètres).

Si, comme l'a fait remarquer M. Fallou, la stabilité peut en pratique s'accorder de l'emploi d'une valeur quelconque, dans des limites assez étendues, de la constante  $K$ , il ne peut exister en général aucune raison sérieuse de préférer une autre valeur à celle théoriquement correcte que nous avons définie ci-dessus et qui est la seule pour laquelle les fluctuations de charge extérieures à un réseau ne provoquent rigoureusement aucune intervention de la part de ce dernier.

Si l'on objecte que ce coefficient  $K$  dépend, non seulement du statisme, mais encore de la puissance nominale totale  $P$  des génératrices en fonctionnement, de sorte que la fonction  $\Pi$  comporte une série de déterminations différentes suivant le nombre de machines en service, il faut y voir, non une sujexion, mais la nécessité de reconnaître une relation qui est dans la nature même des choses, et l'accepter comme un fait.

Il convient d'ailleurs de souligner que les grandeurs  $\Pi$  assignées au réglage, ne dépendent d'aucun facteur extérieur au réseau considéré, mais uniquement de mesures (puissances, statisme, fréquence) effectuées à l'intérieur même du réseau, et dont l'obtention ne nécessite même en général (sauf parfois sur des distances modérées pour la puissance

d'échange) aucune télécommunication. Elles satisfont ainsi à cette condition importante de pouvoir être déterminées une fois pour toutes et utilisées par les divers participants, sans que ces derniers aient à se préoccuper en aucune façon de ce qui se passe chez le voisin, ou à connaître même l'extension actuelle de l'interconnexion, qui peut ainsi se développer librement sur les mêmes bases, sans nécessiter aucun remaniement des consignes et pratiques existantes.

Ici encore se manifeste naturellement, dans cette adaptation aisée aux multiples exigences de la réalité, le caractère fondamental, objectif et, par conséquent, nécessaire, de la nouvelle notion.

#### Extension au cas de la période variable.

L'exposé ci-dessus était limité à la considération du régime permanent et la solution décrite visait à prévenir les interventions temporaires, inutiles et le plus souvent nuisibles, en restreignant les manœuvres à celles strictement nécessaires et suffisantes pour rétablir l'état de régime prescrit. Reposant sur des relations entre les grandeurs mesurées  $\Pi$ ,  $f$ ,  $p$ ... etc. qui, comme celle où intervient le statisme, n'ont de signification qu'en régime stationnaire, cette solution suppose donc que les manœuvres de correction effectuées sur les régulateurs n'interviennent, comme c'est d'ailleurs pratiquement le cas le plus souvent, qu'avec un certain délai, tel que les lectures qui les provoquent à la suite d'un dérangement quelconque, correspondent au nouveau régime stationnaire.

Au cours de la période transitoire qui suit la perturbation, les choses sont plus compliquées, et la répartition momentanée des charges variables entre les diverses centrales et lignes de l'ensemble interconnecté, ainsi que les fréquences instantanées, maintenant distinctes, de ces diverses parties, dépend de bien d'autres facteurs (réactances des lignes, transformateurs, alternateurs, moments d'inertie des machines... etc.) que du simple statisme des régulateurs.

On peut se proposer, pour écarter le réglage, en cherchant en même temps à circonscrire les effets d'une perturbation locale, de mettre à profit cette période transitoire pour une prévision et une préparation des manœuvres qui doivent intervenir définitivement. Cette étude peut se conduire, comme nous allons l'examiner, en se laissant guider, dans l'analyse du régime transitoire, par précisément les mêmes points de vue que dans celle, déjà réalisée, du régime stationnaire.

#### Phase initiale de la période transitoire.

Au cours d'une première phase, courte par rapport aux diverses périodes d'oscillation des centrales les unes par rapport aux autres, les forces électromotrices internes liées aux roues polaires des alter-

nateurs conservent, en raison de l'inertie de ces dernières, la fréquence commune initiale et leurs différences de phase respectives, de sorte que la nouvelle distribution des courants qui accompagne la brusque modification survenue en un point du système, se trouve déterminée exclusivement par les impédances ou pratiquement les réactances du réseau; tandis qu'à l'égard de ces variations de courant les machines elles-mêmes, compte-tenu toutefois de leurs réactances en série, se comportent comme un court-circuit.

En toute rigueur il aurait lieu au cours de cette période de distinguer deux phases successives, suivant qu'elles mettent en jeu les réactances minima ou subtransitoires qui correspondent au maintien des flux résultants dans les enroulements amortisseurs ou circuits équivalents portés par les pôles (dans le cas des pôles massifs), ou, au contraire, les réactances transitoires comprenant toutes les fuites du stator par rapport à l'enroulement inducteur, comme si les circuits intermédiaires amortisseurs n'existaient pas; mais la première phase, importante dans le cas du court-circuit brusque, est si fugitive vis-à-vis du délai d'entrée en action des régulateurs, que nous pouvons en faire abstraction et que nous nous bornerons à la considération des réactances transitoires qui, se manifestant dans l'hypothèse où c'est le flux résultant à travers l'enroulement peu résistant de l'inducteur qui demeure constant, ont seules une importance pratique au cours des réglages.

Considérons par exemple (fig. 2) le cas simple d'une centrale unique de force électromotrice in-

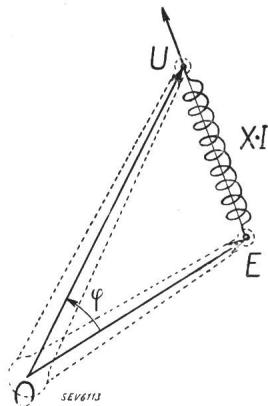


Fig. 2.

terne  $E$ , reliée au réseau d'interconnexion en un point de raccordement où la tension est  $U$ , par une chaîne de réactances de valeur totale  $X$ .

En négligeant les résistances correspondantes, la puissance active fournie par l'interconnexion est, comme il est bien connu,

$$p = \frac{U E}{X} \sin \varphi$$

en désignant par  $\varphi$  la différence de phase entre  $U$  et  $E$ , de sorte que si la phase de la tension  $U$  éprouve pour une raison quelconque une brusque

avance  $d\varphi$ , tandis que la f. é. m. interne  $E$ , par inertie, continue à tourner avec la vitesse angulaire initiale  $\omega$ , la variation de la puissance  $p$  d'échange est  $dp = \frac{U E}{X} \cos \varphi d\varphi$ .

Telle est la relation entre les variations simultanées  $dp$  et  $d\varphi$  que laissera subsister toute perturbation extérieure au réseau considéré, tandis qu'une variation de charge à l'intérieur du réseau, appliquée en un point quelconque de la chaîne des réactances  $X$ , se traduira en général par une variation de l'expression

$$\Pi' = \frac{U E}{X} \cos \varphi \cdot \varphi - p = K' \varphi - p.$$

Telle est donc l'expression qui, comme la fonction  $\Pi$  pour le régime stationnaire, doit dans la première phase du régime transitoire, fournir le critérium permettant de décider immédiatement si la perturbation générale observée dans le système, relève ou non d'une intervention correctrice dans le réseau considéré.

La détermination de cette fonction comporte seulement, outre la mesure de la puissance  $p$ , celle de la phase instantanée  $\varphi$  à l'aide par exemple d'un synchronoscope relié, d'une part au réseau, d'autre part à un oscillateur garde temps. Il est à remarquer que la nouvelle fonction, de forme assez semblable à celle de  $\Pi$  n'en diffère que par la substitution à la fréquence  $f$  de son intégrale par rapport au temps, c'est-à-dire de la phase; mais le coefficient  $K'$  n'est plus tout à fait constant, comme l'était  $K$  dans l'hypothèse où les régulateurs étaient caractérisés par un statisme bien défini, et il dépend de  $\varphi$  par le facteur  $\cos \varphi$ , qui peut toutefois être considéré comme invariable dans le cas fréquent où l'écart de phase  $\varphi$  demeure faible.

D'autre part l'interprétation de la fonction  $K' \varphi - p$  lorsque sa variation accuse une origine interne de la perturbation, est moins claire que ce n'était le cas pour la fonction analogue  $\Pi$  dont la variation, en régime permanent, donnait en tout cas, tant la valeur exacte de cette perturbation quelle qu'en fût la situation dans le réseau, que la grandeur de la correction à faire intervenir.

Le cas général dans lequel le réseau comporte plusieurs centrales de forces électromotrices internes différentes en grandeur et en phase, reliées, entre elles et au point d'interconnexion avec le système, par une chaîne ramifiée plus ou moins compliquée de réactances, se ramène aisément au cas simple d'une seule centrale par un processus élémentaire de réduction progressive (fig. 3) qui consiste à substituer à chaque couple de centrales reliées à un même nœud du réseau, une centrale fictive dont le vecteur figuratif aboutit au centre de gravité des extrémités des vecteurs composants sup-

posées douées de masses inversement proportionnelles aux réactances de liaison correspondantes.

Cette proposition qui se démontre facilement, est rendue intuitive par la substitution au diagramme, du modèle mécanique bien connu, composé de manivelles et de ressorts figurant les réactances de liaison, et qui a été largement utilisé, notamment

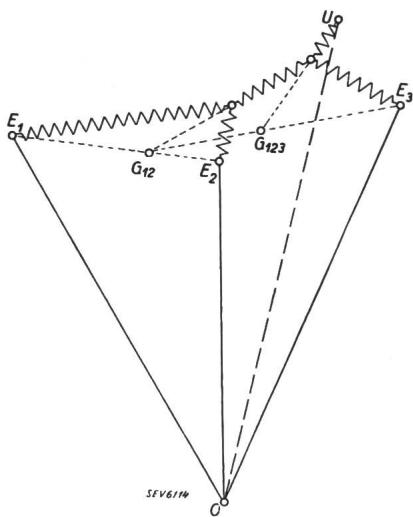


Fig. 3.

aux Etats-Unis pour l'étude des problèmes de stabilité<sup>9)</sup>.

Mais si une solution générale peut être ainsi trouvée et la détermination correcte du facteur  $K'$  établie, dans les cas les plus complexes, il faut reconnaître que cette solution, bien que découlant sans arbitraire des mêmes principes qui ont conduit à résoudre le problème analogue en régime permanent, a moins d'intérêt pratique, d'une part parce que sa signification est moins claire et l'indication qu'elle fournit moins nette, d'autre part parce que la validité, restreinte à une phase intermédiaire de courte durée, en est assez éphémère.

#### Phase principale de la période transitoire.

Dès le début de la perturbation, alors que les vitesses angulaires ont encore leurs valeurs initiales et que les régulateurs, n'ayant pas bougé, ont maintenu les valeurs primitives des couples moteurs, la distribution nouvelle des courants et des puissances, dépendant des réactances, provoque des variations des couples résistants, d'où résultent des accélérations

- <sup>9)</sup> a) Quelques problèmes relatifs aux réseaux bouclés d'extension indéfinie. G. Darrieus. Conf. Int. des Grands Réseaux, Paris 1925, t. I, p. 243.
- b) A Mechanical Analogy to the problem of Transmission Stability, S. B. Griscom — The Electric Journal mai 1926, t. XXIII, p. 230. Quantitative Mechanical Analysis of Power System transient disturbances, R. C. Bergvall and P. H. Robinson. J. of the AIEE, t. XLVII, juin 1928, p. 419.
- c) Les modèles mécaniques en électrotechnique, G. Darrieus, Bull. de la Soc. Franç. des Electriciens, 4<sup>e</sup> série, t. IX, 1929, p. 794.

tions, en général inégales, des alternateurs, et, par suite, des écarts momentanés de fréquence et de phase entre ces derniers.

Il en résulte en général une série d'oscillations suivant les divers modes, en nombre  $m-1$  (où  $m$  est le nombre des centrales interconnectées), d'oscillation propre relative des différentes parties du système.

Dans le cas élémentaire d'une machine unique sur réseau infini, la période d'oscillation calculée dès 1892 par M. Boucherot, peut se mettre sous la forme simple:

$$\tau = \sqrt{\frac{2 T T_A \cdot P_0}{\cos \varphi P_s}}$$

où  $T$  désigne la période  $1 : f$ ,  $T_A$  la durée de démarrage  $\frac{I \Omega^2}{P_0}$ ,  $I$  le moment d'inertie,  $\Omega$  la vitesse angulaire normale,  $\varphi$  le déphasage entre  $E$  et  $U$ ,  $P_0$  la puissance nominale, et  $P_s = \frac{EU}{X}$  la puissance synchronisante ou maximum de la puissance transmise à travers la réactance  $X$  entre la tension interne  $E$  de l'alternateur et la tension  $U$  du réseau, lorsque ces 2 vecteurs sont en quadrature. Comme la définition de la puissance nominale d'une machine donnée comporte un certain degré d'arbitraire qui n'affecte d'ailleurs pas le produit  $T_A P_0 = I \Omega^2$  représentant le double de l'énergie cinétique des machines  $W$ , il y a intérêt à faire intervenir la durée de démarrage  $T_s$  correspondant à la puissance synchronisante, c'est-à-dire telle que  $T_s P_s = T_A P_0 = 2 W$  ce qui donne à la période  $\tau$  d'oscillation propre la forme simple:

$$\tau = \sqrt{\frac{2 \pi T T_s}{\cos \varphi}}$$

Cette période est généralement de l'ordre de la seconde. L'extension au cas de 2 centrales s'obtient simplement en remplaçant  $1 : T_s$  par la somme des grandeurs correspondantes pour les 2 centrales et pour la valeur commune de la puissance synchronisante  $P_s$ , enfin en prenant pour  $\varphi$  le déphasage entre les tensions internes.

Cette nouvelle période peut atteindre des valeurs assez grandes si la puissance synchronisante est relativement faible, par exemple lorsque deux réseaux puissants éloignés, sont reliés, pour une puissance d'échange restreinte, par une ligne longue à tension peu élevée; par exemple 5 secondes pour la période d'oscillation la plus longue dans le cas du vaste ensemble américain, d'environ 5 000 000 kW de puissance en pointe, cité par M. Fallou<sup>10)</sup>. La pré-

<sup>10)</sup> Bull. Soc. Fr. des Electr., 5<sup>e</sup> série, t. VII, février 1937, p. 169, et: Frequency, Time and Load Control on Interconnected Systems, Philip Sporn and V. M. Marquis, El. World, 12 mars 1932, p. 495, et 2 avril 1932, p. 618; notamment fig. 8, p. 498.

sence au dénominateur de  $\cos \varphi$  montre d'ailleurs que cette période d'oscillation propre croît indéfiniment lorsque l'on s'approche de la limite de stabilité ( $\cos \varphi = 0$ ).

Pour ces valeurs élevées de  $\tau$  il y a lieu de comprendre dans la réactance de liaison les pleines réactances synchrones des machines et non plus seulement les réactances de fuite, même transitoires; ces longues oscillations mettent d'ailleurs en jeu le plus souvent un amortissement important.

Si nous faisons abstraction de ces oscillations transitoires qui dépendent de l'écart entre les conditions initiales et le nouvel état de régime et dont le calcul est plus ou moins complexe, mais dont les périodes et la durée sont en général trop courtes pour affecter sérieusement le réglage, le phénomène dominant qui suit l'apparition d'une surcharge  $dQ$  en un point quelconque du système, avant que les régulateurs aient eu le temps d'intervenir, est un ralentissement général par lequel la nouvelle charge imposée aux centrales est prélevée sur l'énergie cinétique totale des machines  $W$ , de sorte que la dérivée de la fréquence est fournie par la relation:

$$dQ = -\frac{2W}{f} \frac{df}{dt}$$

La répartition entre les centrales se fait, comme dans le cas du régime permanent, sans aucun égard à leur situation respective dans le système, et au prorata, non plus du quotient de la puissance par le statisme, mais de l'énergie cinétique de chaque centrale.

Il en résulte qu'en posant  $K'' = \frac{2W}{I}$ , chacune des  $m$  grandeurs

$$\Pi'' = K'' \frac{df}{dt} - p$$

afférentes aux différents réseaux demeure invariable lorsque la perturbation, quelconque, est extérieure au réseau considéré, tandis qu'elle mesure exactement dans le cas contraire (sauf une inversion de signe) la correction qui lui incombe.

Tandis que les constantes  $K'$  et  $K$  présentaient respectivement les dimensions d'une puissance et d'une énergie,  $K''$  a les dimensions du produit d'une énergie par un temps c'est-à-dire d'une action.

La détermination de la dérivée de la fréquence nécessite un dispositif accélérométrique. La considération de la fonction  $\Pi''$  rejoint ainsi les préoccupations, qui ont conduit déjà certains constructeurs à compléter les régulateurs tachymétriques ordinaires pour y faire intervenir soit l'accélération, soit la puissance électrique.

Cette fonction présente tous les caractères satisfaisants que nous avions déjà reconnus pour la fonction analogue  $\Pi$  du régime permanent, et que celle  $\Pi'$ , relative à la phase subtransitoire, ne détenait par contre pas complètement: indépendance complète à l'égard de ce qui se passe dans le reste du système, signification définie en cas de perturbation interne. Elle se prêterait donc à une amélioration certaine de la rapidité du réglage, dans les cas particuliers qui exigeraient la considération plus serrée du régime transitoire, mais il est à présumer que la solution simple du régime permanent, avec l'emploi des seules fonctions  $\Pi$ , qui n'utilise que des notions familières et des appareils éprouvés, suffira encore longtemps aux cas les plus variés d'interconnexion.

## Die Rückwirkung der Regulievorgänge auf die hydraulischen Anlagen.

Von Prof. R. Dubs, Zürich.

*Es wird ein Ueberblick gegeben über die Beanspruchungen, die in den hydraulischen Anlagen bei Regulievorgängen auf der Belastungsseite auftreten, besonders bei plötzlicher Entlastung. Das Zustandekommen und der Einfluss der Gefällsänderungen wird besprochen; ferner wird auf die Druckstöße unter Berücksichtigung der Elastizität der Rohrleitungen und des Wassers eingegangen.*

*L'auteur donne un aperçu des sollicitations qui se produisent dans les installations hydrauliques lors de variations de la charge et du réglage qui s'en suit, en particulier lors de décharge brusque. Il explique ensuite comment les variations de la hauteur de chute se produisent et quelle influence elles exercent, et examine finalement les coups de bâlier en tenant compte de l'élasticité des conduites et de l'eau.*

Wenn die Frequenz, d. h. die Drehzahl der elektrischen Maschinen konstant gehalten werden soll, so muss stets Gleichgewicht zwischen Last und Antrieb bestehen, d. h. auf eine Maschine bezogen, muss das antreibende Moment  $M_a$  stets gleich sein dem widerstehenden Moment  $M_w$ . Bezeichnet man mit  $\omega$  die Winkelgeschwindigkeit und mit  $t$  die Zeit, so gilt stets:

$$\Theta \frac{d\omega}{dt} = M_a - M_w$$

wenn  $\Theta$  das Massenträgheitsmoment aller rotierenden Teile bedeutet. Erfolgt nun eine Änderung des widerstehenden Momentes  $M_w$ , z. B. durch eine Entlastung der Maschine, so müsste, damit  $\omega$  konstant bleibt, das antreibende Moment  $M_a$  vollständig synchron zu  $M_w$  verändert werden. Dies ist nun aber aus zwei Gründen nicht möglich. Erstens wird die Anpassung des antreibenden Momentes  $M_a$  an das widerstehende Moment  $M_w$  durch Eingreifen des Fliehkraftregulators erst eingeleitet, nachdem