Zeitschrift: Bulletin de l'Association suisse des électriciens

Herausgeber: Association suisse des électriciens

Band: 45 (1954)

Heft: 18

Rubrik: Production et distribution d'énergie : les pages de l'UCS

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: 23.08.2025

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

Production et distribution d'énergie

Les pages de l'UCS

Discours présidentiel

prononcé par M. *C. Aeschimann* à l'assemblée générale de l'UCS à Glaris, le 10 juillet 1954
(Cf. Bull. ASE, Vol. 45 (1954), n° 17, p. 707)

Corrigenda. Deux fautes d'impression se sont glissées dans la reproduction de ce discours, et ceci dans le passage consacré aux hôtes de l'assemblée. Nous prions de lire: le *Dr Heer* (et non le Dr Fehr), président de la commission de l'électricité de Glaris, et *M. Meylan* (et non M. Bähler), délégué de l'Union suisse des constructeurs de machines.

Expériences sur la durée des organes mécaniques et électriques principaux des usines de la S. A. Oberhasli

Par *U. Eggenberger, Innertkirchen*

(D'après un rapport présenté au 9e Congrès de l'Unipède, Rome 1952)

621.311.21(494.246.1) : 621.241.2.004.6 + 621.313.12.025.3.004.6

Après une brève description des installations des Forces motrices de la S. A. Oberhasli, avant la mise en exploitation de l'Usine d'Oberaar, l'auteur communique les expériences faites jusqu'à ce jour avec l'équipement électro-mécanique.

La pureté de l'eau et l'utilisation d'un matériel de première qualité exercent une influence décisive sur la longévité des installations mécaniques. Quant aux installations électriques, ce sont en particulier les surcharges, le vieillissement des matières isolantes et l'extension des installations (augmentation de la puissance de coupure) qui en déterminent la longévité

Nach einer kurzen Beschreibung der Anlagen der Kraftwerke Oberhasli A.-G. vor der Inbetriebnahme des Kraftwerkes Oberaar berichtet der Verfasser über die mit der elektro-mechanischen Ausrüstung gemachten Erfahrungen.

Die Reinheit des Betriebswassers und die Qualität des Materials sind für die Lebensdauer des mechanischen Teiles der Anlagen massgebend. Beim elektrischen Teil wird die Lebensdauer insbesondere durch die Überbelastungen, die Alterung der Isolationen und die erhöhten Betriebsanforderungen (Erhöhung der Abschaltleistungen) bestimmt.

Introduction

Le groupe des usines de la S. A. Oberhasli comprend:

1. *La Centrale de Handeck I* comprenant
   4 turbines Pelton à axe vertical et 2 injecteurs, 30 000 ch, 540 m de chute nette, entraînant
   4 alternateurs triphasés de 28 MVA sous 11 kV.
   Mise en service en 1929—1930.
2. *La Centrale de Handeck II* comprenant
   2 turbines Pelton à axe vertical et 2 injecteurs, 40 000 ch, 450 m de chute nette, entraînant
   2 alternateurs triphasés de 40 MVA sous 13,5 kV.
   Mise en service été 1950.
3. *La Centrale d'Innertkirchen* comprenant
   4 turbines Pelton à axe vertical et 2 injecteurs, 65 000 ch, 670 m de chute nette, entraînant
   4 alternateurs triphasés de 52 MVA sous 13,5 kV.
   Mise en service en 1943 (5e groupe en 1952).

La Centrale de Handeck I utilise les eaux des deux bassins d'accumulation du Grimsel, $100 \cdot 10^6$ m³, et du Gelmer, $13 \cdot 10^6$ m³, alimentés essentiellement par la fonte des glaciers. Les impuretés de l'eau se précipitent en majeure partie dans ces bassins, et seul un matériel glaciaire extrêmement ténu, sous forme de sable dont la granulation varie de 2 à 100 μ, pénètre dans les turbines.

La Centrale de Handeck II utilise les eaux des bassins d'accumulation de Räterichsboden, $27 \cdot 10^6$ m³, et de Mattenalp, $2 \cdot 10^6$ m³. Dans ces deux bassins, il se fait naturellement un dessablage grossier par gravité, de sorte que les conditions de pureté de l'eau sont les mêmes que pour Handeck I.

La Centrale d'Innertkirchen utilise les eaux sortant des usines de Handeck I et II réunies, auxquelles viennent se joindre celles de quelques torrents adjacents. Ces eaux contiennent de ce fait, à part le sable très fin déjà mentionné, en petite quantité, il est vrai, un matériel dont la granulation va jusqu'à 3 mm environ. Il en résulte donc pour Innertkirchen, compte tenu de la chute assez importante et des conditions de dessablage défavorables, une usure beaucoup plus accentuée qu'à Handeck. Cet état de chose sera à considérer dans ce qui suit.

1. Vannes hydrauliques

Handeck I:

Disposition: 1 vanne à tiroir ⌀ 950 mm faisant office de batardeau et d'organe de protection, et 1 vanne à obturateur sphérique ⌀ 950 mm servant d'organe de fermeture proprement dit.

Dans ces deux types de vannes ce sont les anneaux d'étanchéité ainsi que les soupapes de commande qui s'usent le plus rapidement. Les sièges des vannes à tiroir ⌀ 950 mm ne sont pas soumis à une forte usure, les anneaux d'origine étant encore en service aujourd'hui; de sorte que l'on peut évaluer à 25 ou 30 ans leur durée. Les soupapes de commande primitives, pour lesquelles les manchettes d'étanchéité solidaires des pistons de commande se déplaçaient sur les orifices de passage de l'eau comme fluide moteur, accusaient une usure rapide

due aux frottements sur les arêtes. Leur bon état relatif et leur échange seulement après 20 ans de service sont dus au seul fait que ces vannes ne sont manœuvrées que quelques fois par an.

Les vannes sphériques, par contre, sont bien plus fortement sollicitées. La durée de leurs anneaux d'étanchéité ne dépasse pas 10 à 15 ans, alors que celle de leurs soupapes de commande atteint au plus 1 à 3 ans. Celles-ci ont été remplacées en 1949 par des distributeurs à tiroir et soupape à siège dont la durée est au moins double.

A la Centrale d'Innertkirchen, dans chaque dérivation aux turbines, se trouvent montées:

2 vannes à obturateur sphérique à servomoteur de commande annulaire équilibré; la première de ⌀ 1100 mm faisant office de batardeau et d'organe de protection, la seconde de ⌀ 882—930 mm, d'organe de fermeture proprement dit. L'espace situé entre ces deux vannes est conçu sous la forme de jauge Venturi.

L'usure des anneaux d'étanchéité est, étant données les considérations faites plus haut, relativement plus élevée qu'à Handeck.

En ce qui concerne les vannes de sécurité ⌀ 1100 mm, qui sont manœuvrées de 15 à 20 fois par an, on peut admettre une durée de 5 à 10 ans. Les vannes de manœuvres par contre ont une durée de 2 à 3 ans. Les anneaux d'étanchéité en bronze forgé, comme ceux en acier au chrome-nickel coulé, se comportent de la même façon. Nous espérons que les nouveaux anneaux en acier au chrome-nickel forgé 18/8, actuellement en essai, représenteront une amélioration réelle quant à la durée.

2. Turbines

Les organes spécialement soumis à l'usure sont:

Les aubages des roues mobiles et les injecteurs.

La vitesse de sortie du jet s'élève à Handeck à 100 m/s et à Innertkirchen à 115 m/s. Etant donné que l'énergie d'hiver est particulièrement précieuse, un soin tout spécial est apporté à la remise en état des turbines et injecteurs durant les révisions d'automne. Diverses mesures effectuées en cours d'exploitation ont confirmé que des pointeaux et tuyères accusant des corrosions de 1 mm de profondeur environ (voir fig. 1), avaient pour conséquence des baisses de rendement assez importantes. Dans le cas particulier, pour une turbine de 30 000 CV, cette diminution était de 9 % à 1/4 de la charge et de 1,5 % à pleine charge.

L'état d'usure des pointeaux et tuyères ci-dessus mentionné est atteint pour les turbines de Handeck au bout de 1 1/2 an et pour celles d'Innertkirchen après un peu moins d'un an.

A titre d'exemple, en ce qui concerne l'effet de la propreté de l'eau sur l'état des pointeaux et tuyères, nous avons enregistré le fait suivant: lors d'une période de hautes eaux, le sable de quartz et le gravier granitique charriés à Innertkirchen provoquèrent aux pointeaux et embouchures de tuyères une érosion allant jusqu'à 10 mm de profondeur (voir fig. 2).

L'expérience a démontré que c'était les pointeaux et tuyères en acier au chrome-nickel 18/8 forgé qui se comportaient le mieux.

Les pointeaux et tuyères usés sont remis en état par le personnel d'exploitation des Usines (recharge

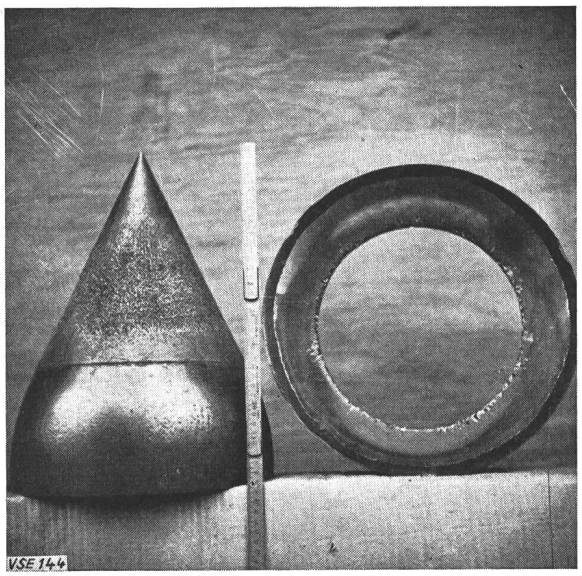

Fig. 1
Erosion des pointeaux et tuyères

par soudure, respectivement tournage et polissage), de sorte que ces pièces ne doivent être renouvelées que seulement tous les 5 à 8 ans.

Les parties arrières de la tuyère, dans lesquelles l'eau atteint déjà une grande vitesse, sont également soumises à l'usure par érosion. La durée de ces

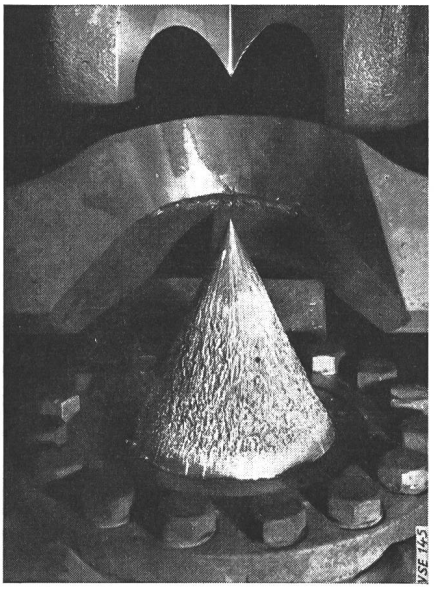

Fig. 2
Erosion profonde par sable de quartz et gravier granitique

pièces d'acier coulé atteint pour Handeck 20 à 25 ans et pour Innertkirchen 8 à 10 ans.

La durée des aubages des roues mobiles dépend, comme pour les injecteurs, dans une large mesure de l'état de propreté de l'eau. Les dommages causés

aux aubes par les graviers, comme ceux provenant des porosités, etc., sont réparés au fur et à mesure par soudure et meulage, ceci pratiquement sans perte de matière.

Les réfections des aubages après chaque saison d'hiver, comme celles intermédiaires en cas de nécessité, comportant le rétablissement par meulage des profils normaux, provoquent, étant donné l'érosion, une sensible diminution de l'épaisseur des aubes. Lorsque cette épaisseur atteint 60—70 % de sa valeur primitive, on doit envisager la possibilité de risques de rupture. De plus, par suite du soudage répété aux arêtes d'entrées et à l'échancrure il se produit dans ces zones une transformation de la structure interne de l'acier sous forme d'altération du grain. Il en résulte une augmentation réelle et certaine du risque de fissures à ces endroits. Nous jugeons, de ce fait, utile d'éloigner les roues Pelton à partir d'un certain degré de vieillissement et de les remplacer par des neuves.

Les roues de turbines en acier au manganèse 1,5 % coulées en une seule pièce atteignent approximativement les durées suivantes:

Turbines de 30 000 ch de Handeck:
40 à 50 000 heures de marche,
soit 6 à 8 ans environ.

Turbines de 65 000 ch d'Innertkirchen:
40 à 50 000 heures de marche,
soit 6 à 8 ans environ.

Il est à remarquer que, malgré la plus grande propreté des eaux de l'usine de Handeck par rapport à celles d'Innertkirchen, les aubages de la première n'ont pas pour autant une durée plus longue. Ce fait est à attribuer à la plus grande vitesse de rotation.

Nous pensons que l'introduction d'aubages en acier allié à 2 % de nickel en prolongerait leur durée.

3. Régulateurs des turbines

La durée des régulateurs des turbines est limitée par les facteurs suivants:

a) usure d'ordre mécanique

Toutes les parties mobiles sont soumises à l'usure. Les servo-moteurs, paliers et guidages, etc., qui viennent de fonte avec le corps du régulateur ne peuvent être renouvelés que par le remplacement complet de la carcasse. Il se révèle comme plus indiqué de remplacer alors tout le dispositif de réglage.

b) vieillissement:

Les conditions de l'exploitation, qui imposent de toujours plus grandes exigences, nécessitent un dispositif de réglage correspondant à la technique la plus moderne. D'autre part, la technique fait des progrès si rapides que le remplacement des régulateurs devient nécessaire avant qu'ils soient trop usés.

Ces deux points motivent le remplacement des régulateurs de la Centrale de Handeck I par d'autres de construction plus moderne, au plus tard après 20 ans de service.

4. Paliers de butée

Un palier de butée répondant pleinement aux exigences du service doit atteindre une durée équivalente à celle de la machine elle-même. Une inspection périodique des surfaces de frottement avec, si nécessaire, retouche par grattage des pattes de graissage ainsi qu'un contrôle systématique de l'indice d'acidité et de lubrification de l'huile et remplacement de cette dernière tous les 5 à 10 ans suivant la charge et la température sont des conditions indispensables à la longévité de cet important élément de la machine, si fortement sollicité.

Un état de propreté parfait de tous les organes et un fonctionnement impeccable des installations auxiliaires sont choses évidemment indispensables. Tous les paliers de butée n'atteignent pas un âge aussi avancé qu'on le désire, et chaque chef d'exploitation pourrait tirer de son expérience personnelle maints accidents en ayant provoqué une fin prématurée.

5. Alternateurs

En ce qui concerne nos alternateurs, les défauts suivants se sont présentés à ce jour:

Handeck I:
4 alternateurs, 24 ans de service.
1 avarie: Détérioration de quelques têtes de bobines par températures trop élevées, pour des causes pas complètement éclaircies.

Innertkirchen:
4 alternateurs, 7 à 11 ans de service.
Aucune avarie.

La durée des enroulements des alternateurs, d'après nos expériences, peut être déclarée satisfaisante, compte tenu de l'effet amortisseur exercé par les câbles et transformateurs lors de perturbations du réseau.

Nous estimons utile de pratiquer une révision générale de chaque alternateur après un service de 10 à 15 ans au maximum. A cette occasion il serait souhaitable d'enlever tous les supports d'enroulement, bandages, etc., de façon à permettre le nettoyage à fond du bobinage ainsi que le contrôle du serrage des bandages. Il serait à conseiller de sortir quelques bobines afin d'en faire l'examen et spécialement le contrôle de l'état des soudures des têtes de bobines. Il est reconnu que la soudure d'étain avec alliage plomb change au bout d'un certain nombre d'années, par suite de températures élevées, sa structure interne de cristallisation. Il en résulte une altération de la conductibilité dans les soudures.

Il serait désirable de faire, à la suite de la révision, un essai de surtension à environ 80 % de la tension d'essai à l'état neuf. Il est surprenant de constater le nombre élevé d'endroits du bobinage où se produisent des effluves. Il est fort délicat après un long service d'obtenir un résultat irréprochable sous ce rapport.

Pour des alternateurs bien entretenus, on pourra compter avec une durée de 25 à 30 ans.

6. Postes de couplage

Les postes de couplage 13 kV des machines sont montés à l'intérieur pour les 3 centrales, tandis que ceux à haute tension, 150 kV, sont exécutés comme stations en plein air.

Afin d'atteindre une longue durée des installations dans les endroits humides, il va de soi que, pour les isolateurs, seul l'emploi de matières céramiques de premier ordre est toléré. Les parties isolantes en porcelaine ne doivent pas être soumises à des contraintes supplémentaires provoquées par des vibrations d'ordre mécanique, dilatations, etc. Dans ces conditions seulement, et en l'absence de ratés dans les manœuvres d'enclanchement et de déclanchement ou de coup de foudre, les organes principaux d'un poste de couplage dureront aussi longtemps que n'interviendront pas soit une modernisation, soit un changement des installations.

Par suite de l'extension de la station en plein air à 150 kV de l'Usine d'Innertkirchen, les disjoncteurs en service depuis 1929 ne suffisent plus. Leur échange par d'autres à plus haut pouvoir de coupure est prévu.

7. Câbles

Les câbles à haute tension suivants sont en service:

Usine de Handeck I:

4 jeux de 3 fois 2 câbles monophasés en parallèle, à remplissage de masse, de 20 m de longueur et 600 mm² de section par conducteur, pour une tension composée de 11 kV, posés dans la salle des machines.
En service depuis environ 24 ans.
Aucune avarie à ce jour.

4 jeux de 3 câbles monophasés à remplissage de masse, de 5000 m de longueur, 270 m de différence de niveau et 180 mm² de section par conducteur, pour une tension composée de 50 kV, posés dans une galerie souterraine.
En service depuis environ 24 ans.
Cinq avaries à ce jour:
3 claquages contre le manteau de plomb à divers câbles après 4, 7 et 9 ans de service. Ces avaries ont pu être attribuées d'une façon presque certaine à des causes d'ordre mécanique.
1 début de claquage thermique à environ 2 m de la boîte d'extrémité, après environ 5 ans de service. Ce défaut fut découvert par hasard avant que ne se produise le claquage.
1 avarie après 20 ans de service, claquage provoqué par la corrosion de l'enveloppe par le phénol.

1 jeu de 3 câbles monophasés à remplissage d'huile, de 200 m de longueur environ, sous une tension composée de 150 kV, posés dans des caniveaux.
En service depuis environ 4 ans.
Aucune avarie à ce jour.

Usine de Handeck II:

1 jeu de 3 câbles monophasés à remplissage d'huile d'environ 500 m de longueur simple et 200 mm² de section par conducteur, sous une tension composée de 150 kV, posés en galerie souterraine et caniveaux.
En service depuis environ 4 ans.
1 avarie produite par la perforation du manteau de plomb par un clou, lors de la pose. La blessure put être décelée, avant la mise en service déjà, par l'abaissement de la pression de l'huile.

Usine d'Innertkirchen:

4 jeux de 3 câbles monophasés à remplissage d'huile, 150 mm² de section par conducteur et de 400 à 500 m de longueur, sous une tension composée de 150 kV, posés en galeries souterraines et caniveaux.
En service depuis 7 à 11 ans.
Aucune avarie.

Installation 16 kV:

Une longuer de plus de 3 fois 35 km de câble monophasé à remplissage de masse 16 kV, a été posée dans l'ensemble des usines de la S. A. Oberhasli. Ces câbles ont été placés tant en galeries et en caniveaux qu'en galeries d'amenée sous une pression d'eau allant jusqu'à 50 m. Une grande partie de ceux-ci est en service depuis plus de 20 ans déjà, et plus d'une avarie s'est produite durant ce laps de temps. Tous les claquages survenus sont imputables directement ou indirectement à des causes d'origine mécanique.

Les raisons du raccourcissement de la durée d'un câble sont si diverses qu'il est vraiment surprenant d'en trouver encore en service après 50 ans d'existence, et même plus.

8. Transformateurs

L'expérience a fourni jusqu'à ce jour pour les transformateurs des résultats très satisfaisants quant à leur longévité.

Les facteurs suivants garantissent en règle générale une longévité d'au moins 30 à 50 ans.

Calcul exact des distances d'isolement, haute qualité de l'huile et bonne circulation de celle-ci empêchant une température trop élevée, pression adéquate des tôles du circuit magnétique et fixation et câlage parfaits des bobines. De plus, des contrôles annuels de l'huile, des réfrigérants et un appareillage de protection ad hoc, contribueront grandement à la bonne tenue de marche des transformateurs.

Il est courant que des contrôles de la partie active de transformateurs décuvés après 20 ans de service ne révèlent pas la moindre trace de vieillissement. On ne devra pas en tirer pour autant des conclusions trop optimistes quant à leur longévité.

Les unités suivantes sont installées à la S. A. Oberhasli:

Centrale de Handeck I:

4 transformateurs de 28 MVA, 11/50 kV tensions composées.
En service depuis 22 à 24 ans.
Aucune avarie.

1 transformateur de 80 MVA de construction récente, 11/150 kV tensions composées.
En service depuis 4 ans.
Aucune avarie.

Centrale de Handeck II:

1 transformateur de 80 MVA de construction récente, 13,5/150 kV tensions composées.
En service depuis 4 ans.
Aucune avarie.

Centrale d'Innertkirchen:

4 transformateurs de 52 MVA, 13,5/150 kV tensions composées.
En service depuis 7 à 11 ans.
Aucune avarie.

Station en plein air d'Innertkirchen:

4 transformateurs de 26 MVA, 50/150 kV tensions composées.
En service depuis 20 à 22 ans.
Aucune avarie.

Les unités suivantes, parmi celles énumérées plus haut, ont été décuvées après 15, respectivement 20 ans de service:

1 transformateur 26 MVA 50/150 kV, et
2 transformateurs 28 MVA 11/150 kV.

Aucun de ces transformateurs ne donna des signes réels de vieillissement. Le dépôt était extrêmement faible, voire même presque insignifiant, et ni aux bobines ou à leurs fixations et supports, ni aux noyaux et culasses, on constata une quelconque altération ou modification d'état.

La collaboration européenne en matière d'économie électrique

620.9 : 621.311.161(4)

Dans un article paru récemment [1]), *M. W. Rojahn, Bonn,* présente une très bonne vue d'ensemble des *questions d'actualité dans le domaine de la collaboration européenne en matière d'économie électrique.*

L'auteur rappelle tout d'abord que les échanges internationaux d'énergie électrique *dépendent de la présence de lignes de transport à haute tension,* et que *la production et la distribution d'énergie électrique exigent de très gros investissements de capitaux;* ce sont là, à son avis, deux faits qui ont déterminé dans le passé et détermineront encore à l'avenir l'évolution de la collaboration internationale en matière d'économie électrique. Le développement des échanges internationaux d'énergie se trouve ralenti par la nécessité qu'il y a de construire à grands frais, dans ce but, des installations de transport; par nature même, ces échanges sont limités aux pays dont les réseaux sont connectés entre eux. D'autre part, l'importance des capitaux investis dont nous parlions plus haut tend fortement à stimuler les échanges d'énergie à court terme et «à bien plaire». Par contre, elle tend à empêcher la conclusion de contrats de livraisons à long terme, qui dépendent de la construction de centrales et d'installations de transport, ou, tout au moins, exigent que celles-ci soient mises à disposition à long terme. C'est cette deuxième tendance qui est la plus forte; elle limite le volume des échanges internationaux d'énergie.

Selon des enquêtes de l'OECE (Organisation européenne de coopération économique), l'Allemagne occidentale, la France, l'Italie, l'Autriche et la Suisse ont importé l'une de l'autre en 1952 4 milliards de kWh environ. Comme ces pays n'échangent pratiquement pas d'énergie avec d'autres pays voisins, le chiffre total de leurs exportations est à peu près le même que celui des importations. Les entreprises d'électricité livrant de l'énergie à des tiers ont, en 1952, dans les cinq pays précités, produit 118 milliards de kWh environ. Les importations, ou les exportations, ont donc atteint 3,4 % de la production des entreprises d'électricité livrant de l'énergie à des tiers.

Les trois-quarts environ des échanges actuels d'énergie en Europe occidentale se font sur la base de *contrats à long terme.* On peut estimer que la valeur de remplacement des installations nécessaires à l'exécution de ces contrats se monte à 1,5 ou 2,0 milliards de francs.

Les pays membres de l'OECE ont estimé à 46 % l'augmentation de leurs besoins en énergie électrique pour la période de 1952 à 1958; les sommes qui doivent être investies annuellement pour couvrir cette augmentation des besoins se montent, pour la plupart des pays, à un chiffre représentant de 50 à 75 % des recettes brutes annuelles provenant des ventes d'énergie. Les entreprises d'électricité se trouvent donc placées devant la nécessité d'émettre des emprunts à long terme ou des actions, respectivement d'utiliser des crédits de l'Etat. Elles dépendent aussi de ces entrées de capitaux en ce qui concerne leurs échanges internationaux d'énergie, puisque ceux-ci nécessitent la construction de certaines installations; ces échanges ne se développent donc que dans la mesure où les capitaux peuvent être rassemblés.

Par suite *des frais et des délais de construction* des installations, les contrats à long terme avec l'étranger présentent un grand risque. Le pays qui importe de l'énergie doit en effet se fier à ce que le pays qui lui livre cette énergie effectue suffisamment d'investissements pour couvrir ses propres besoins. Si tel n'était pas le cas, le pays exportateur pourrait en effet se trouver lui-même en difficultés d'approvisionnement et résilier ses contrats de livraison dans son propre intérêt national, peut-être même en se basant sur des textes de lois. L'arrêt de livraisons contractuelles provenant de l'étranger ne pourrait, si le manque d'énergie qui en résulte dépassait les réserves économiquement supportables, pas être compensé immédiatement par la construction de nouvelles centrales, puisque que celle-ci nécessite un délai de plusieurs années.

Les réflexions que nous venons de rappeler ont certainement contribué dans le passé à ce que les contrats à long terme aient été surtout conclus dans les cas où ils étaient accompagnés d'avantages économiques spéciaux pour les partenaires. Cependant, il est probable que de tels arguments perdront de leur importance à l'avenir, car l'économie européenne tendra à se consolider et la collaboration internationale à s'accroître.

A côté du besoin de capitaux, *l'épuisement croissant des ressources hydrauliques exploitables et la diminution des réserves de combustibles* auront leur importance en ce qui concerne le développement futur à long terme des échanges internationaux. Les pays européens, y compris ceux qui se trouvent devant la nécessité d'importer du charbon, ont couvert jusqu'ici leurs besoins en énergie électrique presque complètement par l'utilisation de leurs propres ressources d'énergie, en exploitant par exemple leurs forces hydrauliques lorsqu'ils n'avaient pas à leur disposition des combustibles qui leur permettent une production économique.

Aussi longtemps que leurs propres ressources seront suffisantes, ces pays ne se lieront à long terme par des contrats d'importation d'énergie que si cette énergie leur est offerte à des prix avantageux.

D'après des données rassemblées par le Secrétariat de la CEE (Commission économique pour l'Europe) à Genève, la production hydraulique s'est montée en 1950 à 22 % (112 milliards de kWh) de la production qui serait atteinte annuellement, en tenant compte d'une hydraulicité moyenne, si toutes les ressources actuellement considérées comme économiquement exploitables étaient vraiment utilisées. D'après des chiffres encore plus récents, 48 % des ressources hydrauliques totales sont exploitées en Italie, 37 % en Allemagne occidentale, 35 % en Suisse et en Suède, 27 % en France, 17 % en Norvège, 14 % en Autriche et 2 % en Yougoslavie. Ces pourcentages indiquent les limites qui sont fixées

[1]) Elektr. Wirtsch. Vol 53(1954), no 9, p. 248 à 251.

à l'extension de l'utilisation des ressources hydrauliques.

Les *différences* qui se font jour entre les pays en ce qui concerne d'une part le *pourcentage exploité* de leurs ressources hydrauliques et *l'importance de ces ressources elles-mêmes,* et les besoins d'énergie d'autre part, peuvent avoir pour conséquence que les premiers pays dont les ressources hydrauliques seront épuisées s'intéressent avec le temps davantage aux importations. Rappelons dans ce domaine la création d'un groupe de travail au sein de la CEE sous le nom de «Yougelexport» et d'un comité d'études pour les ressources hydrauliques alpines en Autriche (Interalpen); ces créations font ressortir l'intérêt que la Yougoslavie et l'Autriche portent aux exportations d'énergie.

Alors que les caractéristiques de l'économie électrique, telle la nécessité d'investir de gros capitaux, rendent difficile la conclusion de contrats à long terme, *elles favorisent les échanges d'énergie à court terme.* L'énergie électrique ne peut en effet être stockée, et les livraisons des centrales doivent correspondre à chaque instant aux besoins des consommateurs. Parmi les différentes sortes d'échanges d'énergie à court terme, on peut relever les livraisons d'énergie d'origine hydraulique au moment des hautes eaux, ainsi que les livraisons en cas de panne dans le réseau. De plus, les achats d'énergie d'origine thermique aux pays voisins, pour ménager les réserves accumulées dans les bassins ou même pour remplir ceux-ci par pompage, peuvent être très intéressants pour certaines régions.

Toutes ces livraisons sont liées à des *avantages économiques,* puisqu'elles permettent une meilleure utilisation des installations existantes, c'est-à-dire du capital investi, et diminuent les frais causés par le maintien de puissances en réserve.

Bien que l'on puisse s'attendre à ce que le volume des échanges d'énergie à court terme augmentera encore à l'avenir, il ne pourra cependant en résulter une forte augmentation du volume total, justement parce que les contrats correspondants s'étendent sur des durées beaucoup plus courtes que les contrats à long terme qui supposent des «centrales d'exportation» spéciales. Les organismes internationaux, certaines entreprises d'électricité et certaines autorités mettent leurs efforts en commun pour favoriser les échanges internationaux d'énergie. L'activité dans ce domaine de l'Union pour la Coordination de la production et du transport de l'énergie électrique (UCPTE), qui a été fondée en 1951, a déjà été couronnée de succès.

Les échanges internationaux d'énergie, dont nous venons de parler, ne sont qu'un des domaines de la collaboration internationale en matière d'économie électrique. Justement parce que ces échanges sont entravés par les caractéristiques de l'économie électrique, et parce que les entreprises entrent relativement peu en concurrence l'une avec l'autre, un *échange international d'expériences* s'est développé depuis plusieurs dizaines d'années, échange sans réserves et, par là même, très utile. C'est pourquoi les congrès de la Conférence mondiale de l'Energie (WPC) et de l'Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique (UIPD) ont pris une telle importance. La variété des expériences rassemblées sur le plan économique comme sur le plan technique, ressort des publications de ces deux organismes.

Comme les organismes de base, capables de découvrir les possibilités d'échanges internationaux d'énergie avantageux, sont déjà créés, comme d'autre part on peut compter que les difficultés d'ordre technique, administratif ou d'exploitation, qui se présentent lorsqu'on veut pratiquer de tels échanges, diminueront ou seront surmontées avec le temps, il reste aux organismes officiels la tâche d'amener un rapprochement des conceptions fondamentales concernant la politique à suivre dans l'économie énergétique et d'accorder entre elles sur le plan européen les mesures capables de favoriser le développement de l'économie électrique aussi bien que de l'économie énergétique tout entière. *Sa.*

Emploi de la technique des cartes perforées pour le calcul des pertes dans les réseaux de transport à haute tension

621.3.017.2 : 621.311.1.027.3 : 681.177

Dans un article paru récemment [1]), M. *W. Schneider,* de Munich, décrit un intéressant procédé permettant de calculer les pertes dans les réseaux de transport avec une exactitude satisfaisante; ce procédé emploie la technique des cartes perforées. Il a été développé par les services d'exploitation d'une grande entreprise allemande d'électricité, en étroite collaboration avec les représentants de la maison «International Business Machines».

Si l'on considère les conditions régnant en Suisse, on constate que, pendant l'année 1952/53 par exemple, au cours de laquelle la production totale dans le pays augmentée des importations atteignit 13 250 millions de kWh, les pertes dans les réseaux de transport furent de 1537 millions de kWh, soit 12,5 % de l'énergie appelée totale.

Si l'on admet, pour les pertes, la même durée d'utilisation que pour la consommation dans le pays (5650 heures pendant l'année hydrographique 1952/53), on peut calculer qu'une puissance de 0,272 millions de kW, c'est-à-dire $^1/_8$ de la puissance maximum pour consommation dans le pays, fut nécessaire pour fournir l'énergie de pertes.

Ces chiffres montrent l'importance des pertes dans le réseau de transport, au point de vue technique comme au point de vue économique; ces pertes ne se traduisent pas seulement par le gaspillage de grandes quantités d'une énergie précieuse, mais nécessitent de plus des investissements importants pour tenir à disposition la puissance de pertes. Dans chaque entreprise d'électricité livrant de l'énergie à des tiers, les pertes dans le réseau de transport déterminent en partie jusqu'à quel point l'entreprise dans son ensemble travaille économiquement; elles jouent un grand rôle sur la structure des prix de l'énergie électrique. Une diminution des pertes se traduit par une augmentation de la capacité de pro-

[1]) Elektr.-Wirtsch. Vol. 53(1954), n° 12, p. 323...329.

duction sans construction de nouvelles installations, c'est-à-dire par une diminution du coût de production spécifique. Il faut donc accorder toute son attention à ce problème.

Nous ne considérons dans ce qui suit que les *pertes par effet Joule,* qui constituent la partie de beaucoup la plus importante des pertes dans le réseau. Les circonstances ne sont pas telles que l'on doive admettre l'existence de pertes inévitables. Bien au contraire, on a la possibilité de diminuer plus ou moins les pertes dans le réseau en prenant certaines mesures, soit dans le domaine de l'exploitation, soit dans un domaine purement technique.

Les principes suivants sont valables de façon tout à fait générale:

1. Un minimum de pertes dans le réseau est obtenu pour la répartition naturelle du courant dans le réseau, c'est-à-dire pour celle qui s'établit d'elle-même.
2. Pour une puissance active à transmettre donnée, un minimum de pertes dans le réseau est obtenu pour un transport minimum d'énergie réactive.
3. Pour une répartition donnée de la consommation, un minimum de pertes dans le réseau est obtenu lorsque toutes les lignes de transport (rapportées à une même tension et une même section) sont également chargées.

On reconnaît immédiatement qu'on ne peut s'en tenir à ces principes dans la pratique; il y a en effet d'autres circonstances qui commandent l'exploitation dans une bien plus grande mesure que la recherche d'un minimum de pertes. Il faut cependant, par suite de leur importance économique, essayer de coordonner dans ce dernier but l'exploitation du réseau au degré optimum pratiquement réalisable. Or, ceci n'est possible que si l'on connaît la grandeur des pertes, le lieu où elles se produisent et les frais qui en résultent, et si l'on est en mesure de pouvoir vérifier l'efficacité des mesures prises.

Le simple calcul de la différence entre l'énergie injectée et l'énergie sortie ne donne pas suffisamment de renseignements sur les pertes dans le réseau. Si l'on ne veut pas connecter aux deux extrémités de chaque ligne de transport, respectivement côté-primaire et côté-secondaire de chaque transformateur, des compteurs d'énergie, dont les index seraient d'ailleurs à relever toutes les demi-heures (il faudrait prévoir des compteurs pour l'énergie active dans les deux directions, de même que des compteurs pour l'énergie réactive), on peut utiliser, comme nous allons le voir, les données courantes (d'heure en heure) de l'exploitation. Après avoir décomposé ces données selon la direction du flux de l'énergie et selon les différents taux du tarif — lorsque ce taux varie pendant la journée —, après avoir ordonné les groupes de valeurs ainsi obtenues dans l'ordre croissant des courants, on peut construire des courbes monotones de charge qui donnent une très bonne vue d'ensemble des conditions de charge régnant réellement. De ces courbes monotones on peut tirer facilement les pertes, le degré d'utilisation des installations ainsi que les quantités d'énergie transportées.

On utilise dans ce but la technique des cartes perforées, qui permet d'effectuer mécaniquement le classement et les calculs, si bien que les résultats peuvent être rapidement mis à disposition des services d'exploitation.

Le procédé consiste donc, étant donné une ligne triphasée à haute tension avec une résistance ohmique R (ohm par phase), une réactance inductive X (ohm par phase) et une puissance de charge (pour la tension nominale U_n) de $P_{L\,o}$ (kVar), à relever et à enregistrer à *une des deux extrémités* de la ligne, toutes les heures, les grandeurs suivantes:

Courant I	(A)	
Tension U	(kV)	
Puissance active P	(MW)	avec indication de la direction ±
Puissance réactive Q	(MVar)	avec indication de la direction ±

Partant de ces grandeurs, on peut facilement calculer les pertes sur la ligne et les besoins en énergie réactive en utilisant les équations suivantes:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q}{P}$$

Courant actif	$I_p = I \cos \varphi$ (A)
Courant réactif	$I_q = I \sin \varphi$ (A)
Perte active totale	$W = 3\, I^2 R \cdot 10^{-3}$ (kW)
Perte réactive totale	$B = 3\, I^2 X \cdot 10^{-3}$ (kVar)
Perte active par courant actif	$W_p = 3\, I_p^2 R \cdot 10^{-3}$ (kW)
Perte active par courant réactif	$W_q = 3\, I_q^2 R \cdot 10^{-3}$ (kW)
Valeur d'exploitation de la puissance de charge	$Q_L = Q_{Lo} \left(\frac{U}{U_n}\right)^2$ (kVar)
Besoin de la ligne en énergie réactive	$L = B - Q_L$ (kVar)

On est en mesure d'effectuer mécaniquement les opérations dont nous avons donné la liste, si l'on prend soin d'introduire tout le développement du calcul dans le système d'une carte perforée. Dans ce but, on emploie avantageusement une carte dite «mark-sensing»; on établit une telle carte pour chaque heure de la journée. Elle contient, lorsqu'elle parvient au service de l'exploitation, déjà perforées les données concernant la désignation de la ligne, les sous-stations aux extrémités de celle-ci, la date, le jour de la semaine, le numéro de la semaine ainsi que les caractéristiques électriques (R, X, $Q_{L\,o}$). Les grandeurs mesurées sont alors reportées par les surveillants d'usine directement, au crayon ou avec une encre spéciale, sur la carte correspondante. Les cartes sont ainsi préparées pour leur utilisation ultérieure. Toutes les cartes du réseau correspondant à un laps de temps déterminé (par exemple un mois) sont dirigées vers un centre collecteur. La machine à cartes perforées effectue son travail, selon une suite d'opération déterminée à l'avance, en même temps pour toutes les cartes du mois en question; l'ordre dans lequel celles-ci sont placées est tout d'abord sans importance.

Les résultats sont classés et additionnés par la machine séparément selon les différentes lignes, les jours, les semaines, les mois, la direction du flux de l'énergie, les taux de tarif, etc... Toutes les cartes correspondant à une ligne sont, de plus, sélection-

nées selon les courants, courants actifs ou courants réactifs croissants, ceci séparément, si on le désire, pour chaque direction du flux de l'énergie et chaque

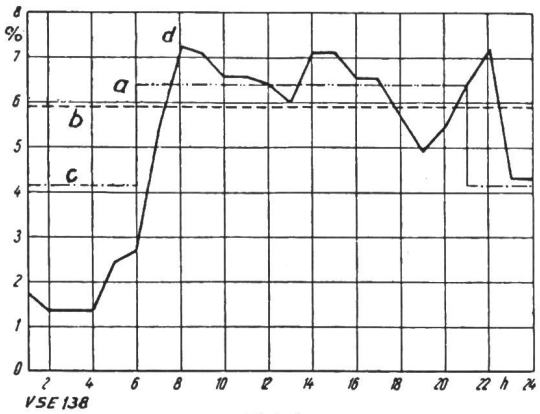

Fig. 1

Pertes actives en % de l'énergie active transportée. Variations au cours d'un jour ouvrable

a	perte moyenne en haut tarif	6,30%
b	perte moyenne journalière	5,89%
c	perte moyenne en bas tarif	4,11%
d	perte maximum	7,25%

taux du tarif; on peut alors établir les courbes monotones de charge.

Les résultats sont étendus, variés, et suffisamment exacts pour les besoins pratiques.

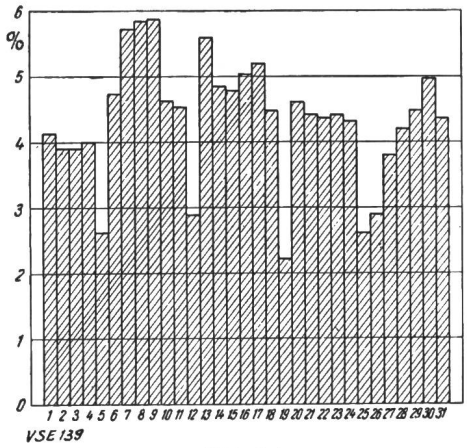

Fig. 2

Pertes en %, rapportées à l'énergie active transportée quotidiennement. Diagramme pour un mois

Moyenne mensuelle 4,55 %

Donnons, *comme exemple* d'un calcul de pertes par la technique des cartes perforées, celui d'une ligne à 110 kV faisant partie du réseau bavarois à haute tension, pour laquelle les mesures ont été effectuées durant un mois.

La fig. 1 indique, par exemple, pour cette ligne, la façon dont les pertes varient au cours d'un jour ouvrable; on a calculé les pertes de pointe, les pertes moyennes durant le haut-tarif et durant le bas-tarif, de même que les pertes moyennes durant le jour entier. Pour le jour en question on a obtenu un rapport de $\frac{7{,}25}{5{,}89} = 1{,}23$ entre les pertes de pointe et les pertes moyennes durant le jour entier.

La fig. 2 donne les pertes journalières sur la même ligne pendant le mois entier. Les fig. 3 et 4 montrent comment ces pertes se répartissent sur le haut et le bas-tarif, et quelles sont les pertes qui proviennent du transport de courant actif d'une part, de courant réactif de l'autre.

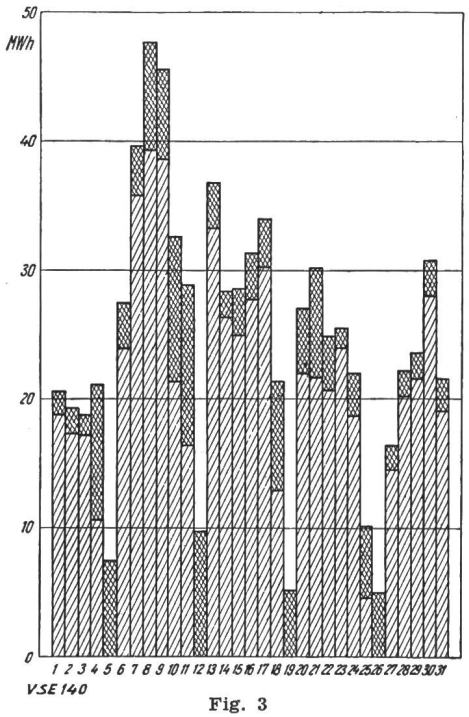

Fig. 3

Pertes journalières réparties selon le haut et le bas tarif. Diagramme pour un mois

pertes en bas tarif

pertes en haut tarif

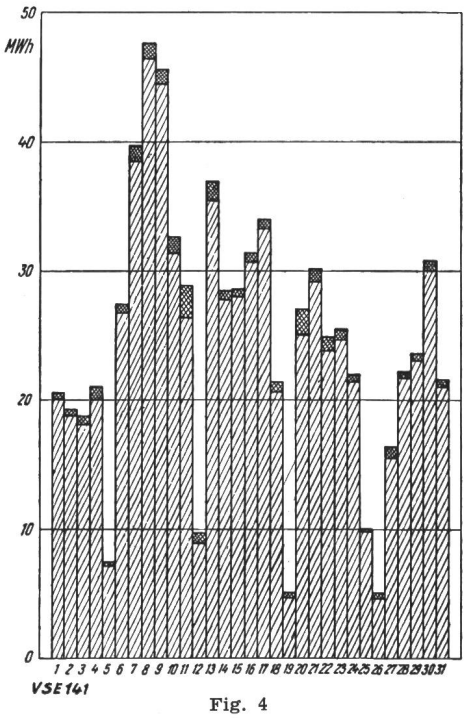

Fig. 4

Pertes journalières réparties en pertes provenant du courant actif et pertes provenant du courant réactif

Pertes provenant du courant réactif

Pertes provenant du courant actif

Exprimés en chiffres, les résultats sont les suivants pour cette ligne:

	Energie active transportée et pertes en kWh	Pertes en % de l'énergie active transportée	Pertes en % l'énergie active transportée, rapportées à 1 km de ligne
Energie active transportée au total durant le mois considéré . . .	16 807 000	100	
Pertes totales	764 753	4,54	0,715
dont:			
durant le haut-tarif .	606 514	3,60	0,567
durant le bas-tarif .	158 239	0,94	0,148
et pertes par courant actif	738 098	4,38	0,690
pertes par courant réactif	26 655	0,16	0,025

Remarquons que les pertes par courant réactif sont, dans cet exemple, exceptionnellement faibles.

Pour le réseau entier dont on a calculé les pertes, et qui consiste en trois lignes d'une longueur de 60 km environ, on obtient:

Energie active transportée en moyenne par km de ligne:

14 300 MWh par mois.

Pertes moyennes par km de ligne:

7050 kWh par km et par mois.

Pertes spécifiques du réseau, rapportées à l'énergie moyenne transportée, par km de ligne:

0,494 ‰ par km.

Ce dernier chiffre est une mesure pour le rendement moyen du réseau. Les résultats obtenus montrent clairement comment la puissance de transport du réseau et, par là même, les pertes dépendent des *conditions de charge variables;* ils permettent en principe de rechercher quel est le rôle que jouent les saisons, l'hydraulicité et la charge sur les pertes et quelles mesures sont aptes à améliorer le rendement du réseau pris dans son ensemble. Si ces résultats sont enregistrés dans une statistique pendant une période assez longue, le moindre écart par rapport à la normale se reconnaît immédiatement. Les services d'exploitation ont alors à leur disposition une base très précieuse qui les incite à rechercher continuellement, en faisant des expériences, de nouveaux moyens capables de diminuer toujours plus les pertes dans le réseau; on obtiendra finalement les *conditions d'exploitation optimum.*

D'autre part, les cartes perforées donnent des renseignements très précieux sur les conditions régnant sur chaque ligne et dans le réseau entier en ce qui concerne le *transport d'énergie réactive.*

De plus, comme nous l'avons rappelé, la machine peut sélectionner les cartes selon les charges croissantes, les compter, les classer selon la direction du flux de l'énergie et les taux du tarif et mettre les résultats obtenus sous formes de tableaux; toutes ces opérations peuvent être effectuées automatiquement et exactement par la machine. On peut en tirer les *courbes monotones de charge* de la ligne ou du réseau; il suffit de dessiner ces courbes à la main.

En résumé, on peut constater que le calcul des pertes dans les réseaux par la technique des cartes perforées permet d'atteindre à toute une série de nouvelles connaissances qui sont de grande valeur pour l'exploitation économique d'une entreprise.

Sa.

Communications de nature économique

Plans pour une centrale nucléaire au Canada

621.311.25 : 621.3.039.4(71)

Selon: Power, Vol. 98(1954) nº 6, page 160.

L'Autorité canadienne pour l'énergie atomique a établi ses conclusions définitives concernant le rôle futur qu'aura à jouer l'énergie atomique dans l'économie canadienne. Un programme de recherches et un plan d'extension ont été lancés, tendant à l'utilisation commerciale de l'énergie nucléaire d'ici dix ans. Ce programme est une conséquence directe des estimations qui ont été faites des *ressources hydrauliques* encore disponibles dans la région hautement industrialisée du Sud-Ontario.

Le but du programme serait d'avoir une centrale nucléaire en service d'ici 1962. On espère que cette centrale pourra fournir de l'énergie au réseau du Sud-Ontario au prix de 5 à 6 mills le kWh, c'est-à-dire au prix actuel de l'énergie fournie par des centrales thermiques utilisant du charbon à 8 dollars la tonne.

La première phase du programme a déjà commencé. Les experts et les savants de la «Hydroelectric Power Commission of Ontaria» et de l'«Atomic Energy of Canada Ltd» sont en train d'établir les plans et d'estimer les frais de construction d'une centrale nucléaire d'essai. Cette centrale, qui doit entrer en service dans trois ans, précèdera d'environ deux ans la construction d'un réacteur fonctionnant sur une base purement commerciale.

Les besoins en électricité de la région du Sud-Ontario ont augmenté de 498 000 kW en 1922 à 2 766 000 kW en 1952. Les ressources hydrauliques ne peuvent assurer une augmentation à ce même rythme que jusqu'en 1958. La réalisation du projet d'utilisation du fleuve Saint-Laurent reculera ce délai jusqu'en 1962. A ce moment-là, lorsque les ressources hydrauliques de l'Ontario seront épuisées, on estime que l'objectif d'une centrale nucléaire pouvant concurrencer les autres types de centrales sera atteint. Les autres régions économiques du Canada sont dans une situation moins critique, soit par suite de ressources hydrauliques plus importantes par rapport à l'augmentation prévue des besoins, soit par suite de la présence de gisements de charbon.

Tant que les études en cours ne sont pas achevées, l'Autorité canadienne pour l'énergie atomique refuse de donner des indications concernant les frais de constructions du réacteur envisagé. En ce moment le gouvernement dépense 40 millions de dollars pour le deuxième réacteur d'essai dit NRU, qui est en construction à Chalk River. On estime que la centrale nucléaire d'essai qui est proposée coûtera une somme à peu près comparable. Quant au prinicpe de fonctionnement de cette dernière, on se basera probablement sur les expériences faites avec les deux réacteurs expérimentaux existant au Canada, NRX et NRU. Ce sont des réacteurs lents utilisant des barres d'uranium naturel comme combustible et de l'eau lourde comme modérateur. On en modifiera les caractéristiques pour les adapter à la production d'énergie électrique.

Sa.

Congrès et Sessions

Contributions à l'étude des problèmes économiques dans la production et la distribution d'énergie

620.9 : 657.3

L'Institut pour l'économie énergétique de l'Université de Cologne organise chaque année un congrès consacré à l'étude de différents problèmes de l'économie énergétique. Le 7e congrès se tint cette

année les 23 et 24 avril 1954; les questions qui y furent traitées intéressent entre autre spécialement les entreprises d'électricité.

Il s'agissait des problèmes qui se posent lorsqu'on veut, lors de l'établissement des bilans et lors du calcul des amortissements, des prix de revient et des nouveaux investissements, introduire des facteurs doués de sens économique et possédant une valeur tout à fait générale, et lorsqu'on veut évaluer l'influence de ces facteurs de telle façon que toutes les entreprises pour lesquelles l'augmentation permanente de la demande rend constamment nécessaires des investissements importants — telles par exemple les entreprises d'électricité — puissent jouir d'une situation financière absolument saine. Il est clair que dans des pays comme l'Allemagne, la France, l'Italie, etc., où le taux de l'intérêt des emprunts est très élevé, il est d'une importance fondamentale de tenir compte exactement du facteur intérêt. En Suisse, où l'on peut compter avec un taux situé entre 2³/₄ et 3¹/₂ %, il n'est pas nécessaire d'attribuer aux charges d'intérêt autant d'importance que dans les pays cités. Comme le rappelle cet exemple, les circonstances sont, pour chacun des facteurs dont on doit tenir compte, très différentes selon le pays considéré si bien qu'il ne pouvait s'agir, dans les conférences, que de présenter des considérations d'ordre plutôt général.

Il n'est, bien entendu, pas possible d'aller jusque dans les détails lors d'un compte-rendu sommaire; l'Institut rédigera par ailleurs, comme d'habitude, un rapport complet que les intéressés pourront se procurer directement.

Le professeur Wessels, directeur de l'Institut et recteur actuel de l'Université de Cologne, rappela, au cours de son exposé introductif, que la vie économique peut être comparée à un flux continu duquel on ne peut détacher des faits économiques isolés, si bien que la politique économique de chaque entreprise considérée séparément ne peut se détacher de l'ensemble. Il souligna l'importance du système de prix comme lien entre l'économie individuelle et celle de l'ensemble. Si le système des prix de l'ensemble est faux, les calculs de chaque entreprise se basent forcément sur des données fausses.

Chaque mise à contribution à long terme de moyens de production suppose qu'on renonce à la production à court terme de biens de premier ordre. Ce sacrifice ne peut avoir sa raison d'être que dans une augmentation de revenu par rapport aux engagements à court terme. Cette augmentation de revenu s'exprime par le taux de l'intérêt; lors de l'engagement à long terme de moyens de production, il est donc très important de tenir compte exactement du taux de l'intérêt.

Bien que les procédés de calcul économique, en particulier ceux du calcul des investissements, puissent être considérés comme définitivement éclaircis au point de vue formel, ils dépendent en pratique d'estimations de revenus futurs, qui ne peuvent être qu'approximatives, si bien que ces calculs sont affectés d'un coefficient d'insécurité important. Ceci est surtout valable pour les calculs concernant des immobilisations de longue durée; il est certain cependant que l'on peut en augmenter l'exactitude par l'emploi combiné de méthodes d'investigation statistiques et économiques.

M. Bereuter, directeur de la «Thüringische Gasgesellschaft» traita, dans son exposé, de l'évaluation dans les bilans des entreprises des valeurs investies, en relation avec la législation économique et fiscale en Allemagne occidentale. Il précisa tout d'abord certains concepts de l'évaluation des valeurs et traita des méthodes d'amortissement et des conditions nécessaires pour que les autorités fiscales les admettent. Celles-ci autorisent la libération des sommes provenant des amortissements et leur emploi au financement d'agrandissements d'installations. Des différences d'interprétation se font jour uniquement en ce qui concerne le choix des méthodes d'amortissement; le fisc admet maintenant sous certaines conditions les amortissements dits dégressifs, c'est-à-dire les méthodes qui consistent à fixer des taux d'amortissement plus élevés pendant les premières années de la vie des installations et moins élevés par contre pendant les années ultérieures (ce qui favorise l'auto-financement). En relation avec l'évaluation de la valeur de remplacement lorsque les prix baissent et avec la nécessité de prévoir l'extinction de la dette par les amortissements, l'orateur cita l'exemple d'une entreprise hollandaise qui établit ses bilans et ses comptes de profits et pertes en se basant sur la valeur de remplacement de ses immobilisations.

L'exposé de *M. Dessus,* directeur à l'Electricité de France, traite du «problème de l'amortissement du point de vue du calcul des prix de revient de l'énergie électrique». L'auteur s'y limite aux aspects spécifiquement économiques de la question, faisant abstraction du régime fiscal et de la législation des sociétés. Il néglige de plus les aspects financiers de l'amortissement, c'est-à-dire les pratiques tendant par exemple à profiter d'une conjoncture favorable ou à agir sur la cote en bourse des titres de l'affaire.

Il suppose qu'il est question, pour l'entrepreneur, de tirer des *conclusions* du niveau de ses prix de revient; il n'est alors pas indifférent d'introduire dans leur calcul des charges d'immobilisation douées de quelque sens économique. Le problème de l'amortissement n'est pas foncièrement différent, selon M. Dessus, de celui que pose le calcul du prix de revient des produits liés, c'est-à-dire des biens de diverses espèces produits simultanément par un même équipement, l'un de ces problèmes se situant dans le temps, l'autre dans l'espace des biens économiques. Partant de la théorie marginaliste, l'auteur définit alors le «coût de développement» pour un produit quelconque; cette définition part du principe que les accroissements de production s'effectuent en modifiant simultanément investissements et dépenses d'exploitation, de telle manière que les immobilisations restent constamment «adaptées» au nouveau programme de production. Ce coût de développement comporte des dépenses d'exploitation et des charges d'immobilisation. On peut se demander alors *quelles doivent être ces charges pour que le coût de développement ainsi calculé ait un sens économique.*

Etudiant la structure de ces charges, l'auteur constate que la plupart des immobilisations sont

périssables, de sorte que l'entrepreneur se trouve placé devant un *échéancier de dépenses ultérieures* dont les unes sont faibles et peuvent être, si l'on veut, qualifiées de dépenses d'entretien, tandis que d'autres, plus importantes, seront considérées comme des dépenses de renouvellement. C'est cet échéancier de dépenses annuelles inégales qu'il s'agit de convertir en un échéancier de dotations d'amortissement. Ce dernier sera tenu d'avoir *la même valeur actualisée* que l'échéancier des dépenses d'entretien et de renouvellement; plusieurs problèmes d'ordre financier se posent lors du calcul de l'échéancier d'amortissement, notamment celui de la stabilité de la monnaie. Le calcul des amortissements doit s'effectuer sur des valeurs d'investissements réévaluées lorsqu'il s'agit d'une dévalorisation générale du pouvoir d'achat de la monnaie.

Quant à l'étalement des amortissements au cours de la vie d'une immobilisation, si l'annuité d'amortissement peut en général être prise constante chaque année, il est des cas où l'on doit lever l'arbitraire du rythme d'amortissement par la condition — en elle-même arbitraire mais «raisonnable» — de proportionnalité entre recettes et charges totales de l'année.

M. Dessus conclut que, pour élaborer des prix de revient, qui doivent à leur tour servir de base à des prix de vente, il faut imputer *intelligemment* à une production répartie dans le temps des dépenses elles-mêmes réparties dans le temps, et indispensables à l'exécution de celle-ci. Mais il n'existe, pour ce faire, aucune règle absolue, résultant de quelque principe supérieur.

Dans son exposé «Buts et méthodes du calcul des investissements» *M. Schneider*, de l'Institut pour l'économie énergétique de l'Université de Cologne, expliqua tout d'abord que, lors du calcul des investissements, on doit compter avec les séries futures de recettes et de dépenses qui seront liées aux installations dont on prévoit la construction. Ces séries doivent être choisies de telle sorte qu'il en résulte un maximum de gain pour les sommes investies. C'est là cependant, par nature même, un but difficile à atteindre, car les recettes et les dépenses sont des grandeurs qui sont liées à l'instant où elles deviennent effectives et qui ne peuvent pas immédiatement se compenser les unes par les autres. La comparaison entre les recettes et les dépenses relatives à un laps de temps déterminé n'est possible que lorsqu'on les rapporte à un instant unique commun, en règle générale l'instant présent.

On a, pour les comparaisons économiques, trois variantes à disposition:

la «méthode de la capitalisation», la «méthode des annuités» et la «méthode du taux de l'intérêt interne».

Seule la «méthode de la capitalisation» est universellement applicable aux différents calculs économiques d'investissements.

La «méthode des annuités» a un large champ d'application dans la pratique; elle s'emploie par exemple pour résoudre les problèmes dits de remplacement.

La «méthode du taux de l'intérêt interne» est à recommander dans des cas spéciaux relativement simples, comme par exemple pour le calcul des investissements financiers.

M. W. R. Branson, technical officer du «East Midlands Gas Board», Leicester, parla des problèmes économiques qui se posent lors d'investissements de remplacement, se référant spécialement à l'industrie anglaise du gaz. Les recherches ont montré qu'en Angleterre, si les installations qui sont plus vieilles que 35 ans devaient être toutes remplacées, les charges d'immobilisation augmenteraient d'environ 6,5 % jusqu'en 1963, ceci rapporté aux prix de vente actuels du gaz. Il souligna ensuite la grande importance du facteur d'utilisation d'une installation et démontra que, malgré les charges proportionnelles élevées, les anciennes installations peuvent être employées avantageusement pour couvrir des pointes saisonnières, en supposant cependant qu'elles fassent partie d'un système de production assez étendu. En ce qui concerne la grandeur des unités de production de gaz, il considère, pour des fours verticaux, comme optimum au point de vue économique une production d'environ 280 000 m³ par jour. Il rappela finalement les avantages du planisme dans le cas d'un réseau de conduites de gaz s'étendant sur de grandes distances.

Participant à la discussion, *M. Freiberger*, directeur de la «Hamburgische Elektrizitätswerke A.-G.» et président de la VDEW, porta à la connaissance des participants quelques chiffres intéressants, concernant l'économie électrique allemande. Il rappela qu'en Allemagne le taux nominal de l'intérêt est deux fois plus élevé qu'en Angleterre (8 % au lieu de 4 %) et que 30 % des installations des entreprises d'électricité y datent de plus de 30 ans. Selon les prévisions faites jusqu'ici, les investissements des entreprises d'électricité livrant à des tiers s'élèveront annuellement au moins à 1,2 milliards de marks en moyenne des années 1951 à 1960.

M. Musil, professeur à l'école Polytechnique de Graz, traita des questions économiques qui se posent lorsqu'il s'agit d'agrandir des réseaux électriques de distribution déjà existants. Il existe pour chaque conduite une puissance transportée optimum au point de vue économique, comme il existe une relation bien définie entre la tension et la section de la conduite. Entre 0,7 et 1,4 fois la puissance optimum cependant, les coûts de transport spécifiques sont pratiquement indépendants de la puissance, de sorte que l'on peut dire que, si les conduites sont calculées convenablement, elles peuvent suffire à une augmentation de la demande de 100 %. L'orateur a établi, tenant compte de tous ces facteurs, une méthode permettant de calculer un réseau de façon optimum, étant donné l'augmentation prévue de la demande.

M. Romagnoli Mosca, directeur général de la Società Dinamo, Milan, développa des idées dont l'importance devient primordiale lorsqu'il s'agit de faire des calculs économiques et de financement pour desservir de nouvelles zones. Lorsqu'on veut distribuer l'énergie électrique dans de telles régions, on se trouve placé devant la nécessité d'investir des capitaux relativement importants, et ces investissements doivent être étudiés avec soin au point de vue économique. Est-ce que les recettes prévues permettront, au-delà de la compensation de toutes les

dépenses liées à l'immobilisation, de payer des intérêts considérés comme suffisants par l'entrepreneur? De tels calculs dépendent d'estimations, puisque les recettes et les dépenses à considérer ne deviennent effectives que dans le futur.

L'orateur exposa en détail deux procédés susceptibles de déterminer la demande d'énergie actuelle et future, et de prévoir les recettes.

1. Etude du marché sur place par échantillonnage (méthode très onéreuse),
2. Méthode fondée sur les résultats de cas analogues passés, tout en tenant compte de coefficients de sécurité suffisants; il est nécessaire de considérer dans ce but des groupes de consommateurs et des zones économiques de caractère uniforme.

M. F. Ortmeier, directeur des «Licht- und Kraftwerke A.-G.», Munich, développa le thème «Rapport du capital-actions au capital-obligations et ses conséquences fiscales».

Le capital est, du point de vue de l'économie de l'exploitation, provision de biens. En principe, on ne peut parler de capital propre que dans le cas d'une société de personnes. Dans le cas d'une société de capital on entend par là le capital-actions et par capital étranger en règle générale le capital-obligations. La question rapport du capital-actions au capital-obligations intervient lors de la fondation d'une nouvelle société ou de l'élargissement d'une entreprise existante.

Les branches économiques de la production d'énergie exigent, comme le montre le calcul des besoins en capitaux, par suite du volume important de leurs immobilisations, l'investissement d'importants capitaux; le roulement du capital y est d'autre part moins rapide que dans d'autres branches de l'économie, ce qui se traduit par des charges d'immobilisation plus élevées. Le capital-actions devrait en principe couvrir les biens courant des risques, le capital-obligations les biens sûrs. Alors qu'autrefois on n'envisageait des émissions d'obligations que lors d'un élargissement de l'entreprise, les branches économiques nécessitant d'importants investissements financent aujourd'hui leurs immobilisations dès le début en grande partie au moyen d'obligations.

Chaque financement à long terme, soit par émission d'obligations, soit par émission d'actions, demande la présence d'un puissant marché du capital.

En ce qui concerne le choix entre capital-actions et capital-obligations, il est important de faire en sorte que les charges d'intérêt ne dépassent pas le rendement même du capital-obligations introduit dans l'entreprise. D'autre part, il est à remarquer que les charges d'intérêt sont des charges fixes, qui ne peuvent être diminuées en cas de crise.

L'auto-financement — gains investis à nouveau dans l'entreprise — qui a dû être pratiqué sur une large échelle depuis 1945, est d'une valeur très douteuse malgré ses nombreux avantages, lorsqu'il est pratiqué sans scrupules et non ouvertement; il est d'ailleurs en opposition avec le principe même de la société par actions.

A l'aide de différents tableaux, l'orateur montra les conditions réelles existant au point de vue du capital dans les sociétés par actions allemandes en général, et dans celle des branches de production d'énergie en particulier, depuis la réforme monétaire. Il est important de relever que le financement par actions fut à peu près inexistant depuis cette date par suite de la faiblesse du marché du capital, et que le financement par obligations à long terme a doublé d'importance durant l'époque s'étendant de la réforme monétaire à la fin de l'année 1951, mais que la part de ce financement au capital total comme au financement des immobilisations n'a pas encore atteint les chiffres des années 1934/35. Les branches économiques de la production d'énergie dans leur ensemble avaient, fin 1952, financé un tiers de leurs immobilisations par obligations.

Au cours de la partie de l'exposé traitant des conséquences fiscales, l'orateur demande pour la production d'énergie, en ce qui concerne l'impôt sur le roulement de capital (Kapitalverkehrssteuer), le même traitement que pour les armateurs et les sociétés pour la construction de logements. Quant aux impôts sur la fortune et le revenu, l'orateur constate qu'en ce moment en Allemagne une société est fiscalement d'autant plus favorisée qu'elle est financée en plus grande proportion par le moyen d'obligations. Cependant, comme un capital-actions suffisant est une condition sine qua non pour un financement convenable par obligations, la législation devra absolument supprimer d'ici peu les barrières empêchant aux actions de retrouver, sur le marché du capital, leur position passée.

Au cours de la discussion qui suivit, la question fut posée si, puisque les entreprises de production d'énergie sont moins sensibles aux crises et sont par nature plus sûres que les entreprises industrielles, on ne pourrait pas admettre pour les premières un rapport plus grand du capital-obligations au capital-actions.

H. Spaar.

Cinquième Congrès international des grands barrages

Nous tenons à rappeler ici que le cinquième Congrès international des grands barrages aura lieu au début de juin 1955. Le Congrès lui-même se tiendra à Paris du 31 mai au 4 juin. Suivront des excursions en France, du 4 au 9 juin, puis des tournées d'études en Afrique du Nord jusqu'au 17 juin.

Les questions inscrites à l'ordre du jour sont les suivantes:

No 16: Projet et construction de barrages sur sols perméables et méthodes de traitement de la fondation.

No 17: Bilan économique et sécurité des différents types de barrages en béton.

No 18: Tassement des barrages dû à la compressibilité des matériaux constitutifs du barrage ou de la fondation, y compris les questions liées aux tremblements de terre.

No 19: Effet du dosage en ciment sur le comportement observé:

a) des barrages poids (intérieur et extérieur);
b) des barrages voûtes;
c) des barrages à contreforts;
et influence de ce dosage sur la perméabilité et la résistance au gel.

Le délai pour la remise des rapports particuliers est fixé de rigueur au 1er septembre 1954.

Nous espérons que, vu la proximité du lieu de réunion, la participation de notre pays sera réjouissante.

Rédaction des «Pages de l'UCS»: Secrétariat de l'Union des Centrales Suisses d'Electricité, Seefeldstrasse 301, Zürich 8, téléphone (051) 34 12 12; compte de chèques postaux VIII 4355; adresse télégraphique: Electrunion Zürich.
Rédacteur: *Ch. Morel*, ingénieur.
Des tirés à part de ces pages sont en vente au secrétariat de l'UCS, au numéro ou à l'abonnement.