

**Zeitschrift:** Bulletin de l'Association suisse des électriciens  
**Herausgeber:** Association suisse des électriciens  
**Band:** 47 (1956)  
**Heft:** 17

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

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

### **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. [Voir Informations légales.](#)

### **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. [See Legal notice.](#)

**Download PDF:** 25.12.2024

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

# Production et distribution d'énergie

Les pages de l'UCS

## Questions d'exploitation des réseaux et d'organisation de l'exploitation

Compte rendu de la 15<sup>e</sup> Assemblée de discussion de l'UCS du 14 juin 1956 à Zurich et du 21 juin 1956 à Lausanne,  
2<sup>e</sup> partie

621.316.1

### 3<sup>e</sup> Conférence

par A. Strehler, St-Gall

#### La surveillance de la charge dans les installations à haute et à basse tension

Le maintien sous contrôle de la charge dans les sous-stations, les postes de transformation et les lignes est imposé avant tout par la nécessité de protéger d'un *échauffement excessif* les parties d'installation coûteuses et sensibles à la chaleur, telles que les transformateurs de puissance, les transformateurs de courant, les câbles, et d'éviter par-là des *dérangements d'exploitation*. Chacun sait, d'autre part, que la *durée de vie* d'appareils et de câbles enveloppés de matières isolantes organiques, telles que le papier imprégné d'huile par exemple, ou aussi de matières synthétiques, diminue en cas de dépassement de l'échauffement limite. En d'autres termes: la durée de vie d'une isolation n'est pas fonction de la température seulement, mais aussi du temps durant lequel elle est soumise à cette température. Le chef d'exploitation peut surcharger chaque machine, chaque transformateur, mais il doit être conscient que chaque surcharge abaisse la durée de vie dans une proportion indéterminée, *en fonction de la hauteur de la charge et de sa durée*. A côté de la possibilité d'éviter des dérangements désagréables par déclenchement de disjoncteurs ou fusion de coupe-circuit, des contrôles périodiques de la charge nous servent donc, avant tout, à éviter une diminution de la durée de vie d'appareils coûteux.

Selon une loi de *Montsinger*, les matières isolantes utilisées dans les transformateurs vieillissent environ deux fois plus rapidement si leur température d'exploitation s'élève de 8 °C et deux fois plus lentement si la température est maintenue 8 °C plus basse. La question se pose bien entendu de savoir quelle est la durée de vie d'un transformateur maintenu continuellement à sa température limite.

N'oublions pas que les nouveaux appareils, contrairement aux livraisons d'antan, sont calculés au plus juste et sont, par conséquent, plus exposés à un vieillissement rapide en cas de charge excessive que des constructions plus anciennes.

Les instruments les plus divers sont à notre disposition pour de telles mesures. Dans les sous-stations et souvent aussi dans les postes de trans-

formation, des *ampèremètres indicateurs* sont montés sur une ou plusieurs phases des cellules de transformateurs ou de départs. Ils ne nous donnent bien entendu que la valeur momentanée du courant. Les postes de transformation ne sont jamais surveillés en permanence, et les sous-stations ne le sont que de moins en moins; toutefois, celles-ci sont souvent maintenues sous contrôle par l'intermédiaire de télécommande et de télémessure. Il est important que les organes d'exploitation soient au courant des charges maxima de leurs transformateurs et de leurs lignes, et qu'ils sachent quels jours et à quelle heure ces charges se produisent.

La plupart des grandes entreprises d'électricité possèdent des *instruments enregistreurs transportables*, à fonctionnement continu ou par points, qui sont raccordés périodiquement dans les installations sans surveillance ou à surveillance sporadique. Les mesures du côté haute tension sont réalisées en général grâce à des transformateurs d'intensité installés à demeure, tandis que les mesures dans des installations à basse tension sont fréquemment réalisées au moyen de transformateurs d'intensité à pinces. On devrait lors de l'élaboration de projets d'installation, tenir compte de l'utilité de telles mesures.

Pour les *réseaux à haute tension*, des instruments monophasés suffisent, car les charges ne varient que très peu d'une phase à l'autre. Dans les *réseaux à basse tension*, une répartition uniforme de la charge entre les différentes phases est très désirable, et on devrait tendre à la réaliser non seulement afin d'utiliser aussi rationnellement que possible les transformateurs et les lignes, mais aussi dans l'intérêt d'une tension régulière chez les usagers. Vu l'accroissement constant de la charge, il est indiqué de procéder de temps en temps à ces mesures par instruments enregistreurs, notamment aux époques où apparaissent des charges extraordinaires, par exemple lorsque le chauffage électrique des locaux est important. Une comparaison de l'enregistrement avec des mesures de charges antérieures donne des renseignements précieux sur la façon dont la charge augmente, si cette augmentation provient par exemple de chauffe-eau nocturnes, de machines à laver automatiques, de charges industrielles, de cuisinières, etc.

Les lignes à tension moyenne, partant de sous-stations, ne sont équipées, en règle générale, que d'une protection contre les courts-circuits. Afin d'assurer le contrôle de leur charge, il suffit qu'un enregistrement soit effectué en été et un autre en hiver pendant environ une semaine. Dans de nombreux cas, il peut être intéressant de connaître les charges actives et réactives.

Dans les postes de transformation, il ne sera guère nécessaire d'enregistrer périodiquement la charge de tous les départs à basse tension en plus de celle des transformateurs. On se contentera de mesurer au moyen d'un instrument à pinces la charge des phases de chaque départ à l'instant de la pointe de charge, qui est donné par la bande d'enregistrement.

D'autres moyens encore sont à notre disposition en vue de la surveillance de la charge. A côté des *maxigraphes* ou des *compteurs à indication de maxima* installés fréquemment à demeure dans les sous-stations ou dans les postes de transformation, les *relais thermiques* à raccordement primaire ou secondaire sont un moyen auxiliaire de valeur pour le contrôle de la charge. Des transformateurs ou des groupes de transformateurs importants sont en général protégés par 2 relais à maximum d'intensité et un relais thermique, les premiers assumant la protection contre les courts-circuits et le dernier celle contre les surcharges. L'expérience montre que la protection contre les surcharges sur une seule phase d'un transformateur 380/220 V suffit, à condition de prêter quelque attention à la répartition de la charge sur les trois phases. Il est important, cela va sans dire, que les relais thermiques soient convenablement ajustés au courant nominal de l'appareil à protéger, et que la valeur de consigne de la constante de temps soit adéquate. Il est également important que les relais soient réajustés ou échangés lorsque les transformateurs protégés sont remplacés par d'autres de puissance différente. Il est très recommandé d'effectuer un *contrôle périodique de l'index traînant du relais thermique* et de comparer son indication avec la température de déclenchement consignée. La température de déclenchement correspondant à 60 °C d'élévation de température dans les bobinages est celle qui a été reconnue comme admissible en service continu et pour une température ambiante de 40, respectivement 35 °C, par les règles suisses pour les transformateurs et par les règles suisses pour les machines électriques tournantes. Mais il existe des entreprises qui, lors de la période de froid de février 1956, n'ont pas pu se contenter d'une élévation de 60 °C dans les bobinages et qui, afin d'éviter des déclenchements désagréables, ont été contraintes d'adopter une température de déclenchement sensiblement plus élevée. Etant donné que la surcharge est en général passagère et limitée aux heures de pointe et qu'un bon refroidissement se produit en fin de nuit, on peut admettre parfois une température des bobinages plus élevée. Il est en tout cas très recommandé d'avoir une bonne dotation des postes de transformation en *puissance installée*, en prévision d'une exploitation maillée éventuelle

avec d'autres stations lors de réparations, de nettoyages ou de dérangements.

J'aimerais, à cette occasion, rappeler que l'art. 64 de l'*Ordonnance sur les installations électriques à fort courant* a été révisé selon décision du Conseil fédéral du 26.10.54. Les nouveaux commentaires de cet article disent entre autres:

«Les relais installés du côté haute tension doivent être conçus de manière à protéger aussi thermiquement les transformateurs contre les surcharges nuisibles, lorsque les disjoncteurs prévus du côté basse tension n'assurent pas une protection suffisante contre les surintensités. Entrent en ligne de compte pour la protection thermique: les relais thermiques adaptés à l'intensité nominale du transformateur et à sa constante de temps, les relais temporisés à intensité maximum réglés selon l'intensité nominale, les thermostats ou autres dispositifs de sûreté analogues. Exceptionnellement, par exemple en cas de manque de place, on tolérera que deux transformateurs soient protégés du côté haute tension par un disjoncteur ou par des coupe-circuit communs lorsque ces transformateurs travaillent constamment en parallèle, côtés haute et basse tension.»

En relation avec le contrôle de la charge dans les stations de transformation, j'ajouterai qu'une attention particulière doit être accordée à une bonne marche en parallèle de deux transformateurs à pleine charge, de façon que la charge des deux unités corresponde à leur courant nominal. Des rapports de transformation à vide égaux et des tensions de court-circuit identiques remplissent en tout cas ces conditions.

Une maison étrangère livre, depuis quelques années, des ampèremètres pour montage sur barres collectrices dont la déviation de l'aiguille correspond à une *moyenne thermique*. Ces instruments sont munis d'un index traînant qui peut être ramené en arrière; ils constituent une aide précieuse pour le contrôle de la charge dans les postes de transformation.

A côté du contrôle direct de la charge au moyen de relais thermiques, la *mesure de la température de l'huile* avec un thermomètre à plongeur et index traînant donne, dans bien des cas, de bons résultats lorsque la charge ne varie que lentement. Il faut tenir compte toutefois de l'incertitude et de l'imprécision de cette méthode de mesure; lorsque la surcharge augmente rapidement, l'augmentation de la température de l'huile ne suit qu'avec un certain retard, si bien que la température limite du bobinage peut être dépassée depuis longtemps alors que la température de l'huile n'a pas encore atteint la valeur limite. La température de l'huile peut accuser, selon les règles mentionnées, une élévation de 50 °C au-dessus de l'air environnant, la température de celui-ci ne devant pas dépasser 40 °C.

#### La surveillance et le contrôle des huiles isolantes

Dans les *transformateurs*, l'huile isolante a deux fonctions à remplir:

1. augmenter l'isolation des bobinages;
2. éliminer la chaleur due aux pertes.

Dans les *disjoncteurs à huile* ou à faible volume d'huile, l'huile isolante sert, pour une bonne part, à l'extinction de l'arc, alors que sa propriété iso-

lante n'a qu'une signification secondaire. Les conditions techniques posées aux huiles isolantes, de même que leurs propriétés, sont fixées dans la publication n° 124 de l'ASE (année 1936), tandis que les commentaires datant de 1950 traitent spécialement de la signification des essais de tension pour l'appréciation d'huiles isolantes et pour l'appréciation d'huiles de transformateurs usagées.

Il ressort de ces règles que la tension de rupture d'éprouvettes d'huile minérale exempte d'impuretés non dissoutes est de l'ordre de 300 kV/cm. Mais cette tension est considérablement abaissée dès que l'huile contient les plus petits corps étrangers, tels que des fibres, des gouttelettes d'eau en suspension, des boues, etc. Les règles pour huiles isolantes prévoient des *essais d'endurance sous tension*. A cette occasion, l'huile est sollicitée par une tension de 30 kV dans un dispositif normalisé fixant une distance entre électrodes de 5 mm et réalisant ainsi un champ d'une intensité de 60 kV/cm. L'essai est réputé réussi si, pendant 30 minutes il ne se produit aucune rupture complète et si pendant les 5 dernières minutes aucune décharge partielle n'est constatée. L'expérience a montré que ces essais satisfont aussi bien que possible aux exigences pratiques. Ils réagissent spécialement bien en présence de particules très fines en suspension dans l'huile en assez grand nombre. Si l'huile contient des traces d'eau, il se produit souvent, lors de l'essai de tension, des décharges détonnantes avec des tensions relativement basses déjà, sans que, pour autant, un arc permanent s'établisse. Si la quantité d'humidité n'est qu'insignifiante, elle s'évapore dans l'arc électrique et l'huile résiste sans autre décharge à la suite de l'essai. Mais si l'huile a une teneur en humidité trop grande, il se produit d'autres décharges encore au cours d'un essai de tension prolongé. Les règles citées indiquent que les essais de tension ne permettent pas de conclusion univoque sur l'état de vieillissement de l'huile. Elles contiennent encore des indications sur les indices permettant de déceler le vieillissement de l'huile. Le fait que l'huile devient de plus en plus sombre et trouble peut servir de critère visuel du vieillissement. L'indice d'acidité augmente pendant le vieillissement et offre un moyen adéquat de contrôler périodiquement le vieillissement, car sa preuve est sûre et assez facile à faire. Un accroissement rapide de l'indice d'acidité accompagné de formation de dépôts indique que l'huile a tendance à former des combinaisons chimiques, qui de leur côté peuvent détruire des matières cellulaires. En général, la teneur de l'huile en résidus augmente avec l'indice d'acidité. Il est aussi indiqué dans les règles que le mélange d'huiles usagées est en général possible si les deux huiles remplissent les exigences de la publication n° 124. Remarquons aussi qu'une huile usagée ne peut pas être améliorée par adjonction d'huile neuve.

Le mélange d'huile isolante avec les huiles, dites composées, telles qu'elles sont fabriquées par l'industrie des lubrifiants, par exemple huile de coupe, huile à paliers, huile à engrenages, etc., n'est pas à recommander. Il n'est non plus pas pos-

sible de mélanger des huiles animales ou végétales telles que des huiles de lin, de colza, de ricin, avec des huiles minérales.

Les longues années d'expériences d'exploitation avec des huiles minérales conformes aux normes de l'ASE sont aussi bonnes que possible. On n'entend aujourd'hui en général plus parler d'encrassement de transformateurs ou d'attaque chimique de leur isolation, phénomènes qui, pendant la première guerre mondiale et pendant les premières années d'après-guerre, causèrent de grands dégâts et des dérangements d'exploitation importants.

Certaines huiles, dénommées huiles à pivots, qui durent être fréquemment utilisées pour remplir les transformateurs au cours de la deuxième guerre mondiale, ont tendance, sous certaines conditions, à la formation de boues, notamment lorsque l'huile est soumise à une oxydation à la suite d'une forte amenée d'air.

Une communication publiée naguère par les institutions de contrôle de l'ASE, donne aux acquéreurs d'huile le bon conseil d'exiger, lors de leurs commandes, que les conditions techniques pour les huiles isolantes de janvier 1936 soient remplies. Les huiles qui remplissent ces conditions ont fait leurs preuves au cours de longues décennies d'exploitation, comme nous l'avons déjà relevé.

L'exploitation pratique montre que, dans le domaine des tensions moyennes, les huiles pour transformateurs *n'exigent que peu de surveillance et de contrôles*. Des transformateurs soumis à de grandes variations de température et installés, en même temps, dans des locaux humides devraient être soumis occasionnellement à un essai d'huile. Un simple essai en éprouvette suffit. On chauffe l'huile à environ 110 °C; un crépitement ou une détonnation trahissent la présence d'humidité; l'essai de résistance électrique à la rupture conduira alors aussi à une décharge prématurée. Une telle huile, si on la traite à la *presse filtrante*, peut être ramenée à son état normal. On devrait aussi prélever occasionnellement des échantillons d'huile aux transformateurs temporairement fortement surchargés, car on peut admettre qu'une telle huile est exposée à un vieillissement prématuré. On devrait aussi contrôler si de la boue s'est éventuellement déposée sur les bobinages, boue qui pourrait, avec le temps, nuire considérablement à l'action réfrigérante de l'huile. Une huile ayant tendance à la formation de boues devrait, en tout cas, être changée; il faut avoir soin, naturellement, de laver alors la boue que contenaient les bobinages. Les transformateurs de sous-stations avec des tensions de 50 kV et davantage sont occasionnellement soumis, dans de nombreuses entreprises d'électricité, à des essais d'indice d'acidité de l'huile. Nous conseillons, dans de tels cas, d'envoyer les échantillons d'huile aux institutions de contrôle de l'ASE aux fins d'analyse.

L'huile de disjoncteurs à huile ou à faible volume d'huile ne nécessite pas de surveillance spéciale, à moins qu'elle ne présente beaucoup de résidus carbonisés à la suite du déclenchement de nombreux courts-circuits. De l'huile qui a beaucoup souffert dans des disjoncteurs ou des transforma-

teurs sous l'influence de phénomènes d'effluves ou de carbonisation des contacts doit être contrôlée et nettoyée au moins dans la presse filtrante; elle devrait alors pouvoir remplir à nouveau son but comme huile de disjoncteur. Il est important de contrôler occasionnellement le niveau d'huile des transformateurs, car celui-ci est essentiel au maintien d'une circulation correcte de l'huile, spécialement dans le cas de cuves à refroidisseurs tubulaires.

### Expériences avec les disjoncteurs à relais directs

On a déjà parlé de ce problème lors de réunions antérieures; c'est pourquoi je ne le traiterai que brièvement ici. Les puissances de court-circuit augmentent sans cesse, de même que la densité des postes de transformation dans les réseaux, qu'il s'agisse de réseaux exploités en boucle ou en étoile; il en résulte forcément un abaissement des *temporisations des relais* à partir des sous-stations déjà, d'où obligatoirement une diminution de l'*échelon de temporisation*. Beaucoup d'entreprises sont contraintes de tenir un échelon de temporisation de 0,3 s; malgré tout, elles n'ont certainement pas fait de mauvaises expériences avec les relais et les disjoncteurs modernes. Lorsque l'échelon est très faible, il est important de tenir compte, lors de l'ajustement des temporisations, d'éventuelles inégalités des *temps propres des disjoncteurs*. Grâce aux faibles masses en mouvement, les disjoncteurs à air comprimé ont les temps propres les plus courts, tandis que les disjoncteurs dans l'huile possèdent les temps propres les plus longs. Des échelons de temporisation diminués exigent un *contrôle accru des relais* en ce qui concerne leur comportement mécanique et leur état de propreté. Des contrôles de relais, nécessitant l'emploi d'appareils d'essais éprouvés, peuvent devenir nécessaires à intervalles de un à trois ans, selon la vitesse à laquelle les installations se couvrent de poussière.

En règle général, une protection contre les surcharges n'est pas nécessaire pour les câbles et les lignes aériennes; une protection dans deux phases contre les courts-circuits suffit. Le courant nominal ne doit pas être calculé trop juste, afin qu'on ne doive pas ajuster les relais à maximum de courant au-delà de 1,5 à 1,6 fois le courant nominal; on court sinon le danger d'une usure prématurée du délicat mouvement d'horlogerie des relais par suite des *vibrations mécaniques* et d'une imprécision ou d'une sensibilité aux dérangements accrues. Il arrive occasionnellement que des relais déclenchent, par erreur, instantanément lors d'un deuxième court-circuit, après n'avoir pas fonctionné la première fois grâce à la temporisation qui avait été ajustée. Cette situation peut se produire lorsque, après le premier court-circuit, l'armature ne revient pas dans sa position de repos à cause d'un faible encrassement, pontant ainsi le dispositif de temporisation.

Un autre problème, la plupart du temps négligé, qui limite les temporisations des relais se pose lors de l'examen de la *charge thermique des câbles et des lignes aériennes en cas de court-circuit*. En

cas de charge due à un court-circuit, on peut négliger la faible élimination de la chaleur par conduction entre le brin du câble et le manteau de plomb. La quantité de chaleur accumulée dans le conducteur est donc égale à la quantité de chaleur produite par le courant de court-circuit à l'intérieur du conducteur; en d'autres termes:

$$\text{masse} \times \text{chaleur spécifique} \times \text{augmentation de température} = \text{carré de l'intensité du courant} \times \text{résistance du conducteur} \times \text{durée du court-circuit.}$$

En tenant compte de toutes les constantes de la matière et d'un système d'unités commun, on obtient la formule simple:

$$\text{augmentation de la température} =$$

$$(\text{densité du courant de court-circuit})^2 \times \text{durée du court-circuit}$$

173

Un exemple simple tiré de l'exploitation:

puissance de court-circuit permanent  $P_K = 200$  MVA

tension du réseau 10 kV

section du cuivre 70 mm<sup>2</sup>

durée du court-circuit 2 s

d'après la formule ci-dessus, l'élévation de température est de 315 °C.

Cette température dépasse déjà la limite admissible, car il en résulterait une carbonisation des couches intérieures du papier. Même le cuivre d'une ligne aérienne se ramollira à cette température.

### L'essai périodique des câbles

Dans ce domaine, la plupart des entreprises ne font rien, ou ne font que très peu. On attache aujourd'hui beaucoup plus d'importance à l'accroissement de la sécurité par la création de lignes en boucle ou de mailles dans les réseaux à haute et à basse tension, mesures qui permettent à l'entreprise de supporter le dérangement d'une ligne. De grandes entreprises d'électricité étrangères possèdent des *véhicules spéciaux pour essais de câbles*, au moyen desquels la perdite des câbles à haute tension peut être mesurée périodiquement par courant continu sous haute tension. La plupart du temps, ce sont les *manchons-raccords* qui constituent des foyers de dérangements. C'est pourquoi il est utile de découvrir et de contrôler systématiquement ces manchons lors d'une réfection ou d'une correction de chaussée. Aujourd'hui, de nombreuses entreprises ont introduit la *soudure des conducteurs* et l'isolement par *enroulement de papier huilé*; dans ces cas-là on remplace également les manchons en fonte par des manchons en plomb. La soudure des conducteurs pourrait devenir de plus en plus nécessaire au fur et à mesure de l'augmentation des courants de court-circuit. Les essais de câbles doivent autant que possible être exécutés avec des contrôleurs d'isolement à courant continu suffisamment puissants, dont la tension de mesure doit être au minimum de 2000 V. Il est possible, avec de tels appareils, de déterminer sûrement des variations de la résistance d'isolement. Les défauts d'isolement à haute résistance occasionnent des difficultés particulières lors de la localisation des défauts. Il ne reste alors souvent rien d'autre à faire que de brûler l'emplacement du défaut au moyen d'une source de courant suffisamment puissante, afin d'obtenir une résistance ohmique suffisamment basse du défaut.

### La lutte contre l'humidité dans les cabines à câbles

Dans les cabines à câbles, comme les niches à câbles dans les murs de soutènement, les façades, etc., on remarque une tendance, plus ou moins forte, selon la nature du sol ou des murs, à la formation d'humidité; celle-ci monte à l'intérieur de la caisse, les pièces métalliques rouillent, et toute l'installation prend un aspect déplorable; de même, la formation de lignes de fuite en est facilitée. En vue d'éviter la formation d'humidité dans ces installations, il faut tout d'abord assurer une *bonne circulation de l'air* de bas en haut et, si possible, en diagonale aussi. On peut entraver, en partie tout au moins, la montée de l'humidité du sol en *ensablant* la partie inférieure de la cabine. Diverses entreprises coulent sur la couche de sable une couche de 2 à 3 cm de *goudron d'usine à gaz* ou d'autre matière lutante plastique; elles n'ont obtenu ainsi que de bons résultats. Les niches cons-

truites dans les murs de soutènement sont souvent exposées à une certaine pression d'eau d'amont. Il peut alors devenir nécessaire d'exécuter un *écoulement correct*, c'est-à-dire de conduire à l'extérieur l'eau qui pénètre dans la niche; de tels travaux causent parfois des frais importants. Quelques entreprises utilisent encore des *boîtes de coupure souterraines*, dont une maison suisse a développé un modèle amélioré. Dans les régions avec beaucoup de neige et de gel, leur utilisation est parfois problématique; en cas de dérangement, il peut se passer beaucoup de temps jusqu'à ce qu'une telle boîte soit ouverte. Je peux aussi m'imaginer qu'une boîte souterraine nécessite davantage de surveillance, car les vis sont exposées à la rouille, les joints durcissent et collent. De même, le travail au sol pour la mise en place de fusibles ou de sectionneurs ou la réparation de boîtes d'extrémité nécessite, à mon point de vue, davantage de temps.

Adresse de l'auteur:

A. Strehler, ing. électr. dipl., directeur du Service de l'électricité de la ville de St-Gall, St-Gall.

## 4<sup>e</sup> Conférence

par J. Wild, Zurich

### Réenclenchement rapide automatique dans les réseaux à moyenne tension

Depuis une douzaine d'années, les interrupteurs de lignes à haute tension des usines et sous-stations sont, dans quelques réseaux interurbains suisses, équipés d'un *dispositif automatique de réenclenchement rapide*. En cas de court-circuit, l'interrupteur de ligne affecté déclenche pratiquement sans retard, puis réenclenche automatiquement au bout d'un laps de temps réglable allant de 0,2 à 0,3 s. Ce bref moment d'interruption suffit dans la plupart des cas, lorsqu'il s'agit d'un court-circuit temporaire, à déioniser la place de l'arc et à empêcher le réamorçage de celui-ci après le réenclenchement automatique. Si tel est le cas, on parle d'un *réenclenchement rapide réussi*. Par contre, si le court-circuit réapparaît après le réenclenchement automatique, l'interrupteur en question déclenche définitivement au bout du temps fixé par le relais à maximum de courant et reste ouvert jusqu'à ce qu'il soit réenclenché à la main. Il s'agit alors d'un *réenclenchement rapide raté*.

Le réenclenchement rapide automatique convient spécialement bien aux *réseaux aériens*. La fig. 1 montre combien il est répandu dans les réseaux rayonnants à 8 et 16 kV des *Entreprises électriques du canton de Zurich (EKZ)*. Les deux tiers environ de toutes les cellules de lignes sont déjà pourvues aujourd'hui de ce dispositif. Les expériences faites sont excellentes, ainsi qu'il ressort de la fig. 2. La courbe 1 indique le *nombre de déclenchements de lignes par cellule et par an* dans le réseau à 8/16 kV pour les cellules dépourvues du réenclenchement automatique rapide, tandis que la courbe 2 donne le nombre analogue de «ratés» dans les cellules munies du réenclenchement automatique. On voit nettement l'avantage du réenclenchement rapide automatique, notamment au

cours d'une année riche en orages, comme l'année 1954/55 par exemple. Au cours de cette dernière, on a enregistré 3,2 déclenchements par cellule sans

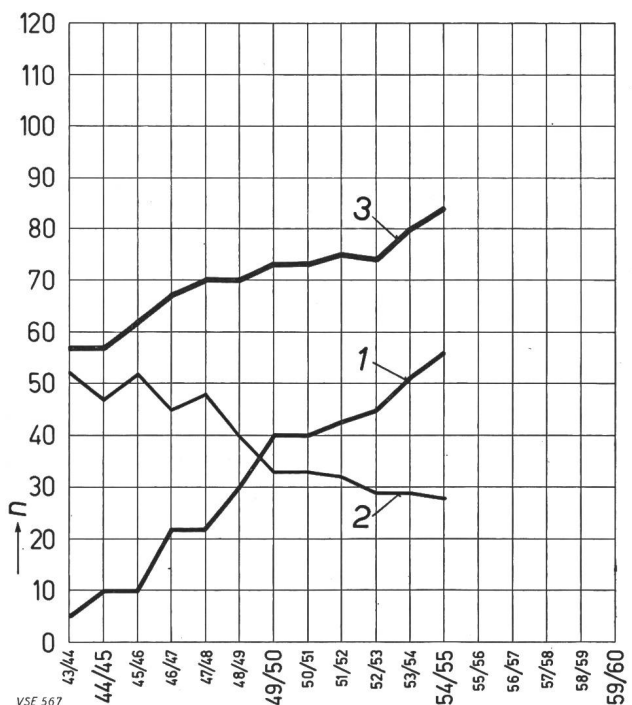


Fig. 1

Le développement de l'équipement de réenclenchement rapide automatique dans les sous-stations des EKZ

n nombre de cellules d'interrupteur à 8 et 16 kV:  
 courbe 1 avec réenclenchement rapide automatique  
 courbe 2 sans réenclenchement rapide automatique  
 courbe 3 total

dispositif de réenclenchement et seulement 0,8 (soit le quart) dans les cellules équipées de ce dispositif. Les réenclenchements rapides *réussis* sont indiqués

par la courbe en pointillé (courbe 3); ils ne tombent pas dans la catégorie des interruptions de courant chez les abonnés, car ils se manifestent simplement par une variation temporaire de la tension. Le succès du réenclenchement rapide, c'est-à-dire le pourcentage des réenclenchements réussis par rapport au nombre total de déclenchements dans

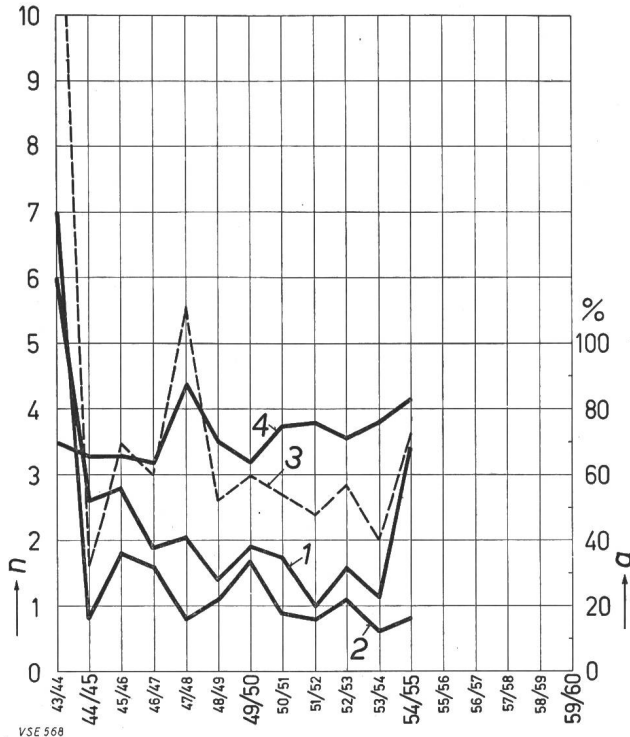


Fig. 2

Succès du réenclenchement rapide automatique dans le réseau des EKZ

$n$  nombre de déclenchements par cellule d'interrupteur et par an dans le réseau à 8 et 16 kV:

courbe 1 interrupteurs sans réenclenchement rapide automatique

courbe 2 interrupteurs avec réenclenchement rapide automatique, réenclenchements ratés

courbe 3 interrupteurs avec réenclenchement rapide automatique, réenclenchements réussis

$a$  pourcentage des réenclenchements réussis (courbe 4)

les cellules munies du dispositif automatique, ressort de la courbe 4; il varie entre 60 et 80 %. Dans tous les cas où la ligne fonctionne seule, le succès est généralement meilleur que lorsqu'elle est branchée en parallèle avec des installations importantes. Pour obtenir ici aussi le même succès, il faut équiper également les interrupteurs principaux des installations en parallèle d'un dispositif automatique de réenclenchement rapide. Celui-ci se révèle également très efficace lorsque, par exemple, on ouvre par erreur sous charge un sectionneur du réseau, ou bien quand on manœuvre un interrupteur de ligne aérienne dont le pouvoir de coupure est trop faible. De tels incidents sont beaucoup plus anodins dans les réseaux munis du réenclenchement automatique, parce que l'arc de court-circuit est éteint immédiatement.

Mais le réenclenchement rapide rend aussi un tout autre service: il permet de localiser les défauts à la terre dans un réseau à haute tension. Si un défaut permanent à la terre se manifeste sur une ligne

quelconque partant d'une sous-station, nous avons la possibilité, sans le secours d'un relais directionnel de terre ou de manœuvres compliquées dans l'installation, de déterminer en quelques minutes la ligne affectée par le court-circuit. En pressant sur un bouton, le surveillant provoque artificiellement un déclenchement suivi d'un réenclenchement rapide sur les différentes lignes, l'une après l'autre, observant en même temps les voltmètres de terre de la barre collectrice. On reconnaît la ligne affectée du court-circuit par le fait que, lors du réenclenchement rapide de cette ligne, les voltmètres de terre indiquent une tension symétrique contre terre durant l'interruption de 0,2 à 0,3 s.

### Protection contre les surtensions dans les réseaux à 8 et 16 kV

L'expérience montre que les parafoudres ont un maximum d'efficacité, lorsqu'on observe les points suivants:

1. Maintenir la plus courte distance possible entre l'appareil et l'électrode de terre, plutôt que d'installer une longue ligne de terre en vue d'atteindre une prise de terre idéale, c'est-à-dire, de faible résistance ohmique.

2. Une électrode de terre de faible résistance ohmique est naturellement favorable, mais pas absolument indispensable, pour autant que l'objet à protéger soit relié à la même électrode de terre.

3. En principe, c'est-à-dire là où c'est admissible, il est recommandé de relier ensemble les différents systèmes de mise à terre d'une installation donnée, pour éviter les décharges intermédiaires et des différences de potentiel momentanément élevées.

4. La surtension s'étale en forme d'entonnoir autour de la prise de terre, avec valeurs maxima à proximité de celle-ci.

5. On ne peut pas exprimer généralement en mètres l'étendue du domaine de protection d'un parafoudre. La protection multiple, c'est-à-dire le montage de parafoudres avant et à l'intérieur de l'installation, ne se justifie que pour des objets ou installations d'importance spéciale; toutefois, il convient de toujours mettre en balance les frais et le succès escompté de tels dispositifs.

6. En cas de courtes introductions en câbles, jusqu'à 200 m environ, un groupe de parafoudres à l'intérieur de la station devrait suffire à protéger aussi bien les boîtes d'extrémité en plein air que l'installation proprement dite.

7. S'il s'agit de câbles plus longs, on peut conseiller de placer le groupe de parafoudres en plein air, sur le dernier ou l'avant-dernier support avant la boîte d'extrémité.

Quant aux expériences faites avec les parafoudres, on peut dire que les types anciens n'étaient pas protégés contre l'humidité, de sorte que l'eau pénétrant à l'intérieur provoquait des corrosions et des claquages internes. Il s'ensuivait que la tension d'amorçage était souvent réduite à tel point que les parafoudres n'étaient plus à même de supporter les défauts à la terre; il n'était pas rare qu'ils éclataient. Les types modernes sont tous étanches à l'air et à l'humidité, ce qui assure un amorçage plus régulier et un service moins sujet aux perturbations. Il vaut la peine d'augmenter le nombre de parafoudres dans les réseaux aériens: la confiance mise en eux se justifie aujourd'hui.

Les figures 3 et 4 et le tableau I donnent quelques renseignements sur le nombre des parafoudres en service dans les installations des EKZ et sur leur efficacité. On a commencé d'installer des parafoudres en 1935. Les courbes 1 et 2

montrent qu'il en existe actuellement 487 jeux dans le réseau à 8/16 kV et 24 dans le réseau à 50 kV. La moitié environ des jeux à 8/16 kV sont équipés de compteurs d'amorçage (courbe 3).

En principe, on monte aux EKZ des parafoudres dans chaque poste de transformation nouveau ou rénové alimenté par une ligne aérienne. Sur 728 postes de transformation du réseau à 8/16 kV ali-

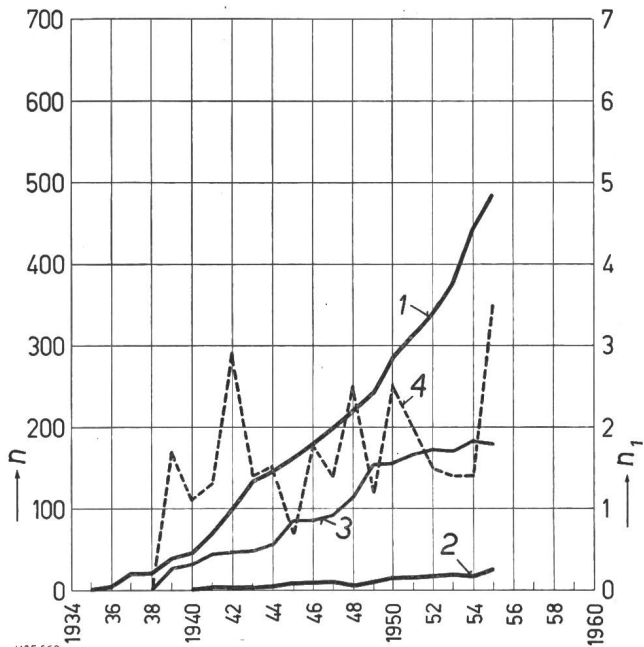


Fig. 3

Le développement de la protection contre les surtensions dans les installations des EKZ

$n$  nombre de jeux de parafoudres et de compteurs d'amorçage: courbe 1 parafoudres à 8 et 16 kV  
 courbe 2 parafoudres à 50 kV  
 courbe 3 compteurs d'amorçage de parafoudres à 8 et 16 kV  
 $n_1$  nombre d'amorçages par parafoudre à 8 et 16 kV et par an (courbe 4)

mentés par ligne aérienne, 404 ou 56% sont actuellement munis de parafoudres. Le nombre moyen d'amorçages par appareil et par an dans le réseau à 8/16 kV ressort de la courbe 4 en pointillé; il est de 2 environ.

Fréquence d'amorçage de 178 jeux de parafoudres à 8 et 16 kV équipés de compteurs d'amorçage dans le réseau des EKZ

Tableau I

Nombre d'amorçages (année 1955)	Nombre de jeux de parafoudres	
	absolu	%
0	44	24,7
1... 5	95	53,4
6...10	25	14,1
11...15	8	4,4
16...20	6	3,4
> 20	0	0
	178	100,0

Examinons la fréquence d'amorçage des parafoudres durant l'année 1955, qui fut riche en orages. Sur 178 appareils pourvus de compteurs, 44 ou 24,7% n'accusaient aucun amorçage; 95 ou 53,4% en avaient subi 1 à 5, 25 ou 14,1% 6 à 10, 8 ou 4,4% 11 à 15, 6 ou 3,4% 16 à 20. Aucun parafoudre ne s'était amorcé plus de 20 fois.

La fig. 4 prouve que la protection contre les surtensions, associée à l'emploi du réenclenchement automatique rapide, a réellement contribué à réduire le nombre de déclenchements définitifs sur les lignes à moyenne tension. Le nombre des déclenchements par cellule d'interrupteur et par an

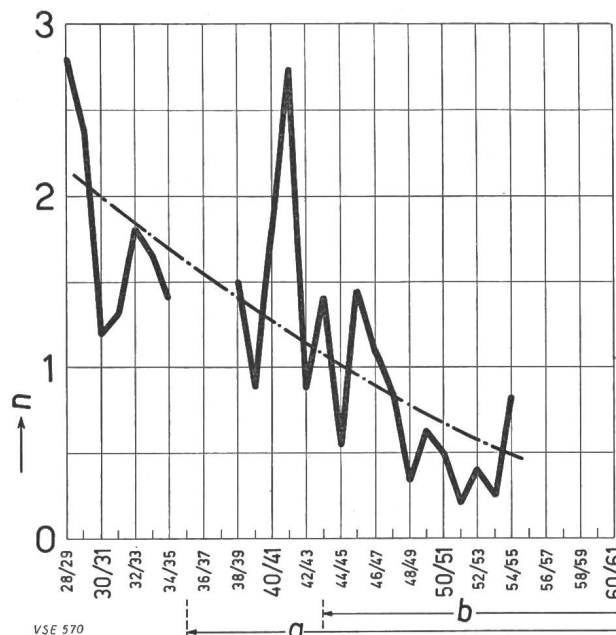


Fig. 4

Diminution du nombre de déclenchements définitifs de lignes à moyenne tension lors d'orages, par suite de l'emploi toujours plus répandu du réenclenchement rapide automatique et des parafoudres

$n$  nombre de déclenchements définitifs par cellule d'interrupteur et par an  
 a équipement du réseau en installations de réenclenchement rapide  
 b équipement du réseau en parafoudres

qui sont dus seulement aux orages varie beaucoup suivant la fréquence de ces derniers. Mais il ressort clairement du diagramme qu'avant le montage de parafoudres et de dispositifs de réenclenchement rapide automatique, on comptait en moyenne 2 déclenchements par cellule et par an, tandis que ce chiffre est tombé aujourd'hui à 0,5 environ.

### Mesures de terres dans les postes de transformation

L'Ordonnance sur les installations électriques à fort courant prescrit les différents types d'électrodes de terre, leurs dimensions minima et les tensions maxima admissibles aux parties d'installation mises à la terre. La fréquence des contrôles périodiques est également prescrite. Les fig. 5...7 et les tableaux II...V montrent à l'aide d'un exemple, celui des prises de terre d'un poste de transformation en cabine, comment nous avons organisé aux EKZ le contrôle des prises de terre. La fig. 5 et les tableaux II et III font voir le recto, les fig. 6 et 7 et les tableaux IV et V le verso de nos feuilles de contrôle des prises de terre.

L'esquisse en plan donne la disposition et les dimensions des différentes prises de terre du poste.





Mesures des prises de terre d'un poste de transformation : mesure des résistances de passage à la terre

Tableau II

Date	7. 6. 46		13. 6. 50		23. 3. 55	
Terre de comparaison %	91	130	88	130	125	130
résistance R <sub>1</sub> de la prise de terre de protection Ω	7,0	10,0	7,8	11,5	8,9	9,3
résistance R <sub>2</sub> de la prise de terre du neutre du réseau à 500 V Ω	18,0	25,7	16,0	23,7	18,5	19,1
résistance R <sub>3</sub> de la prise de terre du neutre du réseau à 380 V, neutre déconnecté Ω	11,5	16,5	11,5	17,0	16,0	16,6
résistance R <sub>4</sub> de la prise de terre du neutre du réseau à 380 V, neutre connecté Ω	0,8	1,15	1,2	1,8	1,8	1,9

Mesures des prises de terre d'un poste de transformation : influence réciproque des prises de terre

Tableau III

prise de terre influençant	prise de terre influencée	résistance d'influence		formule pour le calcul (courant de défaut à la terre de 6 A)	tension contre terre de l'électrode influencée	
		désignation	Valeur Ω		mesurée V	admissible V
R <sub>2</sub>	R <sub>1</sub>	R <sub>2-1</sub>	16,2	$U_1 = 290 \left(1 - \frac{R_{2-1}}{R_2}\right)$	29	50
R <sub>2</sub>	R <sub>3</sub>	R <sub>2-3</sub>	17,0	$U_2 = 290 \left(1 - \frac{R_{2-3}}{R_2}\right)$	16	
R <sub>2</sub>	R <sub>4</sub>	R <sub>2-4</sub>	17,5	$U_3 = 290 \left(1 - \frac{R_{2-4}}{R_2}\right)$	8,1	20
R <sub>1</sub>	R <sub>3</sub>	R <sub>1-3</sub>	5,35	$U_5 = 6R_1 \left(1 - \frac{R_{1-3}}{R_1}\right)$	14	
R <sub>1</sub>	R <sub>4</sub>	R <sub>1-4</sub>	6,65	$U_6 = 6R_1 \left(1 - \frac{R_{1-4}}{R_1}\right)$	3	20

\* R<sub>1</sub> rapporté à 130%

Il est important de tenir compte de la répercussion de l'électrode à 500 V sur la prise de terre de protection, et sur celle du neutre du réseau à 380 V mis au neutre, ainsi que de la répercussion de la prise de terre de protection sur le neutre, ce qui peut être le cas par exemple lors d'un défaut à la terre du côté haute tension dans le poste de transformation. Il est très facile de calculer la tension qui apparaît à l'électrode influencée. Cette tension, de même que les valeurs maxima admissibles sont indiquées dans les deux colonnes de droite du tableau III.

Nous mesurons également au pont l'allure de la résistance à la terre du neutre du réseau à 500 V, puis nous la portons en pour-cent de la résistance totale en fonction de la distance — ce qui correspond aussi à la répartition de la tension. Suivant l'étendue de l'électrode, il est indiqué de déterminer cette répartition dans deux directions. La plus grande tension de pas par m est déduite de l'inclinaison maximum de la courbe. Dans notre cas, on obtient 6% de la tension totale de 290 V, soit 17,4 V.

Enfin, nous mesurons encore dans différentes directions typiques l'étalement de la tension à la prise de terre de protection au voisinage immédiat du poste; on lit sur la courbe D de la fig. 7, la ten-

Mesures des prises de terre d'un poste de transformation : contrôle de la tension de pas dans le voisinage de la prise de terre du neutre du réseau à 500 V

Tableau IV

Distance m	Direction A Résistance		Direction B Résistance	
	Ω	% de R <sub>2</sub>	Ω	% de R <sub>2</sub>
0	10,5	58,5	10,5	58,5
0,5	10,5	58,5	10,8	60,0
1	10,8	60,0	11,2	62,0
2	11,9	66,0	12,0	66,5
4	13,8	77,0	13,6	75,5
6			15,0	83,5
8			15,5	86,0
5,5	15,0	83,5		
∞	18,0	100,0	18,0	100,0

Tension de pas maximum (1 m), tirée de la fig. 6 : 6% de 290 V, soit 17,4 V (20 V admissible)

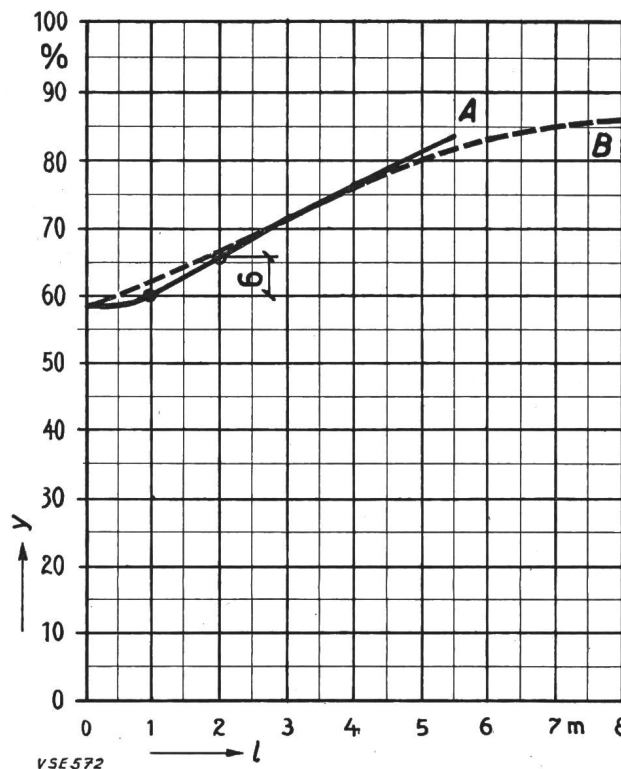


Fig. 6

Mesure des prises de terre d'un poste de transformation : contrôle de la tension de pas dans le voisinage de la prise de terre du neutre du réseau à 500 V

- A, B directions de mesure (voir fig. 5)
- l distance de l'électrode
- y résistance en pour-cent de la résistance totale R<sub>2</sub> (voir tableau IV)

sion de contact apparaissant à 80 cm de distance. Celle-ci se déduit de la courbe en pour-cent et de la tension totale à la terre de protection, laquelle est égale au produit du courant maximum de défaut à la terre, du côté haute tension, par la résistance de terre maximum (130% de la résistance moyenne).

Sur le calcul préalable des mises à terre, il a paru dans le Bulletin ASE t. 42 (1951), n° 2, un article de M. Wettstein, que je signale spécialement à l'attention du lecteur.

Mesures des prises de terre d'un poste de transformation : contrôle de la tension de contact dans le voisinage de la terre de protection

Tableau V

Distance m	Direction C Résistance		Direction D Résistance	
	$\Omega$	% de $R_1$	$\Omega$	% de $R_1$
0			1,3	18,5
0,5	0,8	11,5	1,3	18,5
1	1,2	17,0	1,4	20,0
2	2,25	32,0	2,05	29,5
4			4,5	64,5
6	4,56	65,0		
8	5,2	74,5		
3	2,7	38,5	2,8	40,0
$\infty$	7,0	100,0	7,0	100,0

Tension de contact à une distance de 80 cm, tirée de la fig. 7 :

19% de  $(6.R_1)$ , soit 11 V (50 V admissible)  
calculée pour les conditions les plus défavorables  
(terre de comparaison 130%)

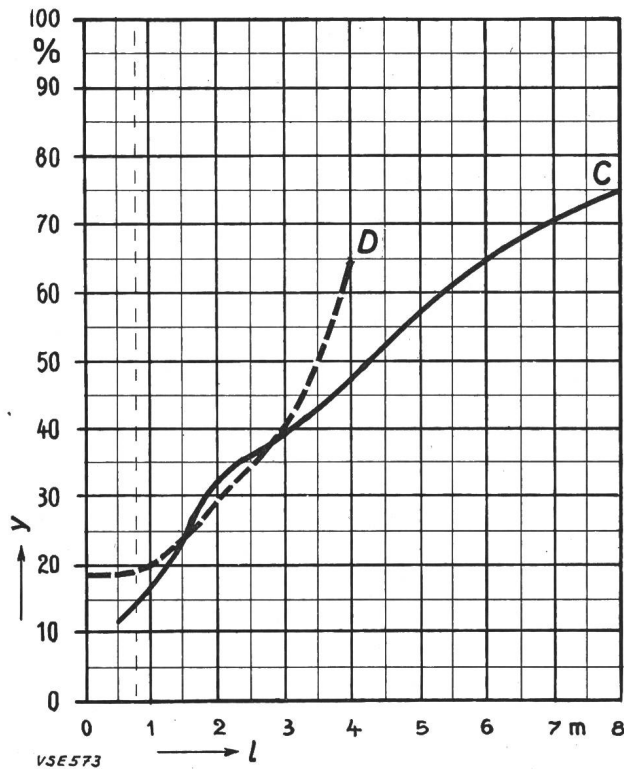


Fig. 7

Mesure des prises de terre d'un poste de transformation : contrôle de la tension de contact dans le voisinage de la prise de terre de protection

C, D directions de mesure (voir fig. 5)  
l distance du poste de transformation  
y résistance en pour-cent de la résistance totale  $R_1$  (voir tableau V)

### La tension de court-circuit des transformateurs de distribution

Il est d'usage de choisir la tension de court-circuit des transformateurs de distribution entre 3,5 et 4,5 % de la tension nominale. Une grande tension de court-circuit augmente la sécurité du transformateur, mais entraîne naturellement une chute de tension interne plus élevée, de sorte qu'il faut prendre son parti d'une tension à vide proportionnellement plus élevée du côté secondaire.

Dans le réseau unifié des EKZ, par exemple, nous avons fixé à 227 V la tension à vide des transformateurs. La tension de court-circuit est égale à 4,5 % pour les petites unités, et à 3,6 % pour les grandes unités.

Pour une marche en parallèle irrécusable de plusieurs transformateurs, la tension de court-circuit joue un rôle essentiel à côté d'une identité de connexions et de rapport de transformation. A cause de la tolérance de  $\pm 10\%$  admise pour cette tension par les prescriptions sur les transformateurs, il peut se produire déjà des écarts assez sensibles de la répartition désirée de la charge dans la marche en parallèle de transformateurs ayant la même valeur nominale de la tension de court-circuit. Il s'agit par exemple de brancher en parallèle deux transformateurs de 100 et 400 kVA; admettons que l'un et l'autre aient été commandés pour la même tension de court-circuit de 4 %; or, on constate qu'en fait la tension de court-circuit du petit transformateur est 10 % trop faible, celle du grand transformateur 10 % trop forte par rapport à la valeur nominale; il s'ensuit que, pour une charge totale de 500 kVA, le petit transformateur fournit 117 kVA environ — soit une surcharge de 17 % —, tandis que le grand travaille, avec 383 kVA, environ 4 % en dessous de sa charge nominale. Pour cette raison, il est préférable de commander les grands transformateurs plutôt avec une tension de court-circuit légèrement inférieure à celle des petits, ceci d'autant plus que les coupe-circuit modernes de grande puissance et les disjoncteurs à fiche sont calculés aujourd'hui pour des puissances de court-circuit plus élevées qu'autrefois. En outre, il est recommandé de ne brancher en parallèle que des transformateurs de puissance nominale pas trop différente.

### Variations de tension admissibles dans les réseaux à basse tension

Il faut distinguer entre les écarts de tension permanents durant toute la journée et les variations momentanées.

a) *Écarts permanents.* Dans les réseaux unifiés à 380 V et les réseaux à 500 V des EKZ, on tolère en général, dans les grandes localités, une chute de tension maximum de 5 %. A la campagne, dans le réseau à 500 V, on admet un écart d'environ 10 %. Nos transformateurs de distribution possèdent 3 prises du côté haute tension dans le réseau à 8 kV, et 4 prises dans le réseau à 16 kV. Le réglage de la tension intermédiaire de distribution n'a lieu que dans les sous-stations d'alimentation, de façon qu'il règne aux bornes à basse tension des transformateurs de distribution au moins la tension nominale, au plus une surtension de 5 %. Il en résulte pour les abonnés d'un réseau local les variations de tension maximums suivantes :

réseau à 380 V	$\pm 5\%$ de la tension nominale
réseau à 500 V, cas normal	$\pm 5\%$ de la tension nominale
fermes éloignées	+ 5 % à - 10 % de la tension nominale

Avec l'extension des puissances transportées, les écarts en moins augmentent avec le temps dans les réseaux existants, de sorte qu'il faut prendre des mesures pour ramener les chutes de tension dans les limites indiquées. A cet effet on dispose des moyens suivants:

1. Renforcement de la section des fils des lignes à basse tension.
2. Installation provisoire d'un régulateur de tension.
3. Installation de condensateurs de déphasage en bout de ligne. Comme ceux-ci provoquent une élévation de tension plus ou moins constante, fonction de la grandeur des condensateurs, il est avantageux de déclencher automatiquement les grandes unités pendant les périodes de faible charge.
4. Sur les longs parcours à 500 V en campagne, nous avons passé avec succès de 500 à 1000 V pour la tension de transport.
5. Là où il en vaut la peine, la meilleure amélioration consiste à édifier un nouveau poste de transformation.
6. Actuellement, nous faisons des essais pour savoir si l'on peut améliorer la tension de certaines parties du réseau au moyen de condensateurs montés en série dans les réseaux à basse tension.

Les condensateurs montés en série ont l'avantage de causer une élévation de tension qui est fonction de la charge, c'est-à-dire du courant du condensateur. Plus la charge du réseau augmente, plus la tension monte, ce qui semble être l'idéal. Des considérations théoriques ont montré toutefois qu'avec les condensateurs-série l'élévation de la tension ne dépend pas seulement du courant de charge, mais malheureusement aussi très fortement du facteur de puissance, ce qui peut mettre en question l'usage de ces condensateurs dans les réseaux à basse tension. Nos premiers essais ont montré aussi que ces condensateurs rendent possibles certains phénomènes de résonance entre les capacités-série et les consommateurs inductifs, de sorte qu'un jugement définitif sur l'application de condensateurs-série dans les réseaux à basse tension est encore prématuré.

b) *Variations brèves de la tension.* Les appareils à consommation fortement variable, tels que *fours de fonderie, machines à souder, etc.* causent dans le réseau de brusques variations de tension, qui affectent tout spécialement l'éclairage électrique. A ce propos, il convient de remarquer que la plupart des machines à souder sont branchées sur une seule phase, et que leur répercussion est inégale sur les trois phases. Il faut veiller en première ligne à ce que les grands appareils de ce genre soient alimentés par des transformateurs et des lignes à basse tension séparés, ou du moins qu'ils soient raccordés au réseau-force. Dans tous les cas, avant de permettre le raccordement de tels appareils, il convient d'examiner quelle puissance peut être admise en un point déterminé du réseau, sans qu'elle provoque de variations trop importantes de la tension. L'expérience a montré qu'il vaut mieux, dans ce cas, mesurer directement la puissance maximum de la machine à souder, que de se fier aux indications figurant sur la plaquette.

Au tableau VI figurent les *variations admissibles de la tension chez l'abonné*, telles qu'elles résultent d'essais faits naguère par MM. *Werdenberg* et *Alt-*

*Influence de divers appareils sur la tension chez l'abonné: variations de tension tolérables*

Tableau VI

Appareils	Réseau unifié à 380/220 V		Réseau-force à 500 V
	pendant les heures d'éclairage	en dehors des heures d'éclairage	
	%	%	%
machines à souder à l'arc convertisseurs, etc.	3,0	5 ...10	7...15
machines à souder par points	1,5	5 ...10	7...15
machines à souder les joints	0,3	0,5... 1	5...10
	par rapport à la tension de phase		

*herr* et dont les résultats ont été publiés dans le Bull. ASE t. 26 (1935), n° 22 et t. 37 (1945), n° 12. Les chiffres du tableau sont donnés à titre de renseignement, car il n'est pas possible d'indiquer une valeur valable de façon tout à fait générale, étant donné que la variation tolérable de tension dépend fortement de la caractéristique et du mode d'emploi de l'appareil considéré. Comme on le voit, une grande prudence est de rigueur avec les machines à souder par points et surtout par suture.

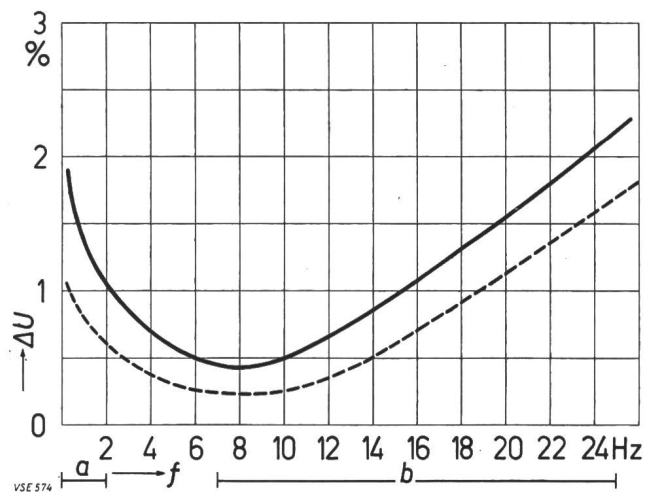


Fig. 8  
Sensibilité de l'œil humain aux oscillations d'intensité de la lumière

- génant
- ..... perceptible
- f fréquence de l'oscillation
- ΔU amplitude de l'oscillation en pour-cent
- a domaine de fréquence principal dans le cas de machines à souder par point
- b domaine de fréquence principal dans le cas de machines à souder les joints

La fréquence des vibrations joue également un rôle, ainsi qu'il ressort de la fig. 8. On voit que l'œil humain est surtout sensible à la fréquence de 8 Hertz, qui intervient souvent dans la soudure par suture.

Si l'on emploie des transformateurs à trois enroulements avec deux enroulements secondaires, même si les objets à consommation variable sont

branchés sur l'enroulement à 500 V, il faut s'attendre à une certaine répercussion sur le réseau à 380/220 V.

Quelles sont les mesures à prendre pour *maintenir les variations de tension dans les limites acceptables*? Considérons d'abord cette question du point de vue du raccordement des appareils perturbateurs. Autant que possible, on tâchera de raccorder ceux-ci au réseau-force, et même à une ligne à haute tension séparée en cas de grandes puissances. Là où l'exploitation de machines à souder perturbe le réseau-lumière, on peut envisager, le cas échéant, d'interdire l'emploi de ces machines durant les heures d'éclairage. Le montage de condensateurs sur les machines à souder par points s'est révélé très efficace, pour autant que ces condensateurs soient mis en et hors circuit à chaque point de soudure; sinon, le condensateur branché en permanence élève bien le niveau de la tension, mais sans supprimer les variations de tension. On peut aussi associer aux machines à souder de grande puissance des appareils répartissant la charge sur les trois phases et des dispositifs qui réduisent la fréquence dans le circuit de soudage; ils ont donné jusqu'ici entière satisfaction.

Chez les abonnés particulièrement sensibles au tremblement de la lumière, on peut envisager l'emploi de *stabilisateurs de tension* magnétiques ou électroniques. En branchant ces appareils, qui sont dénués d'inertie, il est possible d'éviter entièrement toute répercussion d'objets perturbateurs sur les parties sensibles du réseau. Malheureusement, ils sont assez chers, de sorte qu'ils n'entrent généralement en considération qu'à partir d'une puissance de quelques centaines de watts chez l'abonné. Ces stabilisateurs doivent en outre être protégés contre les surcharges éventuelles.

### Travaux à des ouvrages sous tension

Les travaux sur des réseaux à basse tension en service devraient être *évités autant que possible*, car ils présentent toujours un certain danger, en dépit des mesures de précaution usuelles. Il y a cependant des cas où le déclenchement d'une ligne est très difficile. Mais avec un peu de bonne volonté (déplacement des heures de travail, pour-parlers avec l'abonné), on peut aplanir bien des obstacles. L'art. 7 de l'*Ordonnance sur les installations électriques à fort courant* stipule qu'on ne pourra travailler à des parties d'installations sous tension que si la tension de ces dernières par rapport à la terre ne dépasse pas  $250\text{ V} + 20\%$ . En outre, il faut que ces travaux soient exécutés par au moins deux hommes du métier spécialement instruits, qui observent des mesures de précaution suffisantes. Dans sa *publication n° 146*, l'ASE a formulé des directives pour des travaux de ce genre, en indiquant les mesures de sécurité et les outils appropriés.

La décision de savoir s'il y a nécessité ou non de travailler sous tension ne devrait en aucun cas être laissée à un monteur ou chef monteur, sinon la

routine s'introduirait avec le temps dans ce domaine, et les précautions nécessaires seraient négligées. C'est pourquoi les *Forces Motrices Bernoises* ne tolèrent en principe les travaux à des parties d'installations sous basse tension que dans des cas spéciaux, dont la décision et la surveillance incombent à un technicien. Chaque détail est fixé par écrit, pour bien mettre en évidence le caractère exceptionnel de cette opération.

Aux EKZ, nous avons interdit en principe depuis 8 ans de travailler aux installations à basse tension sans les déclencher préalablement. Il ressort de la statistique annuelle des accidents publiée par l'*Inspectorat fédéral des installations à courant fort*, qu'un grand nombre d'accidents surviennent à des lignes à basse tension parce qu'on les avait cru déclenchées, alors que, par oubli ou malentendu, tel n'était pas le cas. Mais il peut arriver aussi que des installations autonomes de production d'énergie travaillant en parallèle fournissent la tension. Pour toutes ces raisons, les EKZ exigent, en plus du déclenchement, la mise à la terre et le court-circuitage des places de travail dans les installations à basse tension également.

Dans les installations à haute tension et les stations de transformateurs, nous montons des *sectionneurs unipolaires sur la terre de protection*, comme le montre la fig. 9. Quand ils sont fermés,



Fig. 9

Sectionneurs de terre unipolaires dans une installation à haute tension

Remarquer les plaquettes striées rouge et jaune

on voit sur ces sectionneurs des *bandes jaunes et rouges* attirant l'attention de l'ouvrier, pour qu'il n'oublie pas d'ouvrir la mise à terre, une fois le travail achevé. Dans les réseaux de lignes aériennes à basse tension, nous utilisons depuis peu les garnitures de court-circuitage et de mise à terre système *Peyer*. Dans les réseaux de câbles à basse tension, par contre, on se contente pour le moment, faute d'un dispositif approprié, d'une mise à terre ordinaire.

Adresse de l'auteur:

J. Wild, chef d'exploitation aux Entreprises électriques du canton de Zurich, Zurich.

## Extrait des rapports de gestion des centrales suisses d'électricité

(Ces aperçus sont publiés en groupes de quatre au fur et à mesure de la parution des rapports de gestion et ne sont pas destinés à des comparaisons)

On peut s'abonner à des tirages à part de cette page

	Aare-Tessin A.-G. für Elektrizität Olten		Elektra Fraubrunnen Jegenstorf		Elektrizitätswerke des Kantons Zürich Zürich		Aargauisches Elektrizitätswerk Aarau	
	1954/55	1953/54	1955	1954	1954/55	1953/54	1954/55	1953/54
1. Production d'énergie . kWh	—	—	—	—	35 467 200	28 412 400	15 516 740	16 255 360
2. Achat d'énergie . . . kWh	—	—	?	?	726 723 328	676 830 431	639 468 332	568 845 053
3. Energie distribuée . . kWh	2 060 548 600	1 961 795 400	15 712 500	14 028 500	718 353 000 <sup>3)</sup>	662 559 000 <sup>4)</sup>	636 430 118	566 288 828
4. Par rapp. à l'ex. préc. . %	+ 4,52	+ 7,12	+ 12,0	+ 4,0	+ 8,42	+ 8,24	+ 12,4	+ 11,0
5. Dont énergie à prix de déchet . . . . . kWh	—	—	—	—	18 169 785	9 064 455	61 527 252	41 571 167
11. Charge maximum . . kW	345 000	330 000	?	?	164 500	148 200	127 000	119 000
12. Puissance installée totale kW			36 386	33 935	724 650	669 910	263 000	241 800
13. Lampes . . . . . { nombre kW	1)	1)	53 153	51 800	913 170	881 020	258 000	246 900
14. Cuisinières . . . . . { nombre kW			1 825	1 752	51 640	49 550	13 400	12 330
15. Chauffe-eau . . . . . { nombre kW			3 072	2 916	38 466	35 785	13 250	12 600
16. Moteurs industriels . . { nombre kW			18 036	16 851	240 876	222 405	66 100	64 000
			1 605	1 478	34 923	32 150	6 370	5 860
			1 606	1 455	94 292	80 056	8 320	7 600
			5 641	5 204	87 560	80 800	22 600	21 160
			7 030	6 670	176 680	169 680	81 000	79 500
21. Nombre d'abonnements . . .	—	—	4 343	4 333	60 300 <sup>5)</sup>	58 000 <sup>5)</sup>	37 100	35 600
22. Recette moyenne par kWh cts.	—	—	7,54	7,80	4,93	4,97	3,934	3,956
<i>Du bilan:</i>								
31. Capital social . . . . . fr.	70 000 000	70 000 000	—	—	—	—	—	—
32. Emprunts à terme . . . . . »	113 433 000	114 230 000	—	—	—	—	—	—
33. Fortune coopérative . . . . . »	—	—	52 600	52 600	—	—	—	—
34. Capital de dotation . . . . . »	—	—	—	—	9 000 000	9 000 000	5 000 000	5 000 000
35. Valeur comptable des inst. . . . . »	284 815 905	175 290 880	30 000	26 000	14 760 026	10 105 026	1 549 586	804 166
36. Portefeuille et participat. . . . . »	17 143 250	16 425 650	375 620	389 620	11 166 000	11 167 000	16 471 927	16 559 766
37. Fonds de renouvellement . . . . . »	—	—	278 500	277 500	18 970 000 <sup>6)</sup>	18 330 000 <sup>6)</sup>	—	—
<i>Du compte profits et pertes:</i>								
41. Recettes d'exploitation . fr.	31 509 116 <sup>2)</sup>	29 249 391 <sup>2)</sup>	385 557	355 143	36 950 710	34 542 342	25 753 425	23 601 194
42. Revue du portefeuille et des participations . . . . . »	782 923	723 487	15 391	14 579	516 166	516 166	1 127 031	980 364
43. Autres recettes . . . . . »	363 364	434 580	8 834	12 852	27 564	44 187	248 308	232 294
44. Intérêts débiteurs . . . . . »	3 927 129	3 954 788	—	—	927 746	855 058	225 685	414 412
45. Charges fiscales . . . . . »	3 588 340	3 433 347	14 452	12 831	18 034	19 054	38 437	36 311
46. Frais d'administration . . . . . »	3 908 193	3 736 405	124 061	113 720	3 668 752	3 330 785	800 314	793 046
47. Frais d'exploitation . . . . . »	5 111 480	4 740 432	132 013	131 799	7 195 515	6 613 129	1 269 705	1 339 256
48. Achat d'énergie . . . . . »	—	—	782 018	721 663	22 060 989	20 799 705	19 844 146	18 647 039
49. Amortissements et réserves . . . . . »	8 903 502	8 334 798	117 282	92 049	2 652 956	2 586 865	3 544 968	2 528 030
50. Dividende . . . . . »	4 900 000	4 900 000	3 156	3 130	—	—	—	—
51. En % . . . . . »	7	7	6	6	—	—	—	—
52. Versements aux caisses pu- bliques . . . . . »	—	—	20 000	20 000	968 477	910 494	650 000	600 000
<i>Investissements et amortissements:</i>								
61. Investissements jusqu'à fin de l'exercice . . . . . fr.	284 815 905	276 989 759	1 019 000	964 000	—	—	—	—
62. Amortissements jusqu'à fin de l'exercice . . . . . »	109 388 282	101 698 879	989 000	938 000	—	—	—	—
63. Valeur comptable . . . . . »	175 427 623	175 290 880	30 000	26 000	14 760 026	10 105 026	1 549 586	804 166
64. Soit en % des investisse- ments . . . . . »	61,59	63,28	2,95	2,77	—	—	—	—

1) vente au détail négligeable.

2) recettes déduction faite des achats d'énergie et des frais de transit sur les lignes appartenant à des tiers.

3) dont 2 292 000 kWh en transit.

4) dont 2 192 000 kWh en transit.

5) nombre d'abonnés.

6) y compris le fonds de réserve.

## Production et distribution d'énergie électrique par les entreprises suisses d'électricité livrant de l'énergie à des tiers

Communiqué par l'Office fédéral de l'économie électrique et l'Union des Centrales Suisses d'électricité

La présente statistique concerne uniquement les entreprises d'électricité livrant de l'énergie à des tiers. Elle ne comprend donc pas la part de l'énergie produite par les entreprises ferroviaires et industrielles (autoproducteurs) qui est consommée directement par ces entreprises.

Mois	Production et achat d'énergie											Accumulation d'énergie				Exportation d'énergie	
	Production hydraulique		Production thermique		Energie achetée aux entreprises ferroviaires et industrielles		Energie importée		Energie fournie aux réseaux		Différence par rapport à l'année précédente	Energie emmagasinée dans les bassins d'accumulation à la fin du mois		Différences constatées pendant le mois — vidange + remplissage			
	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56		1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56
	en millions de kWh											%		en millions de kWh			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Octobre . . . .	940	966	3	20	51	28	62	101	1056	1115	+ 5,6	1533	1553	— 6	— 197	135	107
Novembre ..	829	865	14	26	26	21	120	197	989	1109	+12,1	1360	1206	—173	— 347	73	76
Décembre ..	901	812	8	32	19	20	131	243	1059	1107	+ 4,5	1210	970	—150	— 236	86	81
Janvier . . . .	924	801	3	14	25	22	99	249	1051	1086	+ 3,3	1049	793	—161	— 177	91	70
Février . . . .	949	857	1	30	20	20	55	216	1025	1123	+ 9,6	766	376	—283	— 417	124	62
Mars . . . . .	1067	714	3	28	21	24	67	188	1158	954	—17,6	398	241	—368	— 135	144	45
Avril . . . . .	1019	858	1	15	28	21	10	98	1058	992	— 6,2	294	171	—104	— 70	151	52
Mai . . . . .	1141	1083	1	6	56	37	19	44	1217	1170	— 3,9	518	502	+224	+ 331	214	162
Juin . . . . .	1172	1209	1	0	76	39	19	25	1268	1273	+ 0,4	1036	882	+518	+ 380	235	206
Juillet . . . . .	1236		1		78		18		1333			1539		+503		283	
Août . . . . .	1188		1		83		18		1290			1696		+157		263	
Septembre ..	1117		1		70		7		1195			1750 <sup>4)</sup>		+ 54		210	
Année . . . . .	12483		38		553		625		13699							2009	
Oct.-mars . . .	5610	5015	32	150	162	135	534	1194	6338	6494	+ 2,5			—1141	—1509	653	441
Avril-juin ..	3332	3150	3	21	160	97	48	167	3543	3435	— 3,0					600	420

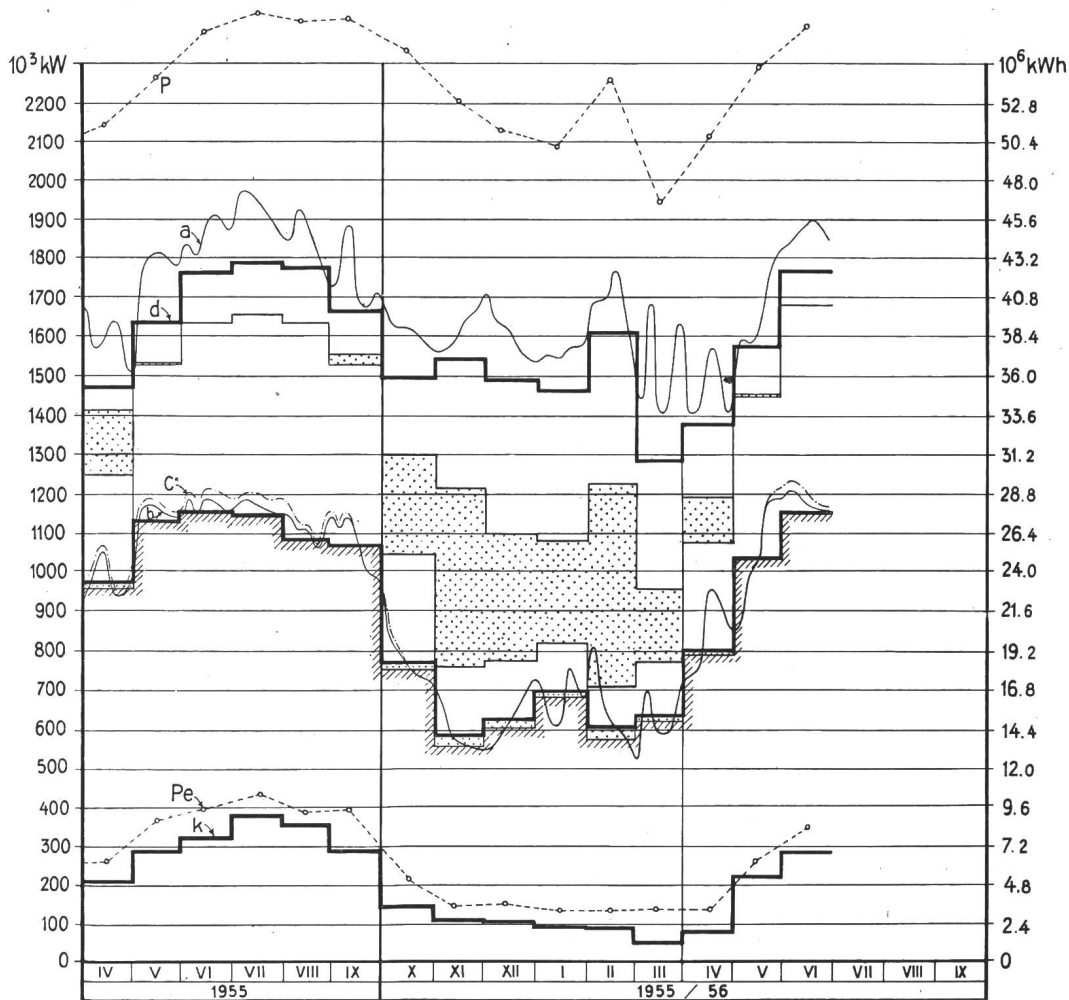
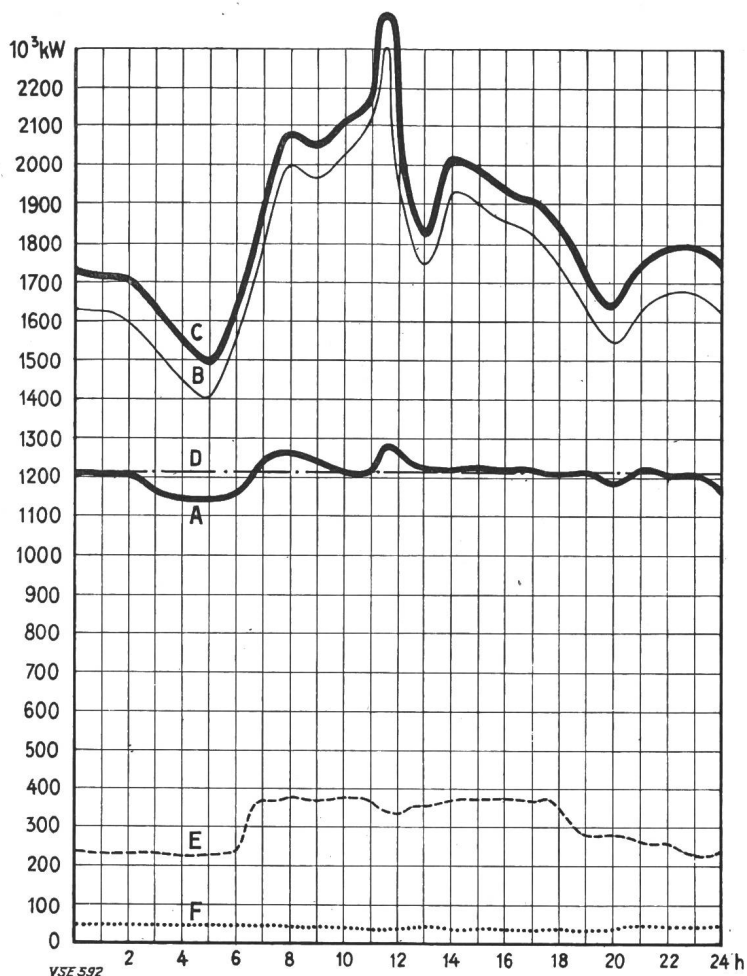
Mois	Distribution d'énergie dans le pays											Consommation en Suisse et pertes					
	Usages domestiques et artisanat		Industrie		Electrochimie, métallurgie, thermie		Chaudières électriques <sup>1)</sup>		Traction		Pertes et énergie de pompage <sup>2)</sup>		sans les chaudières et le pompage		Différence % <sup>3)</sup>	avec les chaudières et le pompage	
	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56		1954/55	1955/56
	en millions de kWh																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Octobre . . . .	413	457	168	190	118	146	30	26	55	57	137	132	881	978	+11,0	921	1008
Novembre ..	431	487	178	199	111	137	9	9	59	68	128	133	903	1020	+13,0	916	1033
Décembre ..	459	500	174	189	119	116	9	5	75	75	137	141	958	1011	+ 5,5	973	1026
Janvier . . . .	465	492	170	186	114	115	12	5	69	72	130	146	944	997	+ 5,6	960	1016
Février . . . .	417	534	162	193	111	115	26	5	66	73	119	141	874	1052	+20,4	901	1061
Mars . . . . .	456	445	181	160	143	113	34	3	67	66	133	122	978	896	— 8,4	1014	909
Avril . . . . .	396	426	158	170	138	159	46	7	48	62	121	116	853	926	+ 8,6	907	940
Mai . . . . .	399	433	162	172	149	159	105	42	44	57	144	145	880	939	+ 6,7	1003	1008
Juin . . . . .	378	423	163	178	138	157	146	90	49	54	159 (24)	165 (38)	863	939	+ 8,8	1033	1067
Juillet . . . . .	380		160		147		154		51		158		871			1050	
Août . . . . .	396		164		146		121		51		149		888			1027	
Septembre ..	411		175		144		68		52		135		907			985	
Année . . . . .	5001		2015		1578		760		686		1650 (130)		10800			11690	
Oct.-mars . . .	2641	2915	1033	1117	716	742	120	53	391	411	784 (27)	815 (46)	5538	5954	+ 7,5	5685	6053
Avril-juin ..	1173	1282	483	520	425	475	297	139	141	173	424 (50)	426 (72)	2596	2804	+ 8,0	2943	3015

<sup>1)</sup> Chaudières à électrodes.

<sup>2)</sup> Les chiffres entre parenthèses représentent l'énergie employée au remplissage des bassins d'accumulation par pompage.

<sup>3)</sup> Colonne 15 par rapport à la colonne 14.

<sup>4)</sup> Energie accumulée à bassins remplis: Sept. 1955 = 1931.10<sup>6</sup> kWh.



VSE 592

VSE 593



## Production et consommation totales d'énergie électrique en Suisse

Communiqué par l'Office fédéral de l'économie électrique

Les chiffres ci-dessous concernent à la fois les entreprises d'électricité livrant de l'énergie à des tiers et les entreprises ferroviaires et industrielles (autoproducteurs).

Mois	Production et importation d'énergie										Accumulation d'énergie				Exportation d'énergie		Consommation totale du pays	
	Production hydraulique		Production thermique		Energie importée		Total production et importation		Différence par rapport à l'année précédente	Energie emmagasinée dans les bassins d'accumulation à la fin du mois		Différences constatées pendant le mois — vidange + remplissage						
	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56		1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55
en millions de kWh										%	en millions de kWh							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Octobre . . . .	1202	1188	5	25	62	101	1269	1314	+ 3,5	1726	1746	— 3	—225	135	107	1134	1207	
Novembre . .	1018	1019	17	33	120	197	1155	1249	+ 8,1	1537	1368	—189	—378	73	76	1082	1173	
Décembre . .	1062	949	12	41	131	244	1205	1234	+ 2,4	1368	1101	—169	—267	86	81	1119	1153	
Janvier . . . .	1091	928	6	22	99	250	1196	1200	+ 0,3	1186	897	—182	—204	91	70	1105	1130	
Février . . . .	1097	974	5	38	55	217	1157	1229	+ 6,2	874	437	—312	—460	124	62	1033	1167	
Mars . . . . .	1225	841	7	39	67	188	1299	1068	—17,7	465	268	—409	—169	144	45	1155	1023	
Avril . . . . .	1242	1014	3	20	10	98	1255	1132	— 9,8	341	177	—124	— 91	151	52	1104	1080	
Mai . . . . .	1441	1353	3	8	19	44	1463	1405	— 4,0	597	545	+256	+368	214	175	1249	1230	
Juin . . . . .	1494	1530	2	2	19	25	1515	1557	+ 2,8	1188	962	+591	+417	235	242	1280	1315	
Juillet . . . .	1563		2		18		1583			1746		+558		283		1300		
Août . . . . .	1521		2		18		1541			1916		+170		263		1278		
Septembre . .	1425		3		7		1435			1971 <sup>1)</sup>		+ 55		210		1225		
Année . . . . .	15381		67		625		16073							2009		14064		
Oct.-mars . . .	6695	5899	52	198	534	1197	7281	7294	+ 0,2			—1264	—1703	653	441	6628	6853	
Avril-juin . .	4177	3897	8	30	48	167	4233	4094	— 3,3					600	469	3633	3625	

Mois	Répartition de la consommation totale du pays														Consommation du pays sans les chaudières et le pompage		Différence par rapport à l'année précédente
	Usages domestiques et artisanat		Industrie		Electrochimie, métallurgie, thermie		Chaudières électriques <sup>1)</sup>		Traction		Pertes		Energie de pompage				
	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55
en millions de kWh																	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Octobre . . . .	421	467	188	209	232	247	37	30	100	105	146	144	10	5	1087	1172	+ 7,8
Novembre . .	439	497	196	215	192	196	14	11	98	105	138	144	5	5	1063	1157	+ 8,8
Décembre . .	467	514	194	209	183	159	13	7	109	109	146	145	7	10	1099	1136	+ 3,4
Janvier . . . .	473	502	189	207	171	152	17	7	108	103	142	145	5	14	1083	1109	+ 2,4
Février . . . .	426	544	180	210	160	140	31	6	101	110	133	152	2	5	1000	1156	+15,6
Mars . . . . .	465	454	200	181	194	143	38	5	108	103	147	127	3	10	1114	1008	— 9,5
Avril . . . . .	404	434	176	191	235	213	55	11	96	100	130	123	8	8	1041	1061	+ 1,9
Mai . . . . .	407	442	180	193	287	284	115	49	95	98	146	134	19	30	1115	1151	+ 3,2
Juin . . . . .	386	432	182	200	279	300	156	98	97	100	154	145	26	40	1098	1177	+ 7,2
Juillet . . . .	388		178		290		163		101		153		27		1110		
Août . . . . .	405		181		288		131		102		151		20		1127		
Septembre . .	420		194		279		77		100		144		11		1137		
Année . . . . .	5101		2238		2790		847		1215		1730		143		13074		
Oct.-mars . . .	2691	2978	1147	1231	1132	1037	150	66	624	635	852	857	32	49	6446	6738	+ 4,5
Avril-juin . .	1197	1308	538	584	801	797	326	158	288	298	430	402	53	78	3254	3389	+ 4,2

<sup>1)</sup> Chaudières à électrodes.

<sup>2)</sup> Energie accumulée à bassins remplis: Sept. 1955 = 2 174,10<sup>6</sup> kWh

Rédaction des «Pages de PUCS»: Secrétariat de l'Union des Centrales Suisses d'Electricité, Seefeldstrasse 301, Zurich 8, téléphone (051) 34 12 12; 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.