

Zeitschrift: Bulletin technique de la Suisse romande
Band: 96 (1970)
Heft: 1

Artikel: Le rôle d'un centre d'exploitation et de gestion dans un réseau électrique de production et de transport
Autor: Colomb, Alain / Kaelin, Jean-Martin
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-70837>

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: 22.02.2026

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

CINQUANTENAIRE DE LA S.A. L'ÉNERGIE DE L'OUEST-SUISSE

AVANT-PROPOS

par ÉMILE MANFRINI, ingénieur EPFZ, Pully

Pour ceux qui, depuis les années 1920, ont eu le privilège de suivre le développement de l'économie électrique, sur le plan national en particulier, le cas d'EOS est caractéristique. Alors qu'au début du siècle chaque entreprise était jalouse de son autonomie tant au point de vue production que réseau et zone de distribution, une évolution — accélérée par les difficultés des années critiques 1939-1946 — s'est développée dans le sens d'une meilleure utilisation des disponibilités énergétiques sur tous les plans. Nul ne doute cependant que les promoteurs d'EOS, en 1919, aient déjà eu comme but final une coordination complète de la production et de la distribution des disponibilités énergétiques de la région. Il faut leur en rendre hommage.

Au cours des cinquante dernières années, l'embryon d'interconnexion établi en 1920 entre le Valais, Lausanne et Genève, s'est transformé en un réseau majestueux de liaisons à haute tension rattachées à tous les centres économiques de la Suisse romande. Cette toile d'araignée, alimentée en plus de dix points différents par les usines de production appartenant à la société ou à ses actionnaires principaux, permet une utilisation rationnelle de l'énergie, en fonction des besoins et des disponibilités de chacun. Elle rend possible également selon les circonstances, grâce à ses liaisons inter-

nationales (France, Italie, Allemagne), le placement de l'énergie excédentaire ou le prélèvement en cas de conditions hydrologiques défavorables dans la région. En outre, disposant de sources d'énergie d'origine thermique (Chavalon) et de possibilités de valoriser l'énergie d'heures creuses (pompage-turbinage de l'Hongrin), EOS pourra d'ici peu améliorer encore sensiblement le rendement économique de toutes les sources d'énergie de la région qu'elle dessert.

Mais le cadre de cette coordination, de cette rationalisation va s'étendre encore par le fait qu'EOS a été chargée ces derniers temps de gérer et d'exploiter les installations de diverses entreprises (Salanfe, Centrale thermique de Vouvry, Hongrin, Electra-Massa, Energie Electrique du Simplon). Cette exploitation commune, sans toucher en quoi que ce soit aux droits des autres actionnaires de ces sociétés, assurera une sécurité plus grande et présente en même temps des avantages économiques appréciables pour les intéressés.

C'est en prévision de ces tâches complexes en elles-mêmes que les services techniques d'EOS ont été amenés à rechercher depuis des années les moyens techniques permettant de les assumer. Les deux communications publiées dans ce Bulletin renseignent aussi bien sur le but des études entreprises que sur les résultats de celles-ci.

Le rôle d'un centre d'exploitation et de gestion dans un réseau électrique de production et de transport

par ALAIN COLOMB, ingénieur EPFZ, Morges et JEAN-MARTIN KAELIN, ingénieur EPFL, Pully

1. Introduction

Les consommateurs d'énergie électrique obtiennent cette dernière, grâce à un ensemble de moyens de production, de transport et de distribution comprenant des centrales hydro-électriques, des centrales thermiques (classiques et nucléaires), un réseau de transport à haute tension et des réseaux de distribution à moyenne et basse tension.

Toutes les centrales importantes débitent leur énergie sur des réseaux de transport qui, dans tous les pays de l'Europe de l'Ouest, sont reliés entre eux. Cet ensemble de réseaux est appelé le réseau d'interconnexion européen. Les centres de consommation, c'est-à-dire, les réseaux de distribution, soutirent l'énergie dont ils ont besoin pour alimenter leurs consommateurs, des réseaux de transports interconnectés.

Ces fonctions de production, de transport et de distribution doivent être exécutées avec un degré de continuité très élevé car une interruption de la fourniture d'énergie électrique peut avoir des conséquences très graves, tant

pour la sécurité de certains consommateurs que pour l'économie en général.

De plus, l'énergie électrique étant une *matière première* très importante pour l'économie de tous les pays industrialisés, il est capital de pouvoir la produire, la transporter et la distribuer à un prix aussi bas que possible.

Le *centre d'exploitation et de gestion*, souvent appelé *dispatching*, est aujourd'hui un des dispositifs essentiels pour atteindre ces objectifs. Ce centre est analogue au cerveau vers lequel convergent, grâce à un système de télécommunication — système nerveux — toutes les informations pertinentes pour coordonner le fonctionnement des moyens de production, de transport et de distribution — système digestif, sanguin, moteur.

Afin de décrire les principes de fonctionnement d'un centre d'exploitation et de gestion, cet article va exposer les opérations principales effectuées lors de l'établissement et de l'exploitation d'un réseau et montrer comment un tel centre contribue à les réaliser de façon optimum.

2. Description schématique d'un réseau de production et de transport

Historiquement, les premiers réseaux furent formés d'une usine de production reliée à un certain nombre de consommateurs. Au fur et à mesure du développement de la consommation, de nouvelles unités de production leur furent ajoutées. Bientôt, pour faciliter l'écoulement des excédents, la couverture des déficits et augmenter la sécurité d'alimentation en cas de perturbation, ces différents réseaux furent reliés entre eux. Cette mise en parallèle des moyens de production et des centres de consommation fut appelée l'interconnexion des réseaux, et les points de liaison portent le nom de points d'interconnexion. Actuellement le réseau d'interconnexion européen fonctionne sous les tensions de 220 ou 380 kV.

La figure 1 montre de façon très simplifiée la structure d'un réseau de production et de transport interconnecté. Tous les réseaux de distribution sont reliés à toutes les unités de production aussi bien qu'à tous les autres réseaux interconnectés.

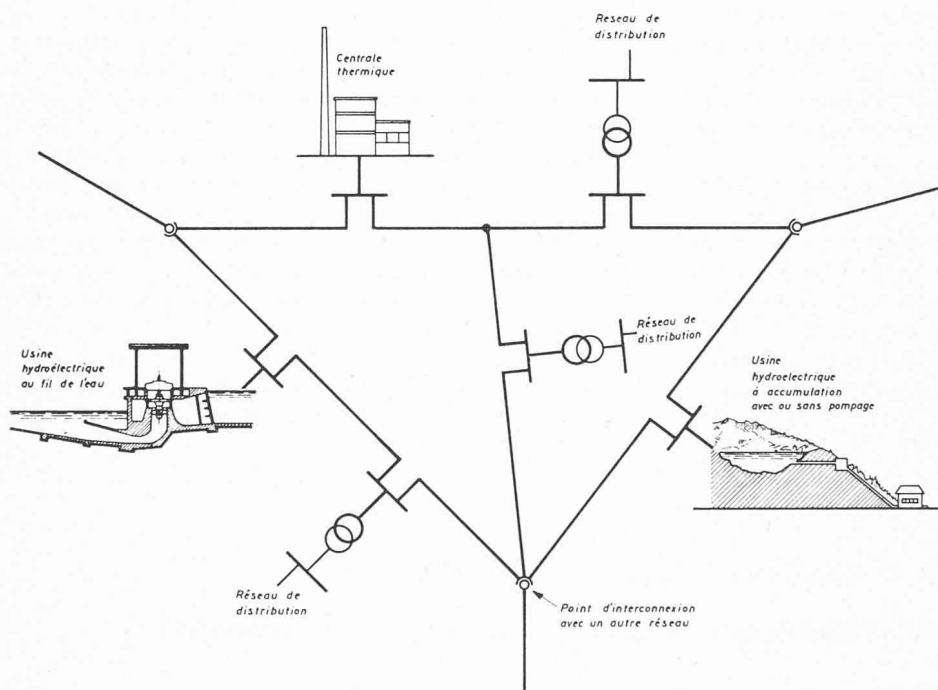


Fig. 1. — Schéma d'un réseau de production et de transport.

Les unités de production représentées ici caractérisent les trois principaux types d'usines utilisées actuellement. Il s'agit :

- des usines hydro-électriques au fil de l'eau. Ces usines sont en général à basse chute et leur production instantanée est en raison directe du débit de la rivière. Toute leur production doit être absorbée immédiatement, faute de quoi certaines quantités d'eau devront être détournées de la turbine (déversements) entraînant ainsi une perte de production,
- des usines hydro-électriques à accumulation. Ces usines sont en général à haute chute et leur production peut être — dans certaines limites — appelée au gré des besoins. L'arrêt et la mise en service de ces usines peuvent être effectués dans l'espace de quelques minutes et il est possible de varier rapidement

la puissance qu'elles débitent, justifiant ainsi l'expression familière « d'énergie de robinet » qui est donnée à leur production. Ces usines sont ainsi, de par leur nature, destinées à assurer l'adaptation de la production à la demande instantanée. D'autre part, un type particulier d'usine à accumulation, les usines à accumulation artificielle ou par pompage, permet d'adapter la demande à la production spécialement pour des réseaux équipés d'unités de production thermiques. Ces usines, munies de groupes turbopompes, peuvent soit turbiner l'eau de leur bassin supérieur, soit pomper dans ce dernier l'eau de leur bassin inférieur. Elles permettent d'utiliser pleinement la capacité des unités thermiques lors de baisses de consommation tout en créant des réserves d'énergie utilisables quand la consommation dépasse la capacité de production de ces unités.

- des centrales thermiques (classiques et nucléaires). Ces unités transforment la chaleur provenant de la combustion de matières organiques fossiles (lignite, charbon, huile, gaz, etc.) ou de la fission de l'uranium en énergie électrique par l'intermédiaire de turbines à vapeur. Ces centrales ne peuvent pas être démarrées très rapidement et leur marche à charge réduite présente certaines difficultés techniques. Elles sont en général utilisées selon des programmes de marche préétablis qui tiennent compte de leurs contraintes techniques particulières.

Le bilan du réseau de production et de transport doit à tout instant être équilibré, c'est-à-dire qu'aux pertes près, la somme des productions et des réceptions dans le réseau doit être constamment égale à la somme des consommations et des fournitures hors de celui-ci.

Les échanges (réceptions et fournitures) avec les réseaux interconnectés font généralement l'objet d'arrange-

ments contractuels et de ce fait se déroulent selon des programmes préétablis. Dans le cadre des accords, ces programmes sont en principe fixés chaque jour pour le lendemain et peuvent varier d'heure en heure durant leur période d'exécution. L'équilibre instantané du bilan du réseau ne peut alors se faire qu'en adaptant la production des centrales et des usines à la demande instantanée des réseaux de distribution. Comme cette dernière n'est prévisible que dans certaines limites, la marche des unités de production ne pourra pas être complètement programmée d'avance. Une certaine capacité de production devra donc être réservée pour le réglage instantané du réseau.

Cette analyse très schématique du fonctionnement d'un réseau de production et de transport montre que l'exploitation de ces moyens doit être effectuée en deux temps. Le premier temps est celui de la programmation, travail de gestion par lequel l'équilibre du bilan du réseau est

évalué d'avance en tenant compte des échanges contractuels et des données statistiques permettant de déterminer approximativement l'allure instantanée de la consommation et de la production des usines au fil de l'eau. Le second temps est celui de la conduite ou du réglage du réseau, au cours duquel un automatisme agissant sur certaines unités de production adapte la quantité d'énergie qu'elles débitent aux fluctuations instantanées du bilan du réseau.

3. Gestion des moyens de production et de transport

3.1 Gestion à long terme

La gestion à long terme du réseau consiste principalement à déterminer, à partir de données statistiques et de prévisions relatives à l'accroissement de la consommation, le type et l'époque de mise en service de nouveaux équipements tels que centrales, lignes à haute tension, postes de couplage, etc. Cette analyse dont le but est de choisir les investissements les plus profitables pour le réseau considéré nécessite la réalisation d'études souvent fort délicates.

Ces études sont rendues difficiles, d'une part par le caractère toujours quelque peu aléatoire des prévisions de consommation et, d'autre part, par les impératifs temporels imposés par le développement de cette dernière et par la nature des nouveaux équipements à mettre en ligne.

Dans les pays industriels par exemple, la consommation d'énergie électrique double dans un laps de temps d'environ dix à quinze ans. Ceci revient à dire que durant cette période, il faudra s'assurer de nouvelles sources d'énergie dont la capacité devra être égale à la capacité totale existant au début de la période. Suivant les circonstances, ces sources pourront être constituées de réceptions contractuelles en provenance des réseaux interconnectés voisins. Si ces derniers ne disposent pas d'excédents de production, il sera alors nécessaire de construire de nouveaux aménagements. Suivant le type — thermique ou hydraulique — de ces derniers, cinq à dix ans seront nécessaires pour les réaliser et leur durée d'amortissement variera entre vingt et quatre-vingts ans. Il est évident que durant de telles périodes de construction et d'exploitation, les fluctuations du marché des capitaux peuvent rendre peu favorable un investissement qui, au premier abord, paraissait très intéressant et ceci souvent sans qu'il soit possible de revenir en arrière, l'ouvrage étant déjà en exploitation ou les travaux de construction dans un état avancé.

Il en résulte que ces études devront permettre d'établir quels sont les « bons risques » en déterminant une stratégie d'aménagement dont la rentabilité sera le moins affectée par les variations du marché des capitaux. A cet effet, un centre d'exploitation et de gestion capable de saisir et de traiter les informations nécessaires à l'évaluation des modèles possibles de stratégie d'aménagement, facilitera grandement le choix des « bons risques ».

3.2 Gestion annuelle

En opposition à la gestion à long terme, la gestion annuelle ou à moyen terme et la gestion journalière ou à court terme ont pour but d'utiliser de façon optimale l'équipement existant. Il s'agit donc, dans le cadre du réseau existant, de fournir l'énergie aux réseaux de distribution avec une continuité maximum et à un coût minimum.

La gestion annuelle doit définir, en tenant compte des programmes d'entretien des matériels de production et de transport :

- les programmes d'utilisation de l'énergie contenue dans les réservoirs saisonniers de façon à tirer le meilleur parti des stocks d'eau en réserve,
- les programmes d'approvisionnement en combustibles en maintenant à chaque instant un stock minimal compatible avec la sécurité d'alimentation des centrales et en tenant compte des contraintes contractuelles existant avec les fournisseurs de combustible.

Là, de nouveau, un centre d'exploitation et de gestion capable de saisir et de traiter un grand nombre d'informations statistiques permettra d'optimiser les programmes annuels en tenant compte des fluctuations inévitables de l'hydraulicité et de la consommation et pourra ainsi conduire à d'appréciables économies de combustible.

3.3 Gestion journalière

La gestion journalière est effectuée sur la base de programmes établis le jour pour le lendemain. Un programme journalier définit d'heure en heure la marche de chaque centrale, exception faite de celles chargées d'assurer le réglage, ainsi que les quantités d'énergie échangées aux points d'interconnexions avec les réseaux voisins.

La préparation du programme journalier commence par l'établissement des prévisions de consommation et d'apports hydrauliques. Ces prévisions sont établies au moyen de renseignements statistiques, par comparaison avec les journées des périodes précédentes et en tenant compte de facteurs particuliers tels que les données météorologiques par exemple. Le diagramme de charge de la journée à venir est enfin obtenu en ajoutant les programmes d'échanges avec les réseaux voisins aux résultats de ces prévisions. Le diagramme de charge, dont un exemple fictif est donné

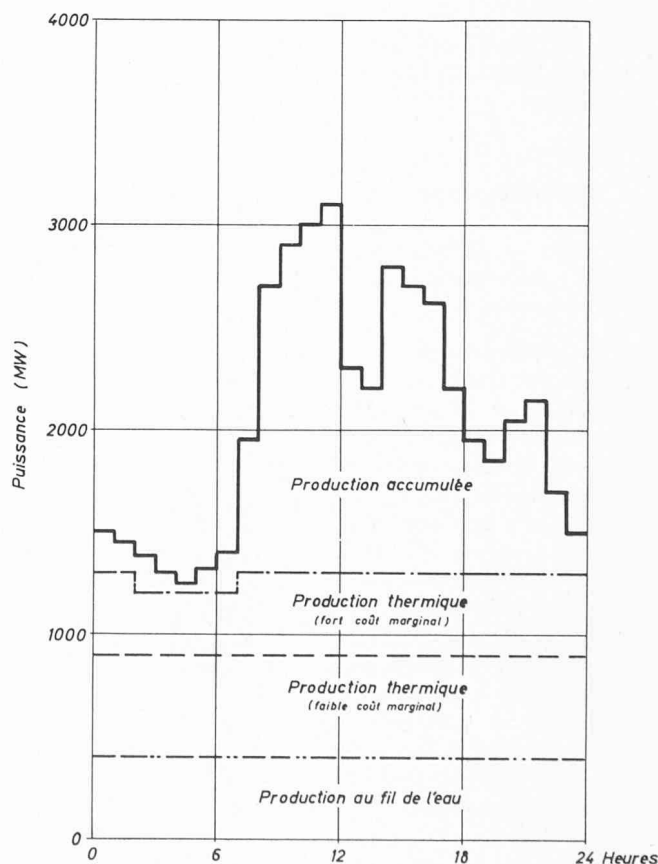


Fig. 2. — Diagramme de charge.

par la figure 2, représente la puissance moyenne dont il faut disposer d'heure en heure au cours de la journée pour que le bilan du réseau soit équilibré. Cette puissance sera fournie soit par les unités de production, soit par un excédent du bilan d'échange avec les réseaux voisins.

Le centre d'exploitation et de gestion doit alors déterminer les programmes de marche des usines pour obtenir un coût de production minimal, compte tenu des contraintes de continuité de fonctionnement du réseau, des réserves d'énergie accumulée ainsi que de l'approvisionnement en combustible pour les centrales thermiques.

Les conditions d'élaboration de ces programmes peuvent être expliquées en utilisant le diagramme de charge (fig. 2) dont on assure le « remplissage » à partir de la base au moyen de « bandes » successives correspondant chacune à un type de moyen de production. En principe, ce diagramme est « rempli » en plaçant successivement, à partir de la base, la production :

- des usines hydro-électriques au fil de l'eau dont l'énergie doit être consommée à tout prix, faute de quoi elle serait perdue par déversements,
- des centrales thermiques dans l'ordre de coût marginal croissant (le coût marginal est environ égal au coût unitaire de combustible),
- des usines hydro-électriques à accumulation et de pompage.

La méthode de résolution de ce problème est simple tant que le réseau considéré ne comporte que des usines hydro-électriques. Elle devient plus compliquée quand à ces usines viennent s'ajouter des centrales thermiques dont les frais marginaux sont différents les uns des autres. Dans ce cas, il devient important que le centre d'exploitation et de gestion soit équipé de façon à pouvoir résoudre ce problème rapidement car les économies de combustible réalisables peuvent représenter des sommes considérables qui, en général, justifient à elles seules l'acquisition de l'équipement nécessaire.

4. Conduite du réseau

4.1 Régime non perturbé, réglage « fréquence-puissance », interconnexion

La puissance absorbée par un réseau interconnecté est composée de sa consommation propre et des échanges avec les réseaux voisins. La consommation propre varie au gré de la demande, tandis que les échanges avec les réseaux voisins se font selon des programmes préétablis. Pour assurer la consommation propre d'une part et les échanges d'autre part, il est nécessaire de régler la puissance du réseau. Ce réglage se fait en maintenant la fréquence des réseaux interconnectés à une valeur fixée et en imposant les puissances d'échanges programmées aux points d'inter-

connexion. Dénommé réglage « fréquence-puissance », celui-ci permet de couvrir les fluctuations de la consommation interne du réseau tout en s'assurant que les échanges se fassent selon les programmes préétablis.

Cette fonction de réglage, qui pour être efficace doit être automatique, est assurée par un régulateur. Ce dernier corrige les fluctuations de fréquence et de puissance par rapport à la valeur de consigne en intervenant sur certaines unités de production utilisées comme groupes réglants.

Les informations venant des différents points d'interconnexion et de production sont centralisées et sommées dans le répartiteur de charge. Un écart de réglage, combinaison de l'écart de fréquence et de l'écart de puissance, est alors établi par comparaison avec les valeurs de consigne puis transformé dans le régulateur en un ordre de réglage agissant sur les groupes réglants. En effet, pour assurer le meilleur rendement moyen de ceux-ci, il est nécessaire de répartir la fonction de réglage sur le plus grand nombre possible d'unités de production. La figure 3 montre le répartiteur de charge et le régulateur de réseau du centre d'exploitation de Chamoson.

Etant donné la nécessité de centraliser les informations relatives à l'état du réseau, le régulateur de réseau prend place tout naturellement dans un centre d'exploitation et de gestion. La tâche du chef de centre consiste à introduire dans le régulateur les nouvelles valeurs de consigne lors d'un changement de programme. De plus, celui-ci doit surveiller les échanges. En effet, il peut arriver que des variations imprévues et importantes de la production ou de la consommation soient supérieures à la capacité de réglage du réseau. Le chef de centre doit intervenir, dans ce cas, soit sur les programmes, soit sur les éléments de production eux-mêmes.

4.2 Régime perturbé : dispositif de protection sélective, dispositifs d'ilotage, de délestage et de débouclage

Chaque élément constituant un réseau est protégé contre les défauts pouvant compromettre sa bonne marche ou celle de l'ensemble. Cette protection se fait au moyen de



Fig. 3. — Répartiteur de charge et régulateur de réseau du poste de couplage de Chamoson.

relais spécialisés qui contrôlent le fonctionnement de chaque élément, par exemple une ligne, un transformateur, un alternateur, une turbine, la commande d'un groupe, etc. Ces relais sont conçus pour faire le constat du défaut, le signaler et mettre hors service l'élément défectueux. Actuellement, la protection utilisée est sélective car elle isole les éléments les plus proches du défaut et si ce dernier n'a pu être immédiatement neutralisé elle agit alors sur des éléments de plus en plus éloignés. Cette protection automatique se fait indépendamment de toute intervention humaine et elle agit dans un temps très court pour limiter les dégâts dus à l'incident.

Par exemple, lorsqu'un élément du réseau est mis automatiquement hors service lors d'un incident (ligne déclenchée par suite d'un coup de foudre), l'énergie produite par les unités de production empruntera d'autres voies pour parvenir aux centres de consommation. La charge qui passait sur la ligne défaillante se reportera sur les autres lignes. Si une de ces lignes est elle-même à sa limite de charge, son relais de protection contre les surcharges agira en la déclenchant, d'où un nouveau report de charge sur les lignes restantes. Ce simple exemple montre la nécessité de surveiller en permanence le réseau. Pour assurer ce contrôle, il est nécessaire de connaître en tout temps quels groupes de production sont en service, quelles lignes sont enclenchées, les états de charge des différents éléments constitutifs du réseau, etc. Ces informations doivent être réunies dans le centre d'exploitation, par une télétransmission. Le chef de centre pourra ainsi, en cas d'incident, prendre toutes les dispositions nécessaires pour assurer une alimentation suffisante des centres de consommation.

Voici à titre d'exemple quelques manœuvres typiques effectuées par un centre d'exploitation lors de perturbations :

Ilotage

Les centrales thermiques demandent, lors d'un arrêt de production, un temps assez long pour être remises en marche. Cette période peut durer plusieurs heures. C'est pourquoi lors d'un défaut extérieur à la centrale se traduisant par un déclenchement des lignes, cette centrale est mise en ilotage. Cette manœuvre consiste à maintenir en service les turbines et alternateurs pour alimenter ses propres auxiliaires seulement. Dès que les lignes sont de nouveau en service, il est possible de coupler sans tarder les alternateurs sur le réseau.

Débouclage

Si, par suite de perturbations, un réseau interconnecté n'a plus la puissance nécessaire pour couvrir ses besoins internes, cette puissance est tirée des réseaux voisins. Mais il peut arriver, dans des cas exceptionnels, que ces derniers n'aient pas une réserve de puissance suffisante. Cela se traduit par une baisse de fréquence au point d'interconnexion. Pour éviter le risque d'une panne générale se propageant de proche en proche, le réseau perturbé est débouclé, c'est-à-dire séparé des autres réseaux. Cette opération peut être effectuée soit automatiquement, soit sur ordre. Dès que la situation redevient normale, les réseaux sont de nouveau interconnectés.

Délestage

Le chef de centre a parfois la possibilité de déclencher un ou plusieurs gros consommateurs selon entente préalable, pour décharger le réseau en cas de défaillance. Il est clair que cette opération n'intervient qu'en dernière extrémité.

Ces différentes manœuvres doivent être effectuées rapidement afin d'assurer la continuité de l'alimentation en énergie. De plus, elles doivent être bien coordonnées pour éviter que de nouveaux déclenchements ne se produisent. Il est donc important que le centre d'exploitation possède un système de présentation de l'information permettant au personnel de service de toujours connaître exactement l'état des éléments du réseau.

5. Evolution des équipements des centres d'exploitation et de gestion

5.1 Télécommunication

Tant que le nombre des informations à transmettre n'est pas trop grand, une liaison continue fils à fils ou par canaux séparés est parfaitement justifiée. Mais dès que le centre se développe pour permettre réellement un contrôle centralisé de l'exploitation et de la gestion, il est nécessaire de recourir à une télétransmission cyclique des informations. Dans ce cas, un seul canal sert à transmettre plusieurs informations. Ces dernières, préalablement codées, sont scrutées cycliquement, c'est-à-dire saisies les unes après les autres pour être envoyées par trains de signaux à la station réceptrice. La restitution des informations se fait en synchronisme avec la scrutation et les redistribue séparément les unes des autres. Des équipements modernes permettent la transmission d'un grand nombre de données venant de plusieurs stations périphériques, avec des temps de scrutation suffisamment rapides pour que le cycle d'informations soit compatible avec les exigences du centre.

Les liaisons de type analogique ont une précision et une sécurité de service limitées. C'est pourquoi les télétransmissions modernes sont réalisées par voie digitale. Le degré de redondance du système permet une grande précision des informations transmises. Ces équipements sont réalisés avec des circuits transistorisés ou des circuits intégrés et sont conçus pour assurer un grand degré de fiabilité.

5.2 Répartiteur de charge et régulateur de réseau

Le répartiteur de charge a pour but d'effectuer les sommations des puissances des usines de production, des points d'interconnexion et des différents endroits particuliers des réseaux. Une des sommes est introduite dans le régulateur de réseau tandis que les autres sont utilisées pour des contrôles d'exploitation et des besoins statistiques.

Cette fonction est normalement réalisée par un système de sommations analogiques qui utilise des convertisseurs de mesure travaillant avec des courants proportionnels à la valeur mesurée. Cette technique ne permet que difficilement l'adjonction d'une entrée ou d'une sortie supplémentaire et en limite leur nombre total.

L'ordinateur peut résoudre ce problème en utilisant directement les informations digitales venant de la télétransmission. Il procède aux sommations désirées. L'adjonction d'entrées ou de sorties supplémentaires peut se faire sans difficulté et pratiquement sans limite aucune. La bonne précision du système résulte des calculs effectués numériquement qui permettent ainsi de supprimer les erreurs produites par les convertisseurs de mesure.

Les régulateurs de réseau utilisés actuellement en Suisse travaillent en système digital après transformation des valeurs analogiques d'entrées. Ils sont en quelque sorte des ordinateurs câblés.

Cette fonction peut être également réalisée par un ordinateur travaillant en temps réel. Cette solution permettrait d'améliorer le réglage au fur et à mesure des

expériences, en introduisant un plus grand nombre de paramètres que ceux utilisés jusqu'à présent. L'utilisation de l'ordinateur en temps réel (real time) et en boucle fermée (on line) ne peut se concevoir dans ces deux cas que si leur degré de fiabilité est très élevé. Des solutions modernes doivent permettre d'y arriver.

5.3 Tableaux

Le contrôle et la surveillance du réseau se font normalement à l'aide d'un tableau synoptique représentant la configuration du réseau. Ce tableau permet de savoir quels sont les unités de production en service, les transformateurs et lignes enclenchés et l'état de charge des différents éléments constitutifs du réseau. Les tableaux synoptiques sur lesquels sont reportés les détails des postes ont des dimensions importantes situées entre dix et quinze mètres de développement.

Un choix judicieux des informations à signaler devrait permettre avec des techniques appropriées, de réduire dans une mesure importante les dimensions de ces tableaux synoptiques. Ces derniers gagneraient en clarté, donc en efficacité.

5.4 Ordinateurs

De ce qui précède, il ressort que les ordinateurs prendront un rôle de plus en plus important parmi les différents équipements composant un centre d'exploitation et de gestion.

L'arrivée sur le marché de petits ordinateurs très compacts laisse envisager la possibilité de remplacer avanta-

geusement certains équipements fonctionnant actuellement selon des principes conventionnels. L'évolution du prix de ces petites calculatrices permet même de prévoir qu'elles seront utilisées pour ne remplir qu'une seule fonction, telle que, par exemple, celle de répartiteur de charge ou de régulateur de réseau.

Les ordinateurs de plus grande capacité permettront d'améliorer la surveillance du réseau en traitant les informations arrivant au centre de façon à faciliter le travail d'interprétation effectué actuellement par le personnel de ce dernier. Ils simplifieront aussi grandement le travail de gestion en faisant automatiquement tous les travaux de routine et en préparant des rapports qui conduiront à des prises de décisions plus rapides et en meilleure connaissance de cause.

Pour terminer, les calculs dont l'ampleur dépasse la capacité de l'ordinateur installé au centre et dont la fréquence ne justifie pas l'acquisition d'une machine plus importante pourront être effectués en « temps partagé ». Cette méthode de travail permet de traiter des problèmes directement sur un ordinateur de grande capacité, extérieur au centre par l'intermédiaire d'une liaison téléphonique. Elle offre ainsi la possibilité de traiter des problèmes complexes en bénéficiant des hautes performances des ordinateurs les plus modernes et ceci en ne supportant que les frais résultant du temps d'utilisation effectif de la machine. Il est ainsi possible d'éviter l'acquisition d'une machine puissante dont la capacité serait mal utilisée.

Adresse des auteurs : Energie de l'Ouest-Suisse, 12, place de la Gare, 1000 Lausanne.

Le « marché commun » européen de l'électricité

par JEAN REMONDEULAZ, ingénieur EPFL, Lausanne

En 1951, sous l'impulsion de l'Organisation européenne de coopération économique, les dirigeants des grandes sociétés d'électricité de Belgique, de France, d'Allemagne fédérale, d'Italie, du Luxembourg, des Pays-Bas, d'Autriche et de Suisse ont créé l'*Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité* (UCPTE).

Le but de cette union est de promouvoir la meilleure utilisation économique possible des centrales existantes et de créer un réseau de lignes à haute tension, sur la base d'une coopération totalement libre entre les huit pays intéressés.

De la fondation de cette union date ce qu'on peut appeler le « Marché commun de l'électricité », bien qu'il englobe des nations qui, comme la Suisse, les Pays-Bas ou l'Autriche, ne font pas partie de l'entité économique connue sous le nom de « Marché commun ».

En fait, l'UCPTE a institutionnalisé, coordonné et intensifié les échanges d'électricité pratiqués depuis de nombreuses années déjà par des nations voisines, grâce à l'interconnexion de leurs réseaux.

Les avantages de l'interconnexion

Les avantages qui, au cours des ans, ont justifié l'interconnexion toujours plus poussée des réseaux sont d'une part d'ordre technique et d'autre part d'ordre économique.

Sur le plan technique tout d'abord, l'interconnexion garantissant la sécurité d'approvisionnement. En effet, les réseaux de transport et de distribution à haute tension relient les centres de production d'énergie aux centres de distribution. En Europe occidentale, ces réseaux sont généralement exploités à 125, 150, 220 ou 380 kV, les différents niveaux de tension étant reliés entre eux par des transformateurs. On peut cependant concevoir, à l'échelon régional ou même national, un réseau de transport et de distribution sans liaison extérieure. Il s'agit alors d'un réseau dit « séparé », par opposition au réseau dit « interconnecté » qui dispose d'une ou de plusieurs liaisons avec un ou plusieurs réseaux voisins.

Supposons qu'une avarie frappe des installations de production d'un réseau ; si celui-ci est interconnecté, il sera alors automatiquement alimenté par les réseaux auxquels l'interconnexion le relie. Par contre, si ce réseau est séparé, il risque l'effondrement.

L'interconnexion procure en outre la stabilité de la tension et de la fréquence, tout au moins en régime stable.

Sur le plan économique, l'interconnexion permet en tout temps des échanges planifiés d'énergie électrique entre un réseau disposant d'une réserve de puissance et un réseau dont la production propre est momentanément insuffisante pour couvrir sa consommation. Elle favorise en outre, dans un but de rentabilité optimale, des échanges d'énergie dite