

Zeitschrift: Bulletin de l'Association suisse des électriciens
Herausgeber: Association suisse des électriciens
Band: 50 (1959)
Heft: 23

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: 22.02.2026

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

Production et distribution d'énergie

Les pages de l'UCS

Les installations de télécommande à fréquence musicale des entreprises suisses d'électricité

par A. Zeindler, Schaffhouse

621.398 : 621.311(494)

Comme nous l'avions annoncé dans le Bulletin ASE, «Pages de l'UCS», 50^e année (1959), n° 15, a eu lieu les 4 et 5 juin 1959 à Gmunden (Haute Autriche) une réunion de spécialistes autrichiens, allemands, suisses et français au sujet des expériences faites dans le domaine de la télécommande à fréquence musicale. Nous avons le plaisir de reproduire ci-après la conférence que M. A. Zeindler, directeur du Service de l'électricité de la Ville de Schaffhouse, a tenue à l'occasion de cette manifestation.

L'auteur donne d'abord un résumé du développement et de l'extension des installations de télécommande à fréquence musicale en Suisse jusqu'à la fin de l'année 1958 et passe ensuite aux questions relatives à l'introduction de la télécommande et aux avantages d'exploitation de ces installations. Pour finir il s'exprime brièvement sur les expériences faites avec les appareillages d'émission et de réception.

Nous avons l'intention de publier dans nos prochains numéros, *in extenso* ou sous forme d'extraits, quelques autres conférences prononcées à la réunion de Gmunden, en tenant compte également des points essentiels de la discussion. réd.

Wie wir bereits in einer kurzen Notiz im Bulletin SEV, «Seiten des VSE», 50. Jg. (1959), Nr. 15, mitgeteilt haben, fand am 4. und 5. Juni 1959 in Gmunden (Oberösterreich) eine Tagung österreichischer, deutscher, schweizerischer und französischer Fachleute statt, die sich über ihre Erfahrungen auf dem Gebiete der Netzkommandoanlagen aussprachen. Anlässlich dieser Tagung hielt A. Zeindler, Direktor des Elektrizitätswerkes der Stadt Schaffhausen, ein Referat, das wir nachstehend im Wortlaut veröffentlichen.

Der Verfasser gibt einleitend einen Überblick über die Entwicklung und die Verbreitung der Netzkommandoanlagen in der Schweiz bis Ende 1958 und berichtet alsdann über die Fragen, die sich im Zusammenhang mit der Einführung einer Netzkommandoanlage stellen, sowie über die betrieblichen Vorteile solcher Anlagen. Zum Schluss äussert er sich kurz über die Erfahrungen mit den Sende- und Empfangsapparaturen.

Einige weitere Referate, die Gegenstand der Tagung in Gmunden waren, werden wir in den nächsten Nummern vollinhaltlich oder auszugsweise veröffentlichen und dabei auch das Wesentliche der Diskussion berücksichtigen. Red.

Développement et extension des installations de télécommande à fréquence musicale en Suisse

La première installation de télécommande à fréquence musicale a été mise en service en 1939 par le Service de l'électricité de Thoune. Il s'agissait d'une installation selon le système *Actadis* réalisée par la Compagnie des compteurs; elle travaillait avec la fréquence de base de 370 Hz et 10...13 fréquences pour les différentes commandes. Cette installation servit au début à vrai dire uniquement pour la commande de l'éclairage public; peu à peu, on l'étendit à d'autres commandes et actuellement l'installation de Thoune comporte plus de 4100 récepteurs. Cinq ans plus tard, le Service de l'électricité de Genève mit en service une installation du même genre construite également par la Compagnie des compteurs. En 1946 la Ville de Zoug a commencé à réaliser la première installation basée sur le système à intervalles d'impulsion développé par la Maison *Landis & Gyr* et travaillant à la fréquence musicale de 475 Hz. Au cours des trois années suivantes, des installations analogues ont été mises en service successivement par les Services industriels de Coire (système *Zellweger* travaillant à 2000 Hz), par la Ville de Schaffhouse et par le Service de l'électricité de Davos (système *Landis & Gyr* sur fréquences de 475 et 485 Hz).

Il existe aujourd'hui en Suisse 136 installations totalisant environ 120 000 récepteurs; les fréquences utilisées varient entre 192 et 2400 Hz. Les fréquences les plus employées sont celles de 475 et 485 Hz que l'on trouve dans 46 réseaux; 25 entreprises utilisent la fréquence de 725 Hz, 12 celle de 194 Hz, 10 celle

de 1050 Hz, alors que la fréquence 2400 n'est utilisée que dans un seul cas. À part Genève ce sont surtout les petites entreprises communales ou urbaines qui ont introduit les premières la commande à distance dans leur réseau. Par la suite, les grandes entreprises régionales ont commencé aussi à réaliser des installations à titre d'essai puis, sur la base des expériences acquises, à passer commande d'installations définitives pour des secteurs limités de leurs réseaux. Parmi les grandes villes, Genève est jusqu'à présent la seule à avoir étendu la télécommande à l'ensemble de son réseau; Zurich et Lausanne commencent seulement à développer la leur. Les services de Berne et Bâle ont décidé de continuer provisoirement à utiliser les horloges. L'appareillage d'émission et de réception des installations en service en Suisse a été construit par les maisons suivantes: *Landis & Gyr* 96 installations, *Zellweger* 27, *S. A. Brown, Boveri & Cie* 4, *Sauter* 4, Compagnie des compteurs 2 et *Hasler* 1 installation. L'injection de la fréquence musicale est faite en moyenne tension de 2000...16 000 volts dans le 68 % des installations, alors que le 32 % des entreprises, pour la plupart de petites entreprises communales, pratiquent l'injection à la tension d'utilisation 220/380 volts. Le 55 % des installations sont à injection en parallèle et le 45 % en série.

Cette statistique des installations suisses de commande à distance reflète clairement le développement de la technique des télécommandes de 1939 à nos jours. Il est intéressant de constater qu'à part quelques exceptions motivées, une tendance très nette se manifeste vers l'emploi de fréquences inférieures à 200 Hz avec injection en série.

Les recommandations de l'UCS

En 1950, l'Union des Centrales Suisses d'électricité (UCS) a constitué une commission pour les questions de télécommande. Voici brièvement résumés quelques-uns des points importants du programme de travail très étendu établi à cette époque:

1. Elaboration de recommandations ou de directives à l'intention des entreprises;
2. Fonctions à assurer par les installations de télécommande;
3. Couplage des émetteurs;
4. Choix de la fréquence musicale;
5. Fixation de la puissance d'émission;
6. Nécessité des circuits bouchons pour limiter les pertes d'énergie à fréquence musicale et éviter les influences mutuelles entre réseaux voisins;
7. Principes de fonctionnement des récepteurs (caractéristique d'excitation, puissance, etc.);
8. Comparaison économique des différents systèmes de télécommande entre eux et par rapport au système de commande par horloges;
9. Elaboration d'un plan de répartition des fréquences.

Ces études ont abouti à la publication en novembre 1952 par le Comité de l'UCS de *Recommandations pour les installations de télécommande à fréquence musicale*. Ces recommandations ont été certainement très précieuses pour toutes les entreprises qui songeaient à acquérir une installation de commande à distance; en effet, elles contiennent non seulement une description des caractéristiques techniques essentielles des différents systèmes et les expériences faites avec ceux-ci, mais aussi de nombreux conseils relatifs aux possibilités d'utilisation et des indications intéressantes sur les aspects économiques du problème.

Toutefois, le progrès technique à l'influence duquel les fabricants ne sauraient se soustraire a rendu entre-temps pratiquement complètement illusoire une des recommandations de la commission de l'UCS, considérée à l'origine comme très importante. Il s'agit du *plan de répartition des fréquences* établi en vue de réaliser une certaine coordination entre les entreprises. Ce plan fixait des valeurs précises de fréquences comprises entre 475 et 3000 Hz. La fréquence de 475 Hz était prévue principalement pour les réseaux à tension relativement élevée avec de multiples transformations et la fréquence de 600 Hz devait être réservée à l'injection en série dans les réseaux à basse tension dans lesquels la 11^e et la 13^e harmonique n'ont qu'une faible amplitude.

Des exceptions à ce plan n'étaient alors considérées comme admissibles qu'à la condition qu'une entente préalable intervienne entre les entreprises voisines s'influençant mutuellement et après avoir procédé à un examen approfondi des conditions particulières des réseaux en présence.

En réalité, les installations, surtout celles mises en service récemment, utilisent des fréquences intermédiaires non prévues par le plan et aussi des fréquences inférieures à 200 Hz comme nous l'avons déjà signalé. Il ne pouvait d'ailleurs guère en être autrement car les directives les mieux établies ne sauraient faire obstacle à un réel progrès technique. Aussi la commission a-t-elle récemment tiré les conséquences de cette situation de fait et adressé au Comité de l'UCS la recommandation suivante approuvée à l'unanimité de ses membres:

1. Il n'est pas donné suite au projet de plan rigide de fréquences valable pour toute la Suisse.

2. Lors de l'étude d'une installation de télécommande, la centrale en cause doit communiquer les fréquences envisagées aux entreprises d'électricité avec les réseaux desquelles elle se trouve directement ou indirectement reliée, et dans lesquels les signaux de commande pourraient créer des perturbations.

3. En particulier, les entreprises de revendeurs reliées à un grand réseau interurbain doivent faire connaître leurs projets à leur fournisseur comme aux entreprises voisines et cela avant la commande de l'installation. Le réseau fournisseur peut se réservé une ou plusieurs fréquences qu'il doit communiquer à ses revendeurs.

Introduction de la télécommande dans le réseau du Service de l'électricité de la ville de Schaffhouse

Les raisons qui amènent les dirigeants d'une entreprise d'électricité à étudier l'introduction de la commande à distance sont dans la plupart des cas les mêmes que celles qui furent déterminantes à Schaffhouse.

Les avantages que nous en attendions étaient les suivants:

1. Une meilleure utilisation des excédents d'énergie de nos propres installations de production grâce à l'élasticité obtenue dans l'enclenchement de groupes de chauffe-eau à durées de chauffe différentes.
2. Elimination des horloges à programme hebdomadaire, compliquées et coûteuses, qui étaient nécessaires pour l'enclenchement des chauffe-eau en fin de semaine.
3. La suppression des changements d'horaires sur les horloges au printemps et en automne; ces opérations nécessitaient deux équipes de quatre hommes pendant 4...5 semaines.
4. Nos horloges accusaient un état d'usure avancé. Près du 10 % du parc était à réviser chaque année ce qui demandait 8...9 h par appareil.
5. La commande de l'éclairage public se faisait au moyen d'horloges à correction astronomique et notre intention était d'assurer cette commande de manière beaucoup plus rationnelle au moyen d'une cellule photoélectrique agissant par l'intermédiaire de la commande à distance.

Le choix du système et du fabricant et, par là même, dans certaines limites, aussi de la fréquence est déterminé dans la plupart des cas principalement par la structure et le couplage des installations de production et de distribution, ainsi que par le mode d'exploitation, la construction et l'extension du réseau à alimenter.

Dans notre cas, l'un des facteurs déterminants a été par exemple l'existence en un certain point du réseau d'une triple transformation de la tension de 2000 à 10 000, puis à 2000/380/220 volts. La possibilité offerte par l'une des installations d'essai d'obtenir en ce point, à pleine charge et malgré les conditions défavorables, une tension à fréquence musicale encore égale à 2,3 % de la tension secondaire, a exercé une influence sur le choix du système, en dépit des avantages indéniables que présentaient les solutions proposées par d'autres maisons concurrentes.

La fréquence musicale est produite par deux groupes convertisseurs à réglage de fréquence dont l'un sert de réserve. Le réglage de fréquence est, il est vrai, un peu plus coûteux, mais il présente l'avantage que les circuits bouchons peuvent être dimensionnés pour une plage de fréquence plus étroite, ce qui réduit un peu leur coût par rapport à la solution avec fréquence non réglée.

La superposition du courant musical au courant du réseau à 50 Hz s'effectue par injection en paral-

lèle. Ce choix a été dicté par le fait que l'énergie d'appoint nous était encore fournie à cette époque directement par le réseau à 10 kV du fournisseur, sans transformation intermédiaire, de sorte que l'installation de circuits bouchons était nécessaire de toute manière. Des bouchons de fréquence ont dû également être installés à nos frais dans un certain nombre de fabriques où se trouvaient de nombreux condensateurs décentralisés. Il faut reconnaître que ces installations de blocage sont relativement coûteuses. Mais nous avons complété depuis nos dispositions tarifaires par une clause selon laquelle tous les condensateurs doivent être équipés de filtres de blocage, aux frais du consommateur. Cette prescription est applicable aux installations d'éclairage à tubes luminescents ou lampes fluorescentes de même qu'aux installations de force motrice dans lesquelles l'adjonction de condensateurs est exigée pour améliorer le facteur de puissance.

Avantages d'exploitation des installations de commande à distance

Au cours des délibérations de la commission de l'UCS pour les questions de télécommande, des échanges de vues ont eu lieu périodiquement au sujet des expériences réalisées; ces discussions qui ont porté pratiquement sur tous les systèmes et genres de construction connus, ont abouti aux conclusions générales suivantes:

Pour la commande des tarifs et l'enclenchement des divers groupes d'appareils consommateurs, il suffit en général de 20 paires de signaux. Si l'on dispose d'un plus grand nombre de combinaisons, celles-ci peuvent être réservées à d'autres usages. Certains systèmes permettent d'envoyer à chaque instant les signaux strictement nécessaires à l'opération envisagée tandis qu'avec d'autres systèmes, il n'est pas possible de transmettre un ordre isolé sans exécuter l'ensemble du programme d'émission. Toutefois, il est recommandable d'effectuer chaque soir à un moment déterminé un cycle complet d'émissions pour assurer les corrections qui pourraient éventuellement être nécessaires à la suite de déclenchements qui n'auraient pas été signalés. Dans les bâtiments d'habitations, les récepteurs sont équipés généralement pour 2...4 paires de commandes, selon la structure des tarifs de l'entreprise; l'une est utilisée pour la commutation des tarifs, la seconde pour le blocage de certains appareils, les autres servent de réserve. Dans les immeubles commerciaux on est amené à prévoir dans certains cas jusqu'à 6 paires de commandes car il faut assurer en plus l'enclenchement de l'éclairage des vitrines. Il est vrai qu'il est souvent difficile de satisfaire tous les désirs de la clientèle et il est quelquefois préférable d'opposer un refus à un abonné trop exigeant plutôt que de lui réservier un horaire spécial.

Les installations de commande à distance rendent des services particulièrement précieux pour le contrôle du fonctionnement des chauffe-eau. Suivant l'équipement du réseau de distribution on peut faire usage de la possibilité d'adapter les périodes de fonctionnement de différents groupes de chauffe-eau prévus pour 4, 6 ou 8 heures de chauffe, à l'allure de la courbe de charge. En outre on peut combiner avec une certaine souplesse les horaires de blocage des

machines à laver ou des installations de chauffage d'après l'allure des disponibilités.

Bien que les recommandations de la commission technique le déconseillent, un certain nombre d'entreprises urbaines et communales utilisent leur installation de commande à distance pour des fonctions étrangères aux besoins directs de l'entreprise, comme par exemple pour alarmer les pompiers ou les équipes de déblaiement de la neige. Toutefois, il existe en général un choix de combinaisons assez grand pour permettre une telle extension et dans ce cas il est juste, surtout pour les entreprises municipales, d'utiliser ces possibilités rationnelles dans l'intérêt de la communauté.

Les installations de commande à distance présentent un avantage appréciable en cas de perturbation sur le réseau, lorsque à la suite du déclenchement d'une station transformatrice il faut procéder à des manœuvres sur le réseau basse tension. Comme en cas d'interruption les abonnés enclenchent fréquemment la plupart de leurs lampes et appareils, le couplage de portions de réseaux jusqu'alors séparées entraîne des surcharges qui font fondre les fusibles des départs. On peut éviter cet inconvénient en provoquant la coupure de tous les appareils télécommandés, immédiatement après le couplage des deux portions de réseau, après entente téléphonique avec le poste de commande de l'usine. Il va sans dire qu'à part les blocages déjà mentionnés il ne faut pas se faire trop d'illusions sur les possibilités de modifier efficacement l'allure de la courbe de charge; mais il est évident que grâce à la souplesse offerte par la commande à distance il est possible de s'adapter relativement rapidement à des modifications imprévues de la courbe de charge. Toutefois, il est incontestable que l'on peut aussi obtenir une distribution judicieuse des durées de fonctionnement des chauffe-eau ou des installations de chauffage au moyen d'horloges.

En Suisse, les détracteurs de la commande à distance utilisent surtout ce dernier argument en ajoutant non sans raison qu'il est facile de déceler le mauvais fonctionnement d'une horloge alors qu'avec les télérelais, il se peut qu'après un défaut momentané les commandes subséquentes soient transmises correctement. A part certaines considérations économiques de caractère individuel les principaux arguments avancés contre l'acquisition d'une installation de commande à distance résident dans les avaries survenant aux récepteurs et la fréquence apparemment plus grande des défauts de fonctionnement par rapport aux horloges modernes.

Expériences faites avec les appareillages d'émission et de réception

Les appareillages d'émission des fabrications éprouvées en Suisse ont donné entière satisfaction mis à part quelques défauts insignifiants tels qu'il peut s'en produire au début de l'exploitation de toute installation relativement compliquée du même genre; même pendant les années d'introduction elles n'ont dû être remplacées qu'exceptionnellement. En revanche les récepteurs ont subi de nombreuses modifications d'après les expériences réalisées et des types sans cesse perfectionnés ont été développés et mis en service. Dans les premières séries, des défauts

très variés se sont manifestés avec les appareils de toutes provenances. Ces défauts se sont produits principalement aux contacts principaux lesquels étaient construits à l'origine pour une intensité de 5 A au maximum. Très souvent, il est vrai, la faute incombe au personnel d'exploitation des entreprises électriques qui prêtait beaucoup trop peu d'attention au fait que les courants d'enclenchement atteignent la plupart du temps un multiple du courant nominal des appareils raccordés. Aussi s'est-on mis récemment à construire les contacts principaux pour 10...20 A. Malgré cela, de nombreuses entreprises utilisent maintenant systématiquement des contacteurs séparés pour l'enclenchement et le déclenchement des chauffe-eau, des machines à laver etc. les récepteurs n'ayant à supporter que le signal de commande. D'autres défauts relativement moins importants, dans la proportion de 1...5 % se sont produits avec les bobines de relais à bascule, les circuits de résonance et les filtres; on constate aussi quelquefois une diminution de la pression de contact ou une déformation des lames dans les récepteurs. Par contre, on a pu constater nettement l'absence de toute influence extérieure, de même aucune perturbation due aux orages n'a pu être enregistrée. En ce qui concerne l'influence sur les appareils de radio, les seuls cas constatés sur des appareils en parfait état se sont produits lorsque la tension en fréquence musicale dépassait 4,5 % au point considéré.

En résumé, on peut affirmer qu'avec les télérelais modernes la proportion des défauts n'atteint plus que 1...3 % au maximum alors que le temps nécessaire pour la révision d'un télérelais est à peine le $\frac{1}{3}$ de celui nécessaire pour une horloge. Il va sans dire qu'il est indispensable d'exercer une surveillance soignée sur l'ensemble de l'installation de télécommande ainsi qu'un contrôle de la tension de commande aux différents points du réseau.

Perspectives d'avenir

Il est délicat de formuler des conclusions quant au développement futur de la commande à distance

en Suisse. Il semble bien que les fréquences musicales dépassant notablement 1050 Hz n'entreront plus en considération que de façon très limitée pour de petits réseaux. En revanche, une certaine préférence s'est manifestée récemment pour les fréquences de moins de 200 périodes sous l'influence de la décision prise par l'Electricité de France (EDF). Mais il ne faut pas négliger le fait que contrairement à ce qui se passe en Suisse, l'EDF domine pratiquement complètement la distribution d'énergie électrique dans toute la France. C'est pourquoi elle est en mesure d'imposer l'injection en série à 175 Hz au centre d'un réseau alimenté radialement. Cette solution serait inappliquable dans notre pays où la structure fédérale se retrouve dans le domaine de la distribution d'énergie électrique. L'injection en parallèle continuera donc à être appliquée pour des raisons économiques, car la plupart des grands réseaux de distribution comportent au moins deux points de couplage avec les réseaux voisins. La valeur de la fréquence musicale devra être choisie de cas à cas sur la base du calcul de l'impédance des lignes et en tenant compte de l'influence de la capacité des câbles; pour autant que l'on ne prévoit pas l'injection en série, il est probable qu'elle restera comprise principalement entre les limites de 475 et 1050 Hz.

Cependant il est certain que le développement technique se poursuivra aussi dans le domaine des commandes à distance et apportera peut-être des solutions nouvelles et espérons le aussi meilleur marché. Cela ne devrait toutefois empêcher personne de prendre des décisions dès maintenant car les expériences faites permettent d'affirmer en toute certitude que les installations de commande à distance fonctionnent de manière satisfaisante et rendent les services que l'on en attendait.

Fr. : Du.

Adresse de l'auteur:

A. Zeindler, directeur du Service de l'électricité de la Ville de Schaffhouse, Schaffhouse.

Communications de nature économique

La vente de l'énergie électrique au coût marginal
[d'après W. Janssen. Die Strompreisbildung auf Grenzkostengrundlage, Elektrizitätswirtschaft, 58^e année (1959), n° 15, p. 513 et suivantes] 621.311.1.003.13 : 338.5

La formation des prix de l'énergie électrique dans le passé

La quantité d'énergie électrique consommée par une collectivité représente aujourd'hui l'un des principaux facteurs qui déterminent le volume de l'activité économique ainsi que le niveau de vie de cette collectivité. Le prix de vente de l'énergie électrique revêt donc une grande importance sous le triple aspect économique, social et politique. Or, il est précisément difficile dans l'industrie de l'énergie électrique de trouver des prix qui soient justes à la fois du point de vue de l'économie générale et de celui de l'entreprise. Ces difficultés proviennent en partie de la situation proche du monopole qui est celle des entreprises d'électricité et en partie aussi des particularités de nature technique et économique que présentent la production et la distribution d'énergie électrique.

L'évolution historique de la tarification de l'énergie électrique a conduit en général à des tarifs comprenant une taxe proportionnelle et une redevance de puissance. La taxe proportionnelle est calculée pour couvrir les frais variables, tandis que la redevance de puissance est destinée à couvrir les frais fixes, qui représentent une partie importante du coût de revient total. Cette division en deux termes permet à l'entreprise d'éviter en grande partie le risque que constituent les frais

fixes. Il existe cependant d'autres tarifs où cette division n'existe pas, par exemple les tarifs au compteur à tranches fixes et à échelons.

Un théorème important qui a régi la formation des prix dans le passé est celui de leur conformité par rapport aux coûts pour les diverses applications ou groupes d'abonnés. Il en résulte des prix différents selon la durée d'utilisation et la participation à la pointe de charge. Il existe aussi des différences de prix qui ne se fondent pas sur les coûts, mais nous n'en parlerons pas ici.

Même lorsque les tarifs tiennent compte des différences de coût de revient entre les différentes fournitures, les prix de vente ne sont pas conformes aux coûts, car le coût de revient du kWh est variable même au sein d'une fourniture donnée. C'est ainsi, par exemple, que le coût de revient d'un kWh est sensiblement plus élevé durant la pointe d'hiver qu'en dehors de cette pointe, ce dont il n'est généralement pas tenu compte dans les tarifs, sauf en ce qui concerne l'énergie de nuit. Il est même pratiquement impossible de tenir compte de ces différences, car avec les moyens ordinaires employés par l'industrie les coûts de revient de l'énergie électrique ne peuvent pas être calculés avec suffisamment de précision. En réalité, tous les prix de l'énergie électrique doivent donc être considérés comme n'étant que des approximations ou des valeurs moyennes. Les liens entre les coûts et les prix ne sont que très lâches et les prix ne s'établissent pratiquement pas sur la base de l'offre et de la demande.

C'est dans cette situation que les spécialistes de la tarification de l'EDF, *Dessus* et *Boiteux*, ont tenté de trouver de nouvelles bases pour la formation des prix de l'énergie électrique. Au cours des années, les prix et les tarifs de l'énergie électrique avaient évolué de façon très diverse, surtout en France. Après la nationalisation de l'industrie de l'énergie électrique dans ce pays, il convenait donc d'unifier les prix en partant de bases économiques sûres. Le résultat de ces recherches est l'introduction du principe de la vente au coût marginal. Les théories françaises ont été très remarquées, mais aussi fortement critiquées sur le plan international. En Allemagne également, les premiers pas ont été faits au cours des dernières années vers la vente au coût marginal, en particulier en ce qui concerne la différenciation entre les prix d'été et d'hiver.

La formation des prix sur la base du coût marginal à long terme¹⁾

Lorsqu'une entreprise veut agrandir ses installations, le bailleur de fonds compare la rentabilité des investissements nécessaires avec le prix qu'il est possible d'obtenir. Ses calculs ne se fondent pas sur le coût marginal classique à court terme²⁾, tel qu'il a été défini plus haut; il se demande, au contraire, si les frais supplémentaires, y compris les frais fixes, qui résultent des quantités supplémentaires à produire, pourront être couverts par le prix du marché. Il s'agit donc au fond là aussi d'un raisonnement marginal, mais à long terme, qui englobe également les frais que l'on considère généralement comme fixes. Etant donné que le coût marginal à long terme ainsi défini représente le coût d'une installation «nouvelle» encore à construire, il sera désigné par l'expression «innovatorische Grenzkosten». Jusqu'ici, dans tous les ouvrages traitant de cette question, on a utilisé l'expression «coût de développement», mais celle-ci n'est pas satisfaisante car elle est aussi utilisée en liaison avec d'autres processus économiques³⁾.

La courbe de l'offre d'une entreprise industrielle moderne est donc identique à celle du coût de développement, et non plus comme autrefois à celle du coût marginal à court terme. Il convient d'ajouter que le coût de développement est identique au coût moyen futur d'une installation future dans une situation économique donnée. D'après ce raisonnement, le prix se forme donc à l'intersection de la courbe du coût de développement et de celle de la demande.

Coût marginal et formation des prix dans l'industrie de l'énergie électrique

La théorie selon laquelle les prix se forment à l'intersection des courbes de l'offre et de la demande n'est valable que pour le marché concurrentiel. Ce principe de formation des prix doit encore être étendu au cas du marché de l'énergie électrique, dont le caractère est voisin du monopole. L'intersection entre les courbes de l'offre et de la demande ou entre les courbes du coût marginal et de la demande doit en quelque sorte être déterminée artificiellement. Ce faisant, il convient, ainsi qu'en l'a déjà dit, de se fonder sur le coût de développement et non pas sur le coût marginal à court terme. Dans ce

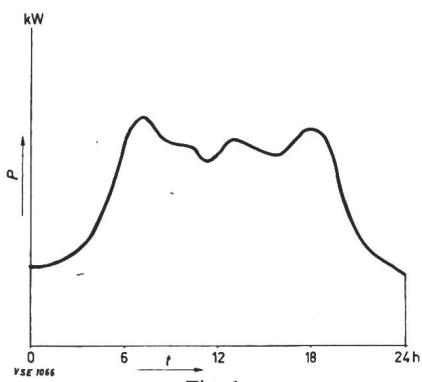


Fig. 1

Courbe de charge journalière d'une entreprise de distribution
P charge
t temps

¹⁾ Dans le texte original en allemand, l'auteur a introduit le terme nouveau «innovatorische Grenzkosten».

²⁾ Au sujet des relations entre les coûts et les prix voir W. Goldschmid, Principes de tarification pour l'énergie électrique, Bull. ASE, Pages de l'UCS, 49^e année (1958), n° 1, p. 3 et suivantes.

³⁾ Dans la suite de la traduction, c'est néanmoins l'expression «coût de développement» qui a été employée (rééd.).

qui suit, on se référera en partie aux démonstrations des spécialistes français. A cause du manque de place, on a renoncé, toutefois, à analyser les théories françaises et à porter un jugement sur elles. En quelques mots, on peut dire cependant que les français partent tout d'abord du coût marginal à court terme et que ce n'est que plus tard qu'ils répartissent les frais fixes, en quittant alors toutefois en partie le principe du coût marginal.

La fig. 1 représente la courbe de charge journalière d'une entreprise de distribution. La capacité des installations est utilisée différemment à chaque moment de la journée. Une courbe analogue peut être tracée pour chaque jour de l'année. Si l'on porte sur un graphique les puissances absorbées rangées dans l'ordre de leur durée d'utilisation croissante, on obtient la courbe de la fig. 2, dite courbe de charge annuelle monotone. Dans cette représentation graphique, on admet que la centrale tout entière est théoriquement divisée en unités de production d'un kW de puissance, qui participent durant un certain nombre d'heures par an à la production d'énergie électrique. A chaque kW de puissance est donc liée une quantité annuelle déterminée de kWh, qui représente en même temps la durée d'utilisation de l'unité de production considérée. La dernière unité mise à contribution à chaque moment est appelée «kW limite».

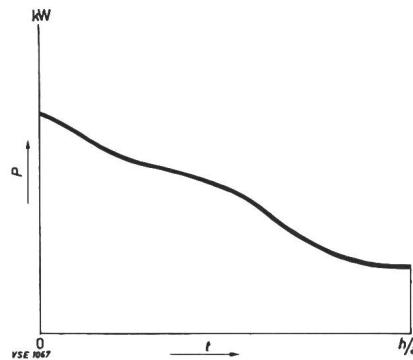


Fig. 2
Courbe de charge annuelle monotone
P charge
t durée d'utilisation

On peut représenter graphiquement le coût de développement en fonction de la durée d'utilisation. On obtient ainsi la courbe du coût de développement de la fig. 3. L'allure de cette courbe montre de façon frappante la dégression des coûts provenant d'une amélioration de la durée d'utilisation.

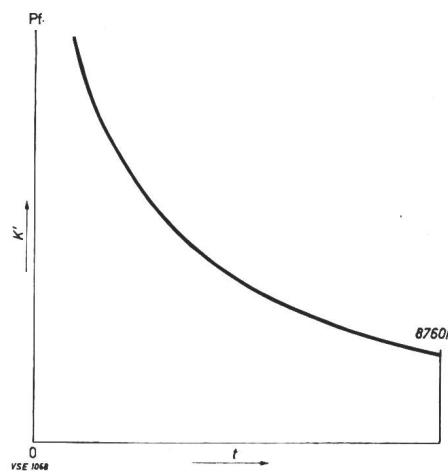


Fig. 3
Courbe du coût marginal pour une entreprise d'électricité
K' «innovatorische Grenzkosten»
t durée d'utilisation

Sur la base du raisonnement qui précède, le coût marginal est donné à chaque instant par le coût de développement lié au kW limite correspondant. Il en résulte, théoriquement, un autre prix pour chaque heure de l'année, prix auquel la demande réagit par un accroissement ou une diminution de la quantité demandée. On doit tenir compte aussi exactement

que possible à l'avance de la réaction de la demande, car un alignement des prix sur des prix de concurrence est impossible. Comme les prix augmentent à mesure que la durée d'utilisation diminue, les pointes de charge de l'entreprise sont atténuées. Si l'on n'évalue pas correctement la réaction des consommateurs, il peut se former une nouvelle pointe à un autre moment, ce qui est déjà arrivé en pratique. Cependant, pour autant que des pointes continuent d'exister, les frais qu'elles provoquent ne sont pas mis à la charge de tous les consommateurs, mais seulement de ceux qui participent à la pointe par leur demande et qui sont donc de toute évidence prêts à payer le prix correspondant.

En pratique, un échelonnement des prix de l'énergie électrique en fonction de la durée d'utilisation de chaque kW limite, c'est-à-dire l'introduction d'un prix différent pour chaque heure, est naturellement impossible. On doit se contenter d'une division plus grossière, dans le genre de celle qu'ont introduite les français, qui ont échelonné les prix selon les heures de pointe d'hiver, les heures pleines d'hiver et d'été et les heures creuses d'hiver et d'été. Au lieu des unités de production d'un kW considérées plus haut, on distingue donc cinq capacités partielles fictives pour lesquelles le coût marginal et le prix doivent être déterminés à l'aide du procédé décrit. Un exemple pratique de ce calcul sera donné plus loin.

Lorsqu'on détermine les prix sur la base du coût de développement, le problème des frais fixes, qui a causé tant de tracas aux français, disparaît automatiquement. De même, les difficultés relatives à la répartition des frais de transport et de distribution, qui, si on les considère statiquement, sont pratiquement indépendants de la quantité produite et doivent donc être considérés comme des frais fixes, se résolvent elles aussi automatiquement. En ce qui concerne la répartition des frais fixes sur les divers kWh distribués, on s'inspirera des conceptions françaises sur le classement technique des niveaux de distribution. On considère comme «réseau commun» les parties d'installations dont la courbe de charge suit celle des installations de production, telles que par exemple les installations de transport. L'utilisation absolue de ces installations est si élevée que les aléas de la consommation d'un usager particulier disparaissent dans la grande masse et que l'addition de la charge d'un usager particulier ne change pratiquement pas la courbe totale. Les frais afférents à ce réseau commun, y compris les pertes, qui varient en fonction de la charge, peuvent donc être ajoutés au coût de développement de la production. De cette façon, les frais de distribution relatifs au réseau commun sont répartis sur les divers kWh d'une façon conforme au principe du coût marginal. Par contre, la consistance du réseau appelé «réseau semi-individuel» dans les études françaises n'est pas liée à la charge globale de l'ensemble des usagers, mais à la puissance absorbée par certains groupes d'abonnés. Il est donc proposé de répartir les frais afférents à ce réseau — comme dans la tarification française — sur la base de la puissance raccordée et de calculer une redevance de puissance correspondante. Les frais relatifs aux ouvrages de raccordement purement individuels, y compris l'installation de comptage, sont déterminés uniquement par la puissance raccordée de chaque abonné particulier. Ils doivent donc être combinés avec la redevance de puissance pour donner une redevance de base. Une différenciation des prix selon les régions géographiques n'est sans doute pas nécessaire dans les conditions qui règnent en Allemagne. Une telle différenciation est toutefois facile à réaliser d'après le procédé décrit.

Dans les considérations qui précèdent, il n'avait tout d'abord pas été question de la réserve. En pratique les frais relatifs à la réserve sont de purs frais fixes, car cette dernière ne prend normalement pas part à la production. Des frais variables n'apparaissent qu'en cas de dérangement, en même temps que disparaissent les frais variables à peu près équivalents des installations défectueuses, ce qui crée une compensation. La puissance de réserve doit être tenue à la disposition de tous les abonnés sans distinction, de sorte que les frais qui y sont relatifs peuvent être ajoutés aux frais de développement comme les frais fixes concernant le transport et la distribution.

En résumé, on obtient donc un prix de vente qui se compose de deux parties: la redevance de base et la taxe proportionnelle. Ces deux termes ont cependant une autre structure que la redevance de puissance et la taxe proportionnelle utilisées jusqu'ici. Le tarif correspondant est un tarif multiple, puisqu'il prévoit une différenciation selon les saisons.

Le procédé de formation des prix décrit ci-dessus présente,

en comparaison des prix français, l'avantage d'impliquer automatiquement une couverture totale des frais. Théoriquement on obtiendra même en général un surplus, et ceci pour les raisons suivantes: les coûts marginaux ont été déterminés en admettant une division fictive en une série de centrales partielles. Le coût de développement de la centrale qui a la durée d'utilisation la plus défavorable à chaque moment détermine le prix, qui est donc plus élevé que le coût moyen de la production totale au même instant. Car pour toutes les autres centrales qui fonctionnaient déjà au moment où la dernière est mise en service, la durée d'utilisation est plus grande que pour cette dernière centrale. Le surplus qui apparaît au-delà du coût de développement peut être utilisé pour couvrir les frais généraux d'administration, de vente, etc., dont il n'a pas été tenu compte pour le calcul. D'autre part, toutes les entreprises possèdent encore des centrales anciennes, qui du point de vue du coût de production sont moins économiques que les centrales modernes à construire. De plus, les nouvelles centrales doivent être construites en pensant à l'avenir de sorte qu'elles ne sont parfois pas utilisées au maximum. Les pertes provenant de ces divers facteurs doivent également être couvertes par le surplus que laisse attendre le calcul théorique.

La tarification pratique

Il y a lieu tout d'abord de souligner que seules seront exposées dans ce chapitre les possibilités fondamentales de l'établissement pratique d'une tarification; il ne sera présenté aucun calcul détaillé. Par manque de place, on a renoncé également à traiter le problème de la différenciation des prix entre abonnés en basse tension et abonnés en haute tension (Tarifabnehmer et Grossabnehmer).

La différenciation des prix dont il a été question plus haut entre les heures de pointe d'hiver, les heures pleines d'hiver et d'été ainsi que les heures creuses d'hiver et d'été implique l'emploi d'un compteur à triple cadran. La répartition en postes horaires peut être différente en hiver et en été; il suffit pour cela de changer le réglage des horloges de contact. La première minuterie compte donc les kWh de pointe, la deuxième les kWh d'heures pleines et la troisième les kWh d'heures creuses. Les kWh de pointe ne sont facturés au tarif de pointe que durant la pointe d'hiver; le reste du temps ils sont facturés au prix d'heures pleines. Il est donc nécessaire de calculer cinq prix: le prix de pointe, le prix d'heures pleines d'hiver, le prix d'heures pleines d'été, le prix d'heures creuses d'hiver et le prix d'heures creuses d'été. Il est difficile d'introduire une facturation particulière pour le dimanche, à moins que l'on dispose d'une installation de télécommande centralisée permettant de commander les minuteries. Dans ce cas il est possible de fixer les divers postes horaires à volonté selon la charge du réseau. Les postes horaires correspondant aux divers prix que distingue le tarif doivent être choisis — ainsi qu'on l'a déjà fait remarquer — en tenant compte soigneusement de l'intensité variable de la

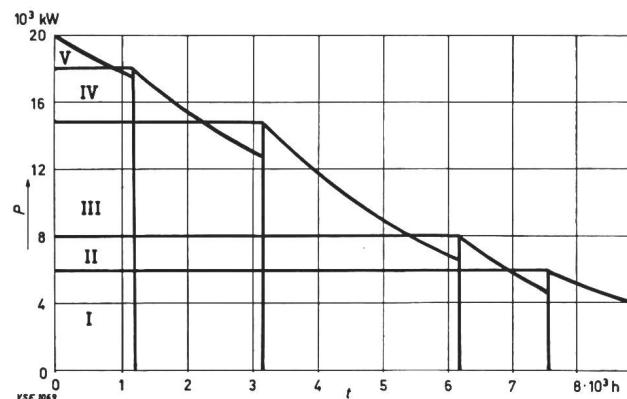


Fig. 4
Courbe de charge annuelle monotone pour les capacités partielles fictives I à V
P charge
t durée d'utilisation

demande. On obtient ainsi cinq postes horaires correspondant aux cinq prix. Chaque poste comprend un certain nombre d'heures, et la somme de la durée des cinq postes doit donner 8760 heures. Pour chaque poste on peut déterminer une courbe de charge monotone en partant de la courbe de charge mono-

tone annuelle. Ces courbes partielles peuvent être rangées l'une à côté de l'autre pour donner le diagramme de la fig. 4. On obtient ainsi une courbe discontinue, car par exemple la puissance la plus faible absorbée durant les heures de pointe d'hiver est inférieure à la puissance la plus élevée absorbée durant les heures pleines d'hiver. Les capacités partielles fictives à introduire dans le calcul sont données par la différence des puissances maximales de deux postes horaires successifs. En divisant la valeur ainsi calculée par la quantité de kWh correspondante, on obtient la durée d'utilisation de la capacité partielle considérée. La somme des capacités partielles donne la capacité totale de l'entreprise. La fig. 4 donne un exemple d'une telle répartition; les chiffres utilisés dans cette figure ou qui en résultent ont été réunis au tableau I.

Exemple numérique (voir fig. 4)

Tableau I

Postes horaires		Capacité partielle		Capacité totale MW	Durée d'utilisation moyenne h
Dénomination	Durée h/a	n°	Valeur MW		
Heures creuses d'été	1300	I	6,0	6,0	8400
Heures creuses d'hiver	1300	II	1,8	7,8	6400
Heures pleines d'été	3080	III	7,0	14,8	4700
Heures pleines d'hiver	1880	IV	3,8	18,6	1800
Heures de pointe . . .	1200	V	1,4	20,0	400
	8760		20,0		

On obtient les prix pour les divers postes horaires en fonction de la durée d'utilisation moyenne de la capacité partielle correspondante en partant de la courbe du coût de développement de la fig. 5. Les valeurs trouvées sont les suivantes:

	Dpf/kWh
heures de pointe	40,0
heures pleines d'hiver	17,0
heures pleines d'été	9,4
heures creuses d'hiver	7,2
heures creuses d'été	5,6

Il s'agit là des taux de la taxe proportionnelle pour les abonnés qui sont alimentés directement par le réseau commun. Une redevance de puissance s'y ajoute pour les abonnés alimentés par le réseau semi-individuel. Le réseau de distribution à basse tension peut être considéré comme semi-individuel; selon les circonstances locales, on peut toutefois préférer d'autres dispositions. On renoncera ici à calculer les taux de la redevance de puissance. La répartition peut se faire selon les principes déjà exposés. A la redevance de puissance ainsi calculée s'ajoute encore la redevance pour l'installation de comptage de chaque abonné, et la somme de ces deux termes donne la redevance de base.

Ces prix ne comportent aucune dégression en fonction de l'importance de la consommation de l'abonné. Il est d'ailleurs théoriquement impossible d'introduire une telle dégression, puisque le prix marginal n'est pas fondé sur les quantités absolues fournies par une entreprise ou consommées par un abonné, mais sur les capacités partielles fictives de l'entreprise et leur durée d'utilisation. On peut tenir compte d'une certaine dégression en faisant bénéficier les grands abonnés d'un ra-

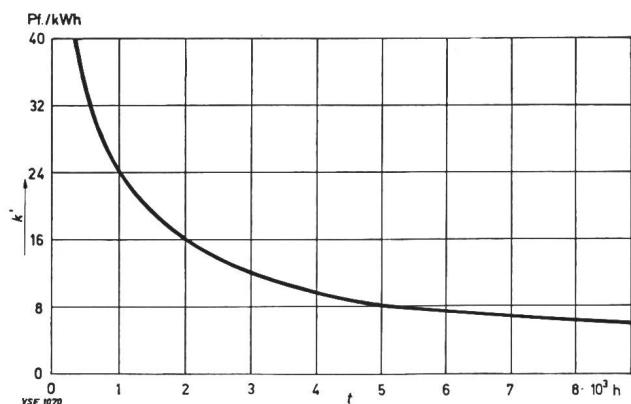


Fig. 5

K' «innovatorische Grenzkosten»
 t dauer d'utilisation

bais par rapport à une consommation moyenne fixée d'avance et en chargeant les petits abonnés d'un supplément correspondant.

Pour les abonnés qui renoncent à toute fourniture garantie, il est justifié de facturer l'énergie au prix le plus faible de la saison considérée, et ceci pour toutes les heures de la journée. Ces abonnés ne provoquent, en effet, aucune pointe de charge et permettent donc théoriquement une utilisation maximale de la capacité des installations. Leur demande n'a aucune incidence sur les dispositions qui normalement doivent être prises pour pallier le fait que l'énergie électrique n'est pas stockable. Théoriquement, on pourrait même leur demander un prix encore plus réduit, car pour ces abonnés les frais causés par le maintien d'une capacité de réserve disparaissent également.

Pour des fournitures de secours et d'appoint à des abonnés qui possèdent eux-mêmes des installations de production, on ne peut pas appliquer les prix marginaux calculés ci-dessus, étant donné qu'il ne sera peut-être pas fait appel aux fournitures de secours durant une année entière. Il faut donc dans ce cas déterminer séparément le coût de développement relatif aux frais fixes et le facturer comme taxe fixe par kW. Si un grand nombre d'abonnés de ce genre sont raccordés au réseau, on peut diminuer la redevance de puissance en tenant compte de la probabilité moyenne des fournitures de secours.

Pour la grande masse des abonnés en basse tension, dont la consommation est faible, il n'est pas économique d'installer un compteur à trois cadrans. Selon les circonstances, il faudra se contenter d'un compteur double et même d'un compteur simple. La différenciation saisonnière des prix peut être conservée de toute façon. Dans le cas d'un compteur à tarif double on obtient quatre prix, à savoir un prix d'heures pleines et un prix d'heures creuses pour chacune des deux saisons, hiver et été. Dans le cas d'un compteur à tarif simple, on ne peut introduire que deux prix, un prix d'été et un prix d'hiver. Une division de la journée en postes horaires n'est plus possible dans ce dernier cas et il est nécessaire de rechercher une valeur moyenne tenant compte de la probabilité qui affecte la consommation de ces abonnés aux diverses heures de la journée. En partant des mêmes bases que pour la division en cinq postes horaires citée plus haut, on obtiendrait un prix d'été d'environ 8,5 et un prix d'hiver d'environ 17 Dpf/kWh. En renonçant aux postes horaires, on fausse cependant la vente au coût marginal, car la relation entre le coût marginal et la demande est pratiquement éliminée.

Au lieu de différencier les prix selon la saison, on pourrait aussi, pour les petits abonnés, introduire des tranches de consommation. Dans le cas d'un abonné domestique, on pourrait par exemple facturer les 20 premiers kWh de consommation mensuelle, correspondant à la consommation probable pour l'éclairage, au prix des heures de pointe ou des heures pleines selon le cas, et les 180 kWh suivants par mois, correspondant à la consommation probable pour les usages thermiques, au prix des heures pleines valable durant la saison considérée, et le reste de la consommation au prix des heures creuses. Pour un ménage complètement électrifié consommant 3600 kWh par an, les recettes de l'entreprise de distribution provenant de la taxe proportionnelle seraient alors les suivantes:

20 kWh	\times	4 mois	\times	40	Dpf . . .	32,00	DM
20 kWh	\times	2 mois	\times	17	Dpf . . .	6,80	DM
20 kWh	\times	6 mois	\times	9,4	Dpf . . .	11,28	DM
180 kWh	\times	6 mois	\times	17	Dpf . . .	183,60	DM
180 kWh	\times	6 mois	\times	9,4	Dpf . . .	101,52	DM
100 kWh	\times	6 mois	\times	7,2	Dpf . . .	43,20	DM
100 kWh	\times	6 mois	\times	5,6	Dpf . . .	33,60	DM
						412,00	DM

Si l'on admet que le taux de la redevance de puissance est de 0,50 DM par kW installé et que la puissance installée de l'abonné est de 15 kW, on obtient d'autre part:

redevance mensuelle de puissance	7,50 DM
redevance mensuelle pour l'installation	
de comptage	0,50 DM
somme mensuelle	8,00 DM
somme annuelle	96,00 DM

Facture totale de l'abonné:

redevance totale de l'abonne:	
redevance proportionnelle	412,00 DM
redevance de base	96,00 DM
	508,00 DM

Prix moyen par kWh 508,00 DM : 3600 kWh = 14,1 Dpf

Ce calcul a été fait afin d'indiquer de façon concrète quel est pour la tarification l'ordre de grandeur des conséquences de la vente au coût marginal. On est frappé, en particulier, par la grande différence qui apparaît entre le prix le plus bas et le prix le plus élevé. Cela s'explique par le fait que ces prix ont été calculés sur la base des conditions de charge qui sont habituelles à l'heure présente. En réalité, si l'on appliquait une différenciation aussi forte que celle ainsi obtenue par le calcul, qui apparaît presque prohibitive, les pointes de charge actuelles seraient peut-être remplacées à l'avenir par des creux. Ainsi qu'on l'a déjà dit, il est nécessaire, toutefois, d'accorder entre elles l'offre et la demande, de sorte que finalement les différences de prix seraient probablement beaucoup plus réduites. Mais les prix calculés montrent très clairement quelle est la structure des coûts pour les entreprises d'électricité dans les conditions de charge actuelles et font de plus apparaître dans quelle mesure une adaptation des prix au coût marginal permettrait d'augmenter la durée d'utilisation et de diminuer par conséquent le coût moyen.

Conclusion

Les réflexions qui précédent ne prétendent pas apporter une solution définitive à tous les problèmes de tarification de l'industrie de l'énergie électrique. Elles ont uniquement pour objectif d'indiquer une nouvelle voie vers une tarification logique du point de vue de l'économie générale. On a montré, d'autre part, comment les principes de la vente au coût marginal peuvent être mis en pratique. Il reste un grand nombre de problèmes particuliers à résoudre. Même si l'application de beaucoup de conclusions, en particulier dans le cas de petits abonnés, est impossible pour des raisons techniques ou économiques, il n'en reste pas moins que, pour reprendre les paroles de Boiteux, il est préférable de faire un calcul approximatif basé sur des résultats théoriques exacts qu'un calcul mathématiquement exact fondé sur des principes erronés.

Fr. : Sa.

Congrès et sessions

Réunion de l'UCPTE à Munich

L'Union pour la coordination de la production et du transport d'électricité (UCPTE) a tenu le 9 octobre 1959 à Munich sa dernière assemblée plénière de l'exercice courant. Pour les deux années prochaines, la présidence de cet organisme, créé en 1951, passe à la Suisse. C'est le vice-président actuel, Monsieur R. Hochreutiner, directeur des Forces Motrices de Laufenbourg, qui a été élu président. Le Comité restreint a désigné son nouveau président en la personne de M. le D^r Wolf, Allemagne. Le bureau de l'UCPTE se compose comme suit:

R. Hochreutiner, Suisse, président
 J. C. van Staveren, Pays-Bas, vice-président
 C. Crescent, France, président honoraire

Dès le début de 1960 le secrétariat se trouvera à Laufenbourg. A la réunion d'octobre on a traité, entre autres, la question de l'intensification et de la libéralisation des échanges d'énergie. Les chefs des groupes de travail ont rapporté sur leur activité dans le domaine de l'exploitation des réseaux, ainsi que des usines hydrauliques et thermiques. En outre, on a achevé un rapport sur l'interconnexion et les échanges d'énergie entre les pays de l'UCPTE, pour la session partielle de la Conférence mondiale de l'énergie à Madrid. La sécheresse de ces derniers mois obligera sans doute la Suisse à mettre cet hiver ses contrats d'importation d'électricité pleinement à contribution. Les pays limitrophes pourront satisfaire cette demande dans la mesure où la capacité des lignes internationales de transport le permettra.

Rédaction des «Pages de l'UCS»: Secrétariat de l'Union des Centrales Suisses d'Électricité, Bahnhofplatz 3, Zurich 1; adresse postale: Case postale Zurich 23: téléphone (051) 27 51 91; compte de chèques postaux VIII 4355; adresse télégraphique: Electrunion Zurich. **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.

Prix moyens (sans garantie)

le 20 du mois

Métaux

		Octobre	Mois précédent	Année précédente
Cuivre (fils, barres ¹⁾) .	fr.s./100 kg	305.—	279.—	295.—
Etain (Banka, Billiton) ²⁾	fr.s./100 kg	988.—	987.—	915.—
Plomb ¹⁾	fr.s./100 kg	92.—	92.50	99.—
Zinc ¹⁾	fr.s./100 kg	119.50	108.50	93.—
Fer (barres, profilés) ³⁾	fr.s./100 kg	54.50	54.50	53.50
Tôles de 5 mm ³⁾ . .	fr.s./100 kg	54.—	54.—	55.—

¹⁾ Prix franco Bâle, marchandise dédouanée, chargée sur wagon, par quantité d'au moins 50 t

²⁾ Prix franco Bâle, marchandise dédouanée, chargée sur wagon, par quantité d'au moins 5 t

³⁾ Prix franco frontière, marchandise dédouanée, par quantité d'au moins 20 t

Combustibles et carburants liquides

		Octobre	Mois précédent	Année précédente
Benzine pure / Benzine éthylée ¹⁾	fr.s./100 kg	37.—	37.—	40.—
Carburant Diesel pour véhicules à moteur ²⁾	fr.s./100 kg	35.15	35.15	36.15
Huile combustible spéciale ²⁾	fr.s./100 kg	16.15	16.15	16.—
Huile combustible légère ²⁾	fr.s./100 kg	15.45	15.45	15.20
Huile combustible industrielle moyenne (III) ²⁾	fr.s./100 kg	12.10	12.10	12.20
Huile combustible industrielle lourde (V) ²⁾	fr.s./100 kg	10.90	10.90	11.—

¹⁾ Prix-citerne pour consommateurs, franco frontière suisse Bâle, dédouané, ICHA y compris, par commande d'au moins 1 wagon-citerne d'environ 15 t.

²⁾ Prix-citerne pour consommateurs (industrie), franco frontière suisse Buchs, St-Margrethen, Bâle, Genève, dédouané, ICHA non compris, par commande d'au moins 1 wagon-citerne d'environ 15 t. Pour livraisons à Chiasso, Pino et Iselle: réduction de fr.s. 1.—/100 kg.

Charbons

		Octobre	Mois précédent	Année précédente
Coke de la Ruhr I/II ¹⁾	fr.s./t	105.—	105.—	136.—
Charbons gras belges pour l'industrie				
Noix II ¹⁾	fr.s./t	81.—	81.—	99.50
Noix III ¹⁾	fr.s./t	78.—	78.—	99.—
Noix IV ¹⁾	fr.s./t	76.—	76.—	97.—
Fines flamboyantes de la Sarre ¹⁾	fr.s./t	72.—	72.—	82.50
Coke français, Loire ¹⁾	fr.s./t	124.50	124.50	139.—
Coke français, nord ¹⁾ .	fr.s./t	119.—	119.—	136.—
Charbons flamboyants polonois				
Noix I/II ²⁾	fr.s./t	88.50	88.50	96.—
Noix III ²⁾	fr.s./t	82.—	82.—	93.—
Noix IV ²⁾	fr.s./t	82.—	82.—	93.—

¹⁾ Tous les prix s'entendent franco Bâle, marchandise dédouanée, pour livraison par wagons entiers à l'industrie.

²⁾ Tous les prix s'entendent franco St-Margrethen, marchandise dédouanée, pour livraison par wagons entiers à l'industrie.